Serie 615 de Relion®

Protección de Interconexión y Generador REG615
Guía del producto

Power and productivity
for a better world™

Contenido

1. Descripción....3
2. Configuraciones estándar....3
3. Funciones de protección....9
4. Aplicación....9
5. Soluciones ABB soportadas....15
6. Control....16
7. Medidas....17
8. Calidad de potencia....17
9. Registrador de perturbaciones....17
10. Registro de eventos....17
11. Datos registrados....18
12. Monitorización cond. 19
13. Supervisión del circuito de disparo....19
14. Autosupervisión....19
15. Supervisión de falla de fusible....19
16. Control de acceso....19
17. Entradas y salidas....19
18. Comunicación con la estación....20
19. Datos técnicos....25
20. HMI local....63
21. Métodos de montaje....64
22. Carcasa y unidad enchufable del relé....64
23. Datos de selección y pedidos....64
24. Accesorios y datos para pedidos....65
25. Herramientas....66
26. Ciberseguridad....67
27. Diagramas de terminales....68
28. Certificados....71
29. Referencias....71
30. Funciones, códigos y símbolos....72
31. Historial de revisión de documentos....76

Descargo de responsabilidad

La información contenida en este documento está sujeta a cambios sin previo aviso y no debe interpretarse como un compromiso de ABB. ABB no asume ninguna responsabilidad derivada de los errores que puedan aparecer en este documento.

© Copyright 2017 ABB.

Reservados todos los derechos.

Marcas registradas

ABB y Relion son marcas registradas del Grupo ABB. El resto de marcas o nombres de productos mencionados en este documento pueden ser marcas o marcas registradas de sus titulares respectivos.

1. Descripción

El REG615 es un relé dedicado a la protección de generador e interconexión, concebido para varias aplicaciones de generación de potencia. El REG615 está disponible en tres configuraciones estándar denominadas A, C y D. La configuración estándar A está destinada a la protección, control, medida y supervisión de la interconexión del punto común de acoplamiento de generación de potencia distribuida en la red de servicios públicos. Las configuraciones estándar C y D están diseñadas para la protección, control, medida y supervisión de generadores de tamaño pequeño o mediano utilizados en centrales de diesel, gas, hidroeléctricas, combinadas de calor y electricidad (CHP), y de vapor. REG615 forma parte de la familia de productos de control y protección Relion® de ABB y de su serie de control y protección 615. Los relés de protección de la serie 615 se caracterizan por su diseño compacto y de unidad extraíble.

Rediseñada desde la base, serie 615ha sido concebida para utilizar todo el potencial de la norma IEC 61850en comunicación e interoperabilidad de los dispositivos de automatización de subestaciones. Una vez establecidos los ajustes específicos de la aplicación en el relé de configuración estándar, es posible ponerlo en servicio directamente.

El relé de protección de generador proporciona la protección principal para los generadores de energía de tamaño pequeño. El relé de protección de generador también se usa como protección de respaldo para generadores de tamaño mediano en aplicaciones de potencia en las que se requiera un sistema de protección independiente y redundante. El relé de protección de interconexión proporciona protección principal, que cumple los códigos de red para conectar la generación distribuida con la red eléctrica.

Los relés de la serie 615 admiten una amplia gama de protocolos de comunicación que incluyenIEC 61850 con soporte de la Edición 2, el bus de procesos según IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® y DNP3. Profibus DPV1 El protocolo de comunicación es compatible con el convertidor del protocolo SPA-ZC 302.

2. Configuraciones estándar

El REG615 está disponible con tres configuraciones estándar alternativas La configuración de las señales (binarias) estándar puede modificarse por medio de la matriz de señales ó la función de la aplicación gráfica del Administrador de IED de protección y control del PCM600. Además, la función de configuración de la aplicación de PCM600 admite la creación de funciones lógicas multi-capa usando diversos elementos lógicos, como temporizadores y biestables. Combinando bloques de funciones de protección y funciones lógicas, la configuración de la aplicación del relé puede adaptarse a los requisitos específicos del usuario.

El relé de protección se suministra de la fábrica con conexiones por defecto que se describen en los esquemas funcionales para las entradas y salidas binarias, las conexiones de función a función y los LEDs de alarma. Algunas de las funciones soportadas en el REG615 se deben añadir con la Herramienta de Configuración de la Aplicación que esta disponible en la herramienta de matriz de señales y en el relé. La dirección de medida positiva de las funciones de protección direccional está hacia la barra.

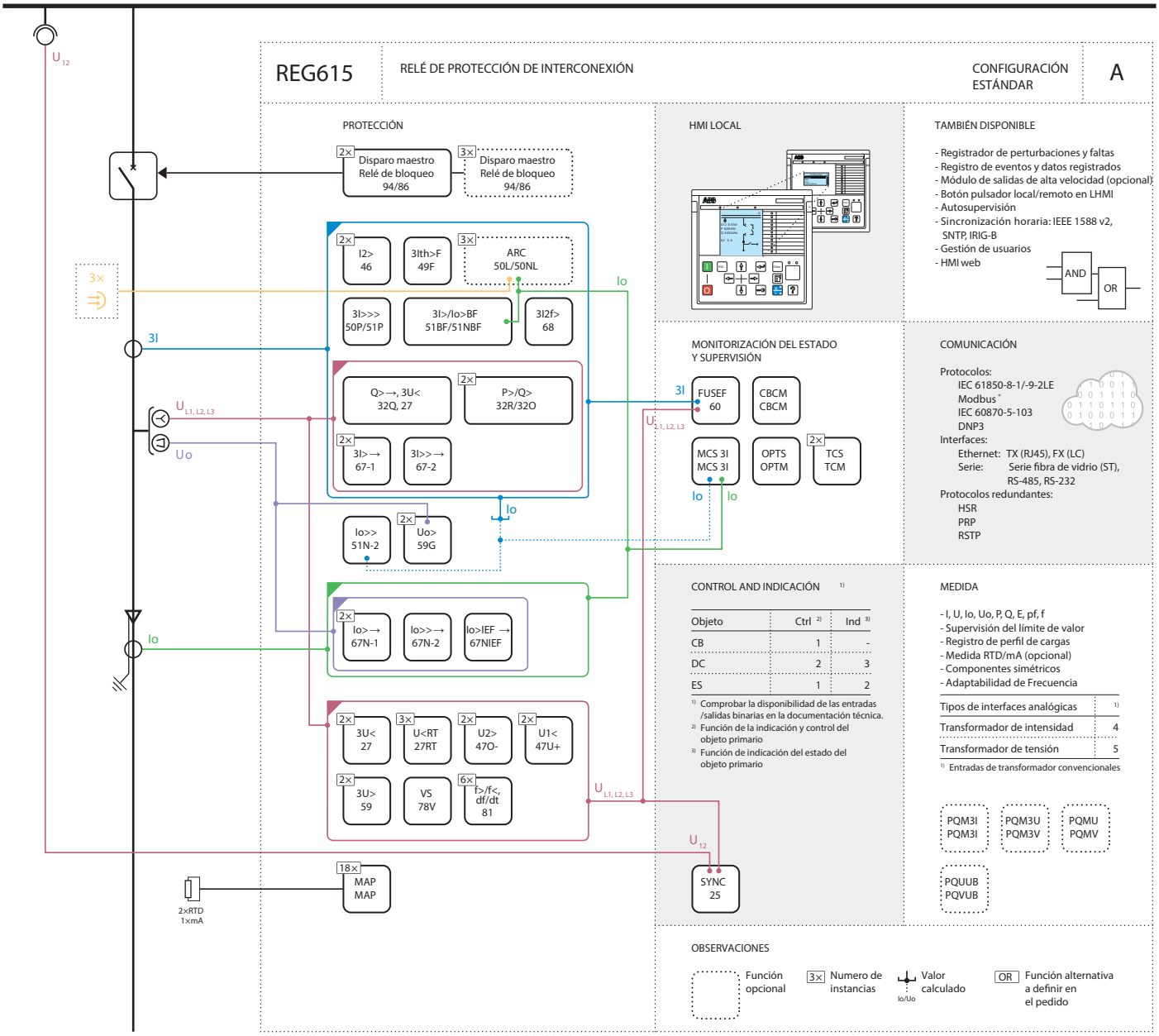

Figura 1. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar A

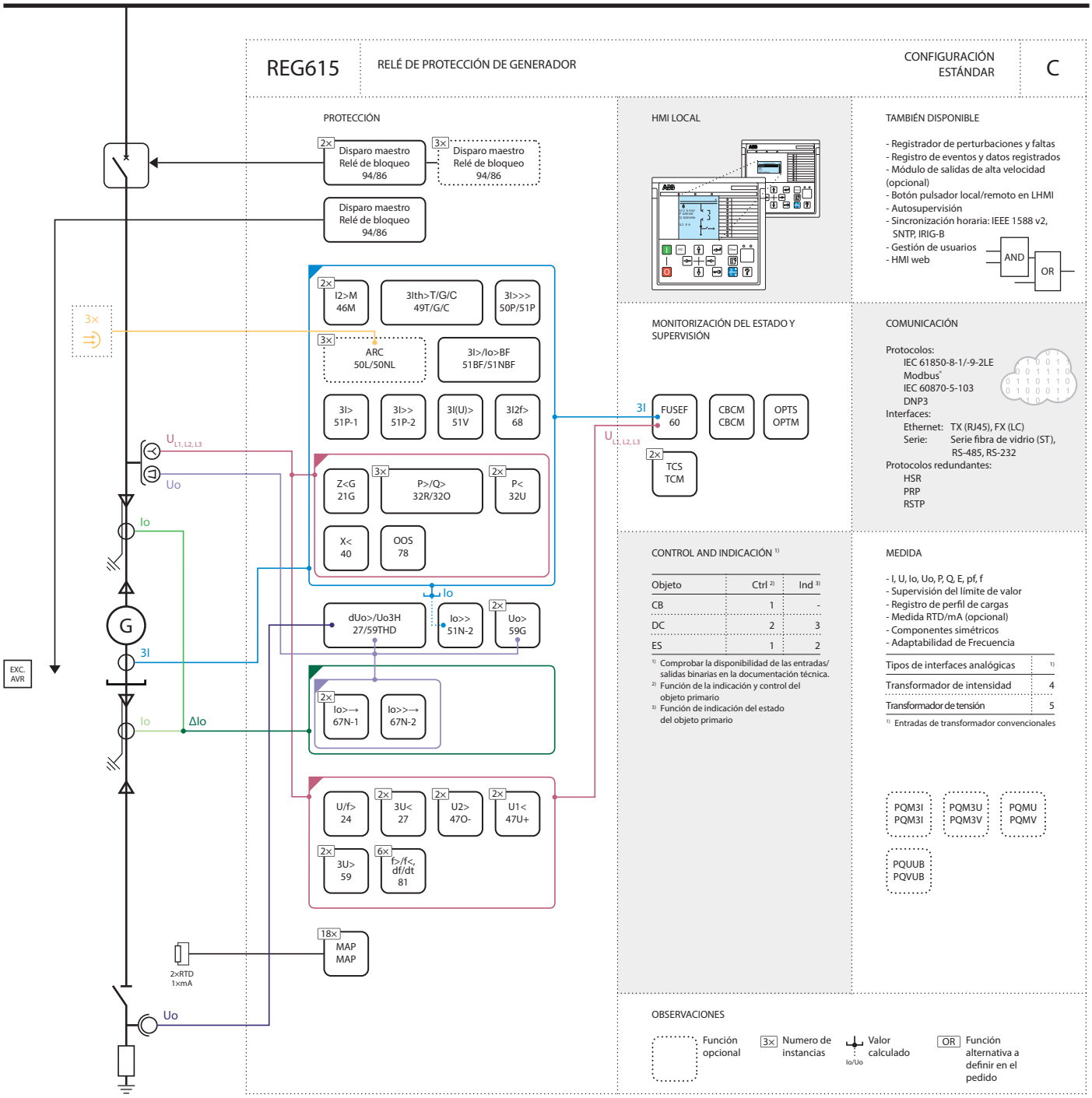

Figura 2. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar C

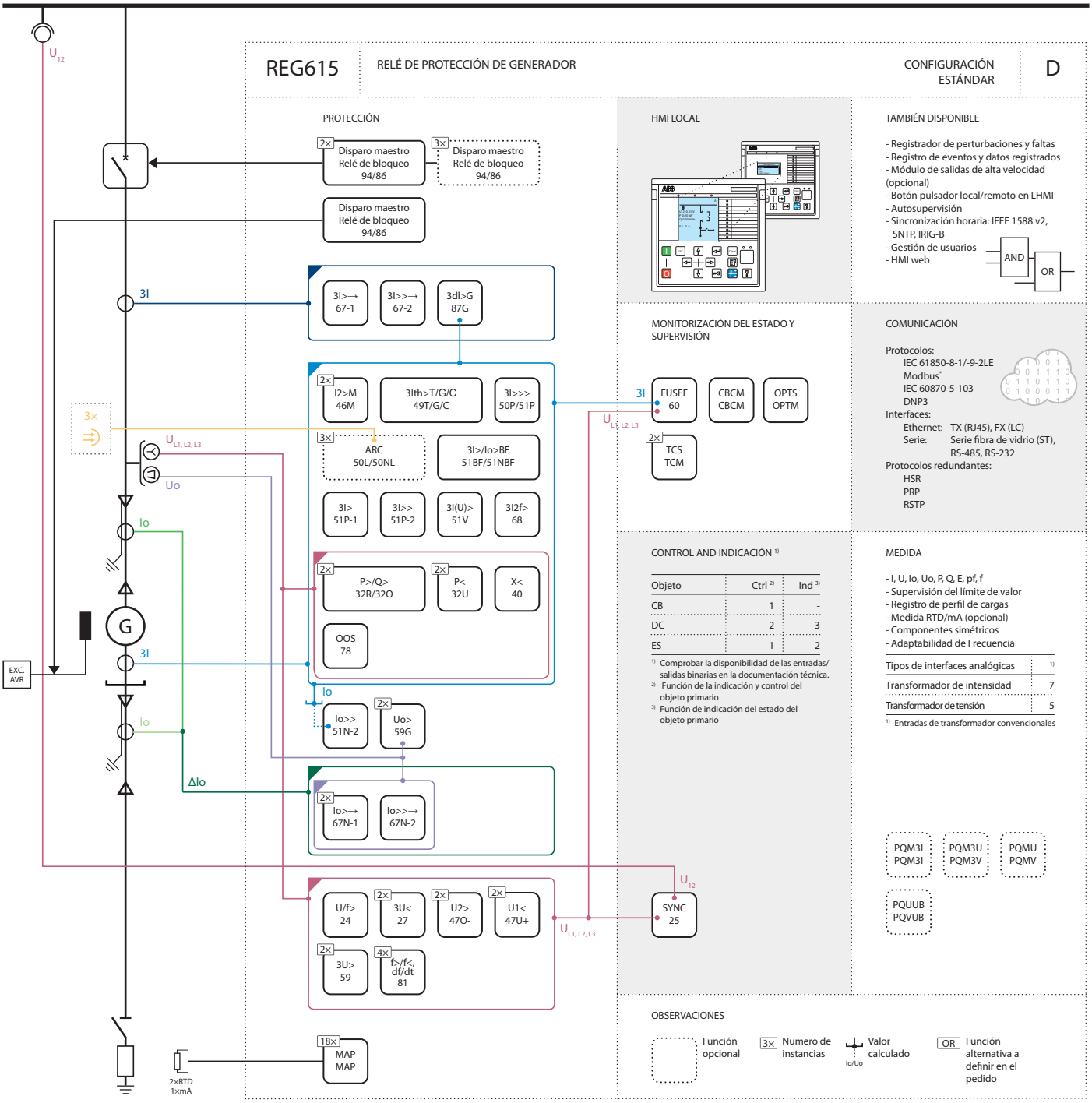

Figura 3. Resumen de funcionalidad para la configuración estándar D

Tabla 1. Configuraciones estándar

Descripción	Conf. estánd.
Protección de interconexión para la generación de energía distribuida	A
Protección de generador con 100% protección de falta a tierra del estátor.	C
Protección de generador con protección diferencial de generador, protección de sobreintensidad direccional, y comprobación de sincronismo.	D

Tabla 2. Funciones admitidas

Función	IEC 61850	A	C	D
Protección				
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa baja	PHLPTOC		1	1
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa alta	PHHPTOC		1	1
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa instantánea	PHIPTOC	1	1	1
Protección de sobreintensidad trifásica direccional, etapa baja	DPHLPDOC	2		1 TR
Protección de sobreintensidad trifásica direccional, etapa alta	DPHHPDOC	1		1 TR
Protección de sobreintensidad trifásica que depende de la tensión	PHPVOC		1	1
Protección de falta a tierra no direccional, etapa alta	EFHPTOC	1	1	1
Protección de falta a tierra direccional, etapa baja	DEFLPDEF	2	2	2
Protección de falta a tierra direccional, etapa alta	DEFHPDEF	1	1	1
Protección a tierra transitoria/intermitente	INTRPTEF	1 1)		
Protección de sobreintensidad de secuencia negativa	NSPTOC	2		
Protección de sobreintensidad de secuencia negativa para maquinas	MNSPTOC		2	2
Protección de sobretensión residual	ROVPTOV	2	2	2
Protección de subtensión trifásica	PHPTUV	2	2	2
Protección de sobretensión trifásica	PHPTOV	2	2	2
Protección de subtensión de secuencia positiva	PSPTUV	2	2	2
Protección de sobretensión de secuencia negativa	NSPTOV	2	2	2
Protección de frecuencia	FRPFRQ	6	6	4
Protección de sobre-excitación	OEPVPH		1	1
Protección térmica trifásica para líneas, cables y transformadores de distribución	T1PTTR	1		
Protección de sobrecarga térmica trifásica, dos constantes temporales	T2PTTR		1	1
Protección contra el fallo del interruptor	CCBRBRF	1	1 2)	1 2)
Detector de energización trifásico	INRPHAR	1	1	1
Disparo maestro	TRPPTRC	2 (3) 3)	3 (3) 3)	3 (3) 3)
Protección de arco	ARCSARC	(3)	(3) 2)	(3) 2)
Protección multipropósito	MAPGAPC	18	18	18
Protección diferencial estabilizada e instantánea para maquinas	MPDIF			1
Protección de falta a tierra del estátor basada en el tercer armónico	H3EFPSEF		1	
Protección de subpotencia	DUPPDPR		2	2
Protección de potencia inversa / sobre-potencia direccional	DOPPDPR	2	3	2
Protección de sub-excitación trifásica	UEXPDIS		1	1
Protección de sub-impedancia trifásica	UZPDIS		1	
Protección de desfase	OOSRPSB		1	1
Funciones de interconexión				
Protección de subtensión direccional de potencia reactiva	DQPTUV	1		
Protección de retraso de disparo por baja tensión	LVRTPTUV	3		
Protección de desplazamiento de vector de tensión	VVSPPAM	1		
Calidad de potencia				
Distorsión de demanda total de la intensidad	CMHAI	(1) 4)	(1) 4)	(1) 4)
Distorsión armónica total de tensión	VMHAI	(1) 4)	(1) 4)	(1) 4)
Variación de tensión	PHQVVR	(1) 4)	(1) 4)	(1) 4)
Desequilibrio de tensión	VSQVUB	(1) 4)	(1) 4)	(1) 4)
Control				
Control del interruptor	CBXCBR	1	1	1
Control del seccionador	DCXSWI	2	2	2
Control del seccionador de tierra	ESXSWI	1	1	1
Indicación de posición del seccionador	DCSXSWI	3	3	3
Indicación del seccionador de tierra	ESSXSWI	2	2	2
Comprobación de sincronismo y energización	SECRSYN	1		1
Monitorización del estado y supervisión				
Monitorización del estado del interruptor	SSCBR	1	1	1
Supervisión del circuito de disparo	TCSSCBR	2	2	2

Tabla 2. Funciones admitidas, continuación

Función	IEC 61850	A	C	D
Supervisión del circuito de intensidad	CCSPVC	1		
Supervisión de fallo de fusible	SEQSPVC	1	1	1
Contador de funcionamiento para maquinas y dispositivos	MDSOPT	1	1	1
Medida				
Osciloperturbógrafo	RDRE	1	1	1
Registro de perfil de cargas	LDPRLRC	1	1	1
Registro de faltas	FLTRFRC	1	1	1
Medida de intensidad trifásica	CMMXU	1	1	2
Medida de secuencia de intensidad	CSMSQI	1	1	1
Medida de intensidad residual	RESCMMXU	1	1	1
Medida de tensión trifásica	VMMXU	2	1	2
Medida de tensión residual	RESVMMXU	1	2	1
Medida de secuencia de tensión	VSMSQI	1	1	1
Medida de energía y potencia trifásica	PEMMXU	1	1	1
Medida RTD/mA	XRGGIO130	(1)	(1)	(1)
Medida de frecuencia	FMMXU	1	1	1
Enviar valor muestreado IEC 61850-9-2 LE [5)6)]	SMVSENDER	(1)	(1)	(1)
Recibir valor muestreado IEC 61850-9-2 LE (tensión compartida) [5)6)]	SMVRCV	(1)	(1)	(1)
Otros				
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs)	TPGAPC	4	4	4
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs, resolución de segundos)	TPSGAPC	1	1	1
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs, resolución de minutos)	TPMGAPC	1	1	1
Temporizador de pulsos (8 pcs)	PTGAPC	2	2	2
Tiempo de retardo apagado (8 pcs)	TOFGAPC	4	4	4
Tiempo de retardo encendido (8 pcs)	TONGAPC	4	4	4
Establecer resetear (8 pcs)	SRGAPC	4	4	4
Mover (8 pcs)	MVGAPC	2	2	2
Punto de control genérico (16 pcs)	SPCGAPC	2	2	2
Escala de valores analógicos (4 pcs)	SCA4GAPC	4	4	4
Mover valor entero (4 pcs)	MVI4GAPC	1	1	1

1, 2, ... = Número de instancias incluidas Las instancias de una protección representan el número de bloques de función de protección idénticos disponibles en la configuración estándar.
() = opcional
TR = El bloque de función se debe utilizar en el lado del borne de la aplicación

1) Siempre se usa el valor "Io medida"
2) Siempre se usa el valor "Io calculado"
3) El disparo maestro está incluido y conectado al correspondiente HSO en la configuración solo cuando se usa el módulo BIO0007. Si se selecciona la opción ARC adicionalmente, ARCSARC se conectará a la entrada del disparo maestro correspondiente en la configuración.
4) La opción de calidad de energía incluye distorsión de la demanda total de intensidad, Distorsión armónica total de tensión, variación de tensión, y desequilibrio de tensión.
5) Disponible sólo con IEC 61850-9-2
6) Disponible sólo con COM0031...0037

3. Funciones de protección

El relé de protección de generador ofrece una funcionalidad de protección para generadores síncronos y el motor primario contra fallos internos y condiciones anormales de sistemas externos. La característica principal de la configuración estándar D es la protección diferencial. La característica principal de la configuración estándar C es la protección contra falta a tierra del estator basado en el tercer armónico que completa la cobertura de detección con la otra protección de falta a tierra proporcionada. El relé de protección de generador también cuenta con una potencia inversa y una protección de sobrecarga direccional contra la entrega de energía excesiva que supera la capacidad del generador y evitar que el generador funcione como un motor. La protección de sub-potencia protege los generadores y motores primarios contra los efectos de entradas de potencia muy baja. Una función de protección dedicada detecta cualquier pérdida de sincronismo (condición fuera de fase) entre el generador y el resto del sistema de potencia. El relé de generador también incluye protección de respaldo de sobreintensidad dependiente de la tensión y, en la configuración estándar D, una protección de sobreintensidad direccional y, en la configuración estándar de C, una protección de baja impedancia La protección contra sobre-excitación (U / f) protege a los generadores contra la densidad de flujo excesiva. Subexcitación (X<) protege la maquina sincrónica en contra de la subexcitación o pérdida de la condición de excitación. Protección basada en tensión y frecuencia, protección de desequilibrio y sobrecarga térmica, también se incluyen en las dos configuraciones estándar C y D destinadas a la protección de generador.

El relé para el punto de interconexión de la red y la generación de potencia distribuida se proporciona con la configuración estándar A donde las principales características son la protección de huecos de baja tensión, protección de subtensión de potencia reactiva direccional (QU) y protección de desplazamiento de fases de tensión. Las características principales del relé de interconexión pueden utilizarse para admitir la estabilidad de la red eléctrica y para detectar el funcionamiento aislado. La protección permite la monitorización de la generación distribuida durante una falta de baja tensión, con el fin de determinar si se debe y cuándo se debe desconectar de la red. La protección de desplazamiento de fases de tensión detecta el funcionamiento aislado de la red mediante la medida continua de la duración del ciclo de tensión y se puede mejorar adicionalmente con la protección basada en tensión y frecuencia proporcionada. Configuración estándar A también ofrece la protección de sobre intensidad direccional, protección de falta a tierra direccional, protección de potencia inversa, y protección de sobre potencia direccional.

Para la configuración predefinida, se ofrecen las entradas RTD/mA como una opción. Pueden utilizarse con la función de protección multipropósito para disparos y alarmas. la función de protección multipropósito utiliza los datos de medida RTD/mA ó valores analógicos a través de mensajes GOOSE.

Ampliado con hardware y software opcionales, el relé también incorpora tres canales de detección de luz para la protección de fallo de arco de los compartimentos de interruptor, barras colectoras y cables de la aparamenta de gabinetes metálicos de media tensión para uso interior.

El sensor de interfaz de protección de falta de arco está disponible en el módulo opcional de comunicación. El disparo rápido aumenta la seguridad del personal y limita el daño material en caso de producirse una falta con arco. Se puede seleccionar un módulo de entrada y salida binaria como una opción - por tener tres salida binarias de alta velocidad (HSO) se puede disminuir aún más el tiempo total de operación a 4…6 ms comparado con los salidas de potencia normales.

4. Aplicación

La configuración estándar A se destina a ser usado en el punto común de acoplamiento de la generación de energía distribuida en la red de servicios públicos Se asegura la estabilidad de la red y la fiabilidad según los códigos de red dado y determinando si y cuándo desconectar según los parámetros definidos. Un ejemplo de aplicación típico de la generación de potencia distribuida es una planta de energía eólica o una planta de energía solar, pero también puede ser una central combinada de calor y energía o hidroeléctrica.

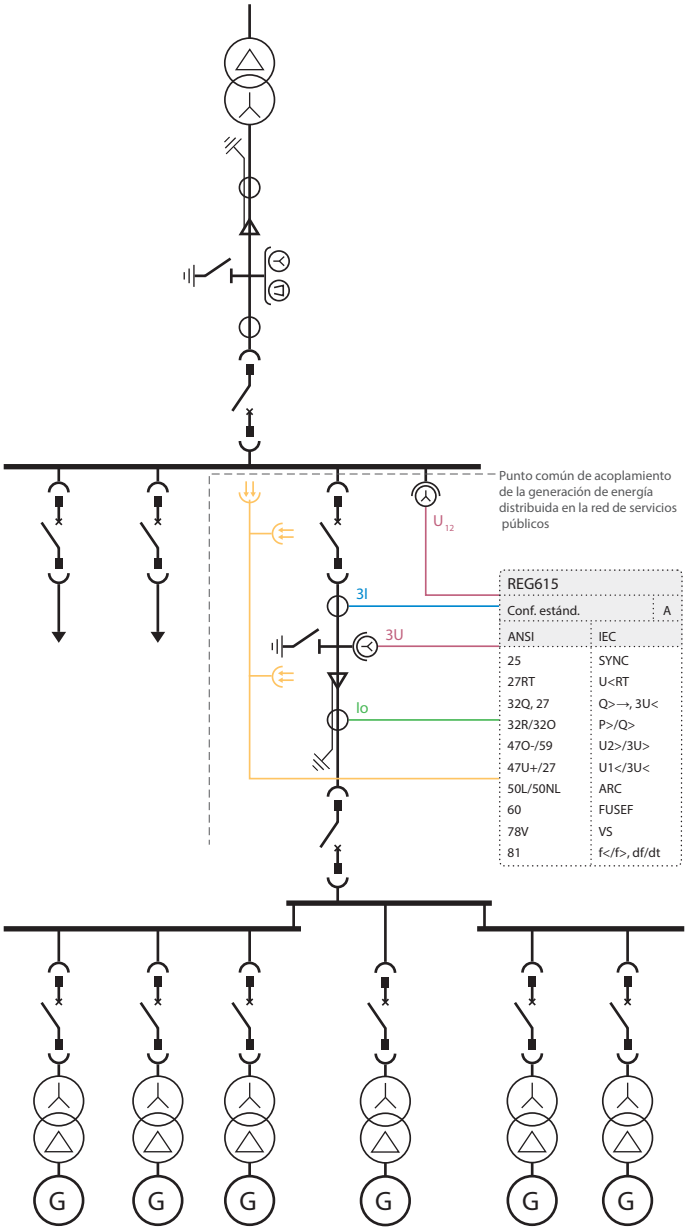

Figura 4. Ejemplo de aplicación de planta de energía eólica como generación de potencia distribuida acoplada a la red de servicios públicos

la configuración estándar A no se diseña para utilizar todo el contenido de funcionalidad disponible en un relé simultáneamente. Las funciones de protección direccional de falta a tierra deben añadirse con la Herramienta de Configuración de la Aplicación. Para asegurar el rendimiento del relé, la carga de configuración especifica del usuario se verifica con la herramienta de configuración de la aplicación del PCM600.

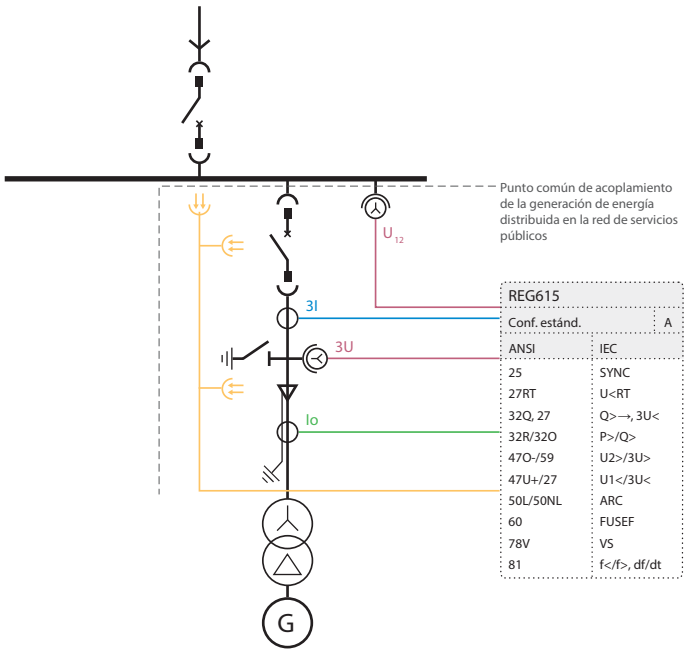

Figura 5. Ejemplo de aplicación de una central combinada de calor y electricidad/hidroeléctrica como generación de potencia distribuida acoplada a la red de servicios públicos

Las configuraciones estándar C y D están destinadas a ser utilizadas en aplicaciones de generador de potencia asíncrono donde la cobertura de protección es un generador, un sistema de excitación de campo y un motor primario. Un ejemplo típico de aplicación es el generador diésel, o de gas, conectado en paralelo con un transformador elevador común, pero también puede ser un generador en conexión de bloque con un transformador. En aplicaciones de generador de potencia de tamaño medio, el sistema de protección independiente y redundante puede ser un requisito o el sistema de protección en su conjunto puede requerir más de un relé de protección en una sola configuración. Existen varios principios de puesta a tierra reconocidos y la selección de puesta a tierra típica depende de los requisitos completos del sistema donde se encuentra el generador. La protección de falta a tierra depende principalmente del principio de puesta a tierra usado.

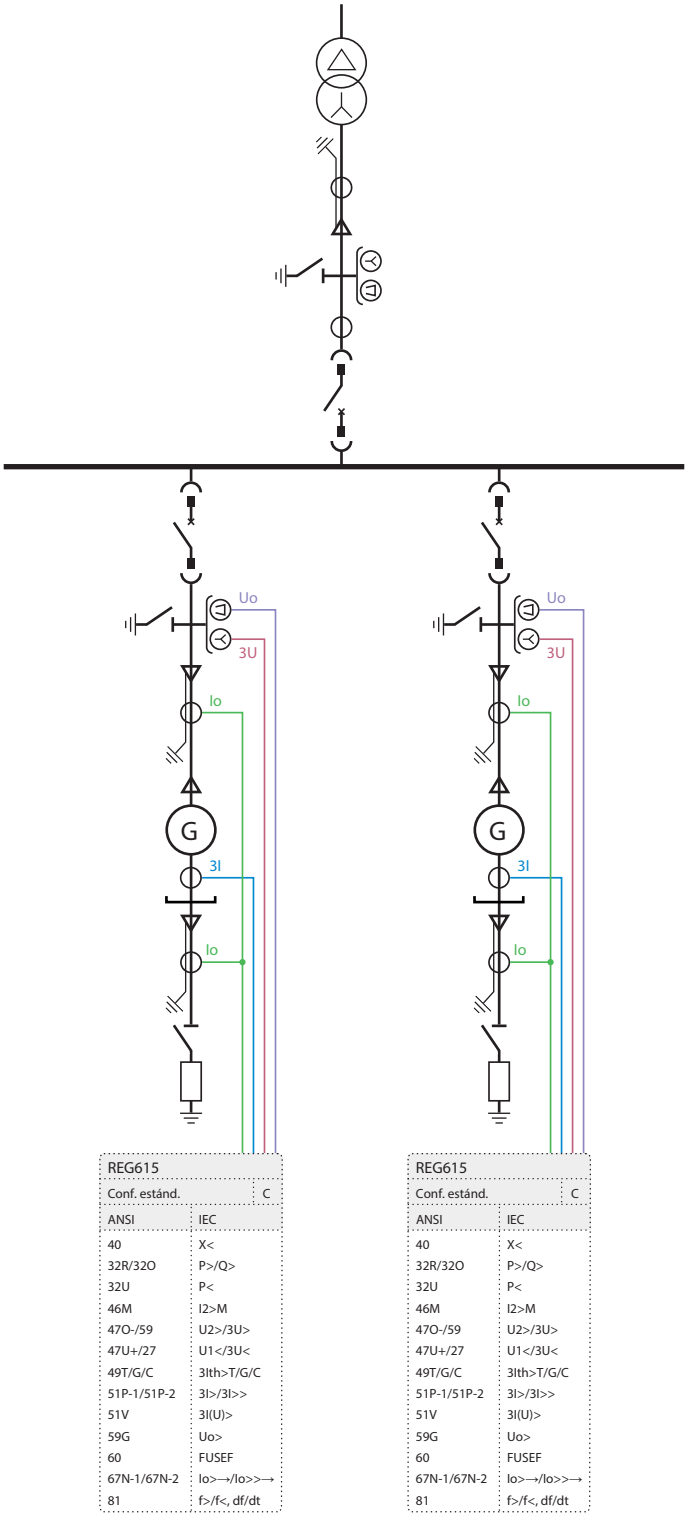

Figura 6. Ejemplo de aplicación para generadores de Diésel/Gas conectados a transformadores elevadores comunes protegidos por la configuración estándar C

Figura 6 ilustra varias unidades de generadores conectadas en paralelo. Cada unidad individual es de alta resistencia a tierra. La intensidad de falta a tierra es pequeña, normalmente 3 ... 5 A.

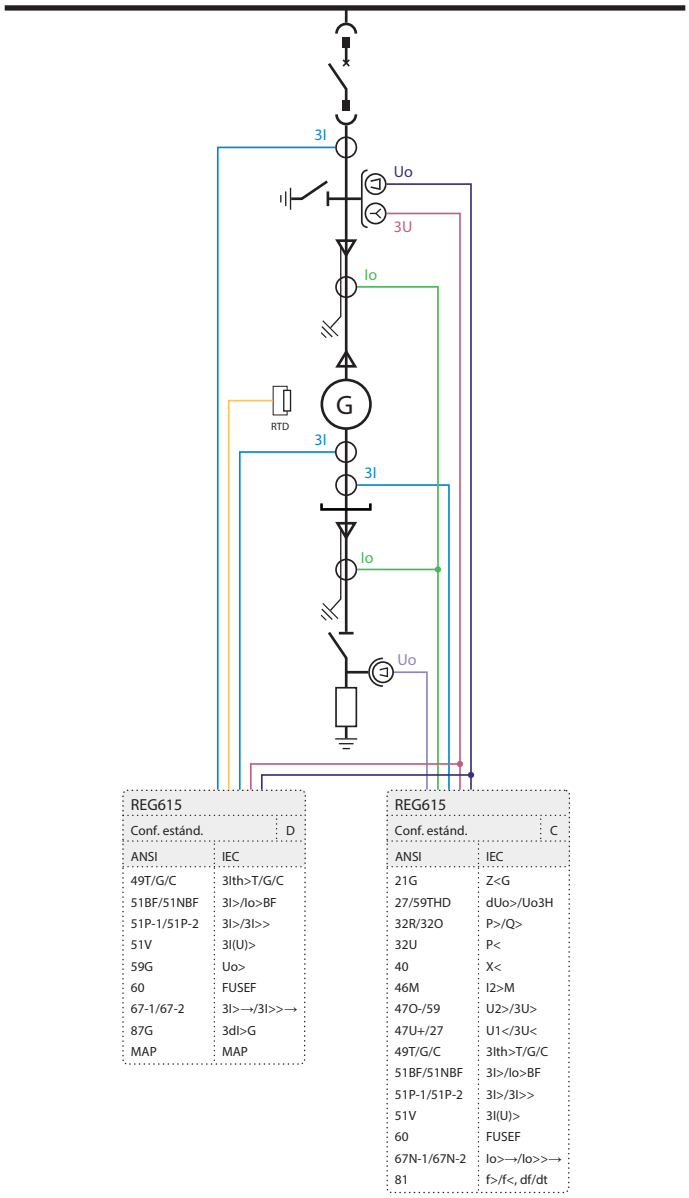

Figura 7. Generador de tamaño mediano de protección de transformador con configuración estándar C y D.

En la figura 7 se implementa la protección con dos relés de protección de generador. Un REG615 se ocupa de la protección de generador con una protección contra falta a tierra del estator del 100% y el otro REG615 proporciona la protección diferencial de generador.

la configuración estándar D no se diseña para utilizar todo el contenido de funcionalidad disponible en un relé simultáneamente. Las funciones de protección de sobreintensidad direccional trifásica, protección de tensión trifásica, secuencia positiva y secuencia negativa se deben añadir mediante da la herramienta de Configuración de Aplicación. Para asegurar el rendimiento del relé, la carga de configuración especifica del usuario se verifica con la herramienta de configuración de la aplicación del PCM600.

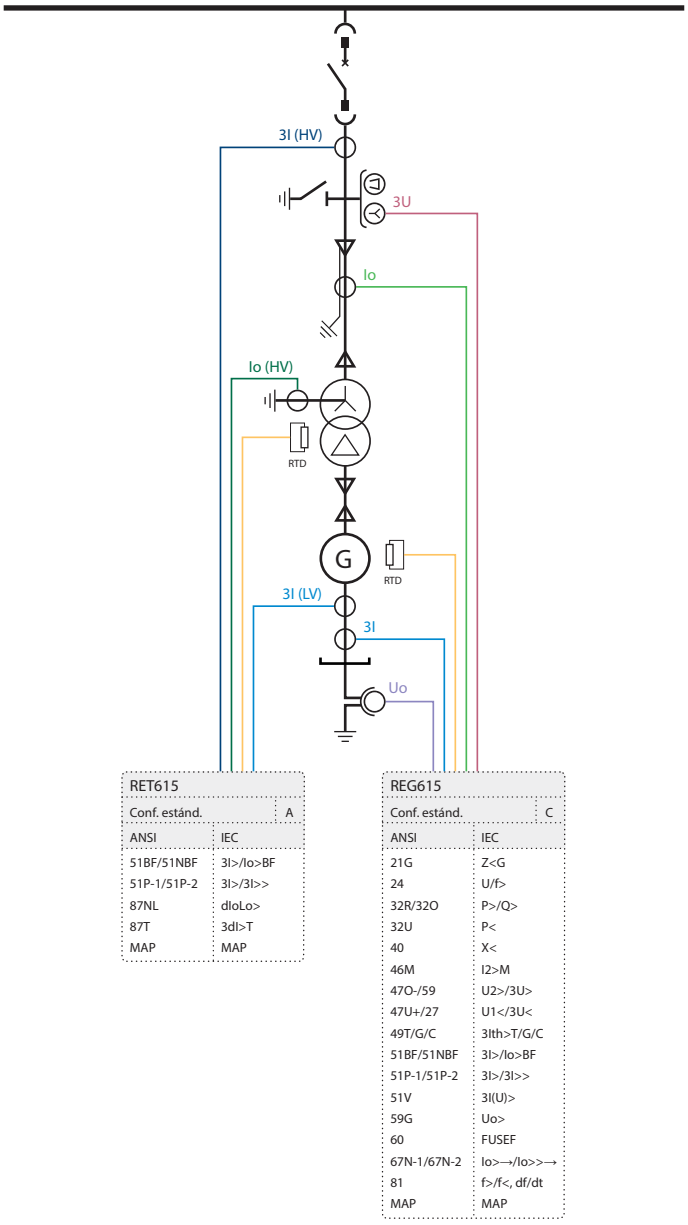

Figura 8. Generador de tamaño mediano en conexión de bloque con un ejemplo de aplicación de protección de transformador con configuración estándar C y el RET615

En la figura 8 se implementa la protección de generador con el relé de protección de generador del REG615. La protección de transformador se implementa con el relé de protección diferencial de transformador RET615 que cubre el generador en conexión de bloque con un transformador. Un transformador de tensión monofásica se conecta al neutro del generador para la protección de sobretensión residual. En el lado del terminal, las tensiones de fase a tierra están conectadas al relé de protección del generador.

5. Soluciones ABB soportadas

La serie de protección 615 y los relés de ABB, junto con la unidad de gestión de subestaciones COM600S conforman una solución IEC 61850 auténtica para la distribución fiable de energía en instalaciones industriales y públicas. Para facilitar la ingeniería de sistemas, los relés de ABB se suministran con paquetes de conectividad. Las paquetes de conectividad incluyen una recopilación de información especifica del relé, incluyendo plantillas de esquemas unifilares y un modelo completo de datos del relé. El modelo de datos incluye las listas de eventos y parámetros. Gracias a los paquetes de conectividad, los relés pueden configurarse a través del PCM600 y integrarse con el COM600S o con el sistema de administración y control de red MicroSCADA Pro.

Los relés de la serie 615 ofrecen soporte nativo para la Edición 2 de IEC 61850 e incluyen mensajes GOOSE binarios y analógicos horizontal. Adicionalmente, se admite el bus de proceso que además de recibir valores muestreados de tensiones, también envía valores muestreados de tensiones analógicas y intensidades. En comparación con las instalaciones tradicionales de cableado entre dispositivos, la comunicación peer-to-peer en una red LAN Ethernet conmutada facilita una plataforma avanzada y versátil para la protección de sistemas de potencia. Entre las características distintivas del enfoque del sistema de protección, habilitado por la plena aplicación de normativa IEC 61850 de automatización de subestaciones, son la capacidad de rápida comunicación, la supervisión continua de la integridad del sistema de protección y comunicación, y una flexibilidad intrínseca para re-configuraciones y actualizaciones.Esta serie de relés de protección es capaz de utilizar de manera óptima la interoperabilidad proporcionada por las características de la Edición 2 de IEC 61850.

A nivel de subestación, COM600S emplea los datos de los relés a nivel de bahía para permitir una mayor funcionalidad a nivel de subestación. COM600S cuenta con una HMI basada en navegador web, proporcionando una pantalla personalizable para la visualización gráfica de esquemas unifilares para solución bahía de aparamenta. La característica SLD es especialmente útil cuando se emplean relés de las series 615 sin la característica opcional de esquemas unifilares. La Web HMI del COM600S también proporciona un resumen global de la subestación entera, incluyendo esquemas unifilares especificas del relé. Los dispositivos y procesos de subestación también se pueden acceder de forma remota a través del HMI Web, lo que mejora la seguridad del personal.

Asimismo, COM600S puede usarse como un repositorio de datos local para la documentación técnica y para los datos de la red recopilados por los relés. Los datos recogidos de la red facilitan la notificación y el análisis de falta de la red utilizando las características del COM600S de registrador de datos y control de eventos. El registrador de datos históricos puede utilizarse para una supervisión precisa del rendimiento del equipo y del proceso mediante cálculos basados en valores históricos y en tiempo real. Fusionando las medidas de proceso basadas en tiempo real con las eventos de producción y mantenimiento se consigue una comprensión mejor de la dinámica del proceso.

COM600S también cuenta con funciones Gateway, proporcionando una conectividad sin interrupciones entre los dispositivos de la subestación y los sistemas de gestión y de control a nivel de red, tales como MicroSCADA Pro y System 800xA

La interfaz de analizador de GOOSE en el COM600S permite lo siguiente y el análisis de la aplicación horizontal IEC 61850 durante la puesta en marcha y la operación a nivel de la estación. Registra todos los eventos GOOSE durante la operación de la subestación para permitir una mejor supervisión del sistema.

Tabla 3. Soluciones ABB soportadas

Producto	Versión
La Unidad de Gestión de Subestaciones COM600S	4.0 SP1 ó posterior
	4.1 o posterior (Edición 2)
MicroSCADA Pro SYS 600	9.3 FP2 ó posterior
	9.4 o posterior (Edición 2)
System 800xA	5.1 ó posterior

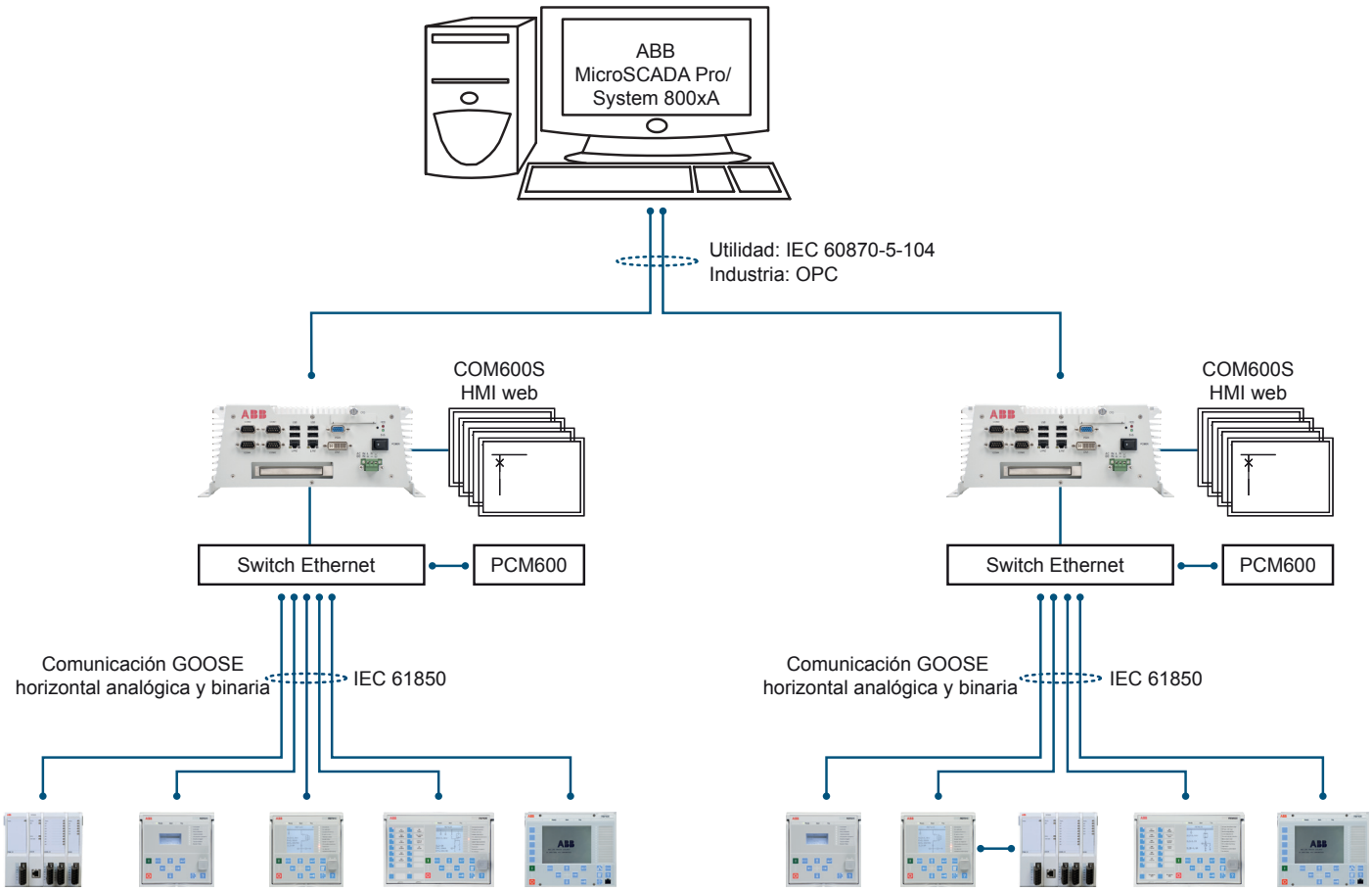

Figura 9. Ejemplo de red de distribución de ABB usando los relés Relion, el COM600S y el sistema MicroSCADA Pro 800xA

6. Control

El REG615 integra funcionalidad para el control del interruptor mediante el HMI del panel frontal o por medio de controles remotos. Además del control del interruptor, el relé dispone de dos bloques de control adicionales para seccionadores o carros motorizados, incluyendo mando y señalización de los mismos. Asimismo, el relé ofrece un bloque de mando para el control del seccionador de tierra y su señalización.

El relé requiere dos entradas digitales físicas y dos salidas digitales físicas para cada dispositivo principal empleado. Por defecto, el cierre del interruptor no está conectado en las configuraciones estándar de los relés de protección de generador porque el interruptor de generador normalmente está cerrado por un sincronizador externo. Según la configuración estándar escogida del relé, varia el numero de entradas y salidas digitales no usadas También, algunas configuraciones estándar ofrecen módulos de hardware opcional que aumentan el numero de entradas y salidas digitales disponibles.

Si la cantidad de entradas o salidas binarias disponibles de la configuración estándar escogida no es suficiente, la configuración estándar puede ser modificado para liberar algunas entradas binarias o salidas que originalmente han sido configuradas para otros propósitos, cuando sea aplicable, un módulo de entrada o salida externa, por ejemplo, el RIO600 se puede integrar al relé. Se pueden usar las entradas y salidas digitales del modulo E/S externo para las señales digitales de criticidad temporal. La integración permite liberar algunas entradas y salidas digitales inicialmente reservadas en la configuración estándar del relé.

La idoneidad de las entradas digitales del relé elegidas para el control de los dispositivos principales debe ser cuidadosamente verificada, por ejemplo cierre y mantenimiento o el poder de corte. Si no se cumplen los requisitos del circuito de control del dispositivo principal, se debe considerar el uso de relés auxiliares.

La pantalla LCD grande opcional del HMI local del relé incluye un esquema unifilar (SLD) con señalización de los dispositivos

principales más relevantes. Las lógicas de enclavamiento exigidas por la aplicación se configuran mediante la matriz de señales o a través de la función de la configuración de la aplicación del PCM600. Según la configuración estándar, el relé también incorpora una función de comprobación del sincronismo para asegurar que la tensión, el ángulo de fase y la frecuencia de los dos lados de un interruptor abierto cumplen con las condiciones de interconexión de las dos redes.

7. Medidas

El relé mide continuamente las intensidades y intensidades de las fases, los componentes simétricos de las intensidades y de la tensión y intensidad residual. El relé calcula el valor de la demanda de la intensidad a lo largo de intervalos preestablecidos seleccionables por el usuario, la sobrecarga térmica máxima del objeto protegido, y el valor de desequilibrio de fases basándose en la relación entre la intensidad de secuencia negativa y la de secuencia positiva. Asimismo, el relé incluye la medida de energía y potencia trifásica incluyendo el factor de potencia.

El relé de protección de generador y interconexión cuenta con un soporte de adaptabilidad de frecuencia que se puede habilitar con un parámetro de ajustes. La adaptabilidad de frecuencia permite la operación de protección y medida en una amplia gama de frecuencias de 0,2 ... 1,4 × Fn usando tres entradas de tensión de fase para rastrear la frecuencia de red.

Los valores medidos son accesibles a través del HMI local, o remotamente a través de la interfaz de comunicación del relé. Los valores también pueden consultarse de forma local o remota, a través del HMI Web.

El relé cuenta con un registrador de perfil de cargas. La función de perfil de carga guarda los datos de carga históricos capturados en un intervalo de tiempo periódico (intervalo de demanda). Los registros están en el formato COMTRADE.

8. Calidad de potencia

En las normas EN, la calidad de la potencia se define a través de las características de la tensión de alimentación. Transitorios, de corta duración y variaciones de tensión de larga duración y de desequilibrio y distorsiones de forma de onda son las características claves que describen la calidad de potencia. Las funciones de monitorización de distorsión se utilizan para la supervisión de la distorsión de la demanda total de la intensidad y la distorsión armónica.

La monitorización de la calidad de potencia es un servicio esencial que los distribuidores de energía pueden proveer a sus clientes clave y industriales. Un sistema de monitorización puede proporcionar la información sobre las perturbaciones del sistema y sus posibles causas. También puede detectar en que condición están los problemas en el sistema antes de que afecten a los clientes, los equipos e incluso daños o fallos. Problemas de la calidad de potencia De hecho, la mayoría de los problemas de calidad de potencia se localiza en las instalaciones del cliente. Por lo tanto, la monitorización la de calidad de potencia no es sólo una estrategia de servicio al cliente eficaz, pero también una manera de proteger la reputación de servicio y calidad del distribuidor de energía.

El relé de protección ofrece las siguientes funciones de monitorización de potencia.

- Variación de tensión
- Desequilibrio de tensión
- Armónicos de intensidad
- Armónicos de tensión

Las funciones de la variación de tensión y desequilibrio de tensión se usan para medir variaciones de tensión de corta-duración y para monitorizar las condiciones de desequilibrio de tensión en redes de transmisión y distribución.

Las funciones de tensión y los armónicos de intensidad proporcionan un método para monitorizar la calidad de la potencia a través de la distorsión de forma de onda de intensidad y de la distorsión de la forma de onda de tensión. Las funciones proporcionan un promedio de tres segundos a corto plazo y la demanda a largo plazo para distorsión total de la demanda TDD y distorsión total armónica THD.

9. Registrador de perturbaciones

El relé cuenta con un registrador de perturbaciones con capacidad para hasta 12 canales de señal analógica y 64 canales de señal binaria. Los canales analógicos pueden configurarse para registrar la forma de onda o la tendencia de las intensidades y las tensiones medidas.

Los canales analógicos pueden configurarse para disparar la función de registro si el valor medido cumple los valores establecidos, ya sea por debajo o por encima. Los canales de señal binaria pueden configurarse para iniciar la grabación en el flanco ascendente o descendente de la señal, o en ambos flancos.

De forma predeterminada, los canales binarios se configuran para registrar señales de relé externas o internas, es decir, las señales de inicio o disparo de las etapas de relé, o bien bloqueos externos o señales de control. Las señales binarias del relés, como las señales del arranque de protección y de disparo, o una señal externa de control del relé a través de una entrada binaria, pueden ajustarse para disparar el inicio de la grabación. La información grabada se almacena en una memoria no volátil y puede cargarse para el análisis posterior de los fallos.

10. Registro de eventos

Para recopilar información de la secuencia de eventos, el relé incorpora una memoria no volátil con capacidad para almacenar 1024 eventos con sus correspondientes registros de fecha y hora. La memoria no volátil conserva sus datos, incluso si el relé pierda temporalmente su alimentación auxiliar.

El registro de eventos facilita la realización de análisis detallados de fallos y perturbaciones en las líneas, tanto antes como después del fallo. la capacidad considerable para procesar y guardar datos y eventos en el relé facilita el cumplimiento de la creciente demanda de información de configuraciones de redes futuras.

La información de la secuencia de eventos es accesible a través de la interfaz del HMI local o remotamente a través de la interfaz de comunicación del relé. La información también puede consultarse de forma local o remota, a través del HMI Web.

11. Datos registrados

El relé tiene capacidad para almacenar los registros de los 128 últimos eventos de faltas. Los registros se pueden usar para analizar los eventos del sistema de potencia. Cada registro incluye intensidad, por ejemplo, los valores intensidad, de ángulo, y de tensión, la hora de registro. El registrador de faltas puede iniciarse por la señal de arranque ó la señal de disparo de un bloque de protección, ó ambas. Los modos de medida disponibles son DFT, RMS y pico a pico. Los registros de faltas almacenan los valores de medida del relé en el momento en que cualquier función se arranque. Además, se registra separadamente la intensidad máxima de demanda, con su indicación de fecha y hora. Por defecto, los registros se almacenan en la memoria no volátil.

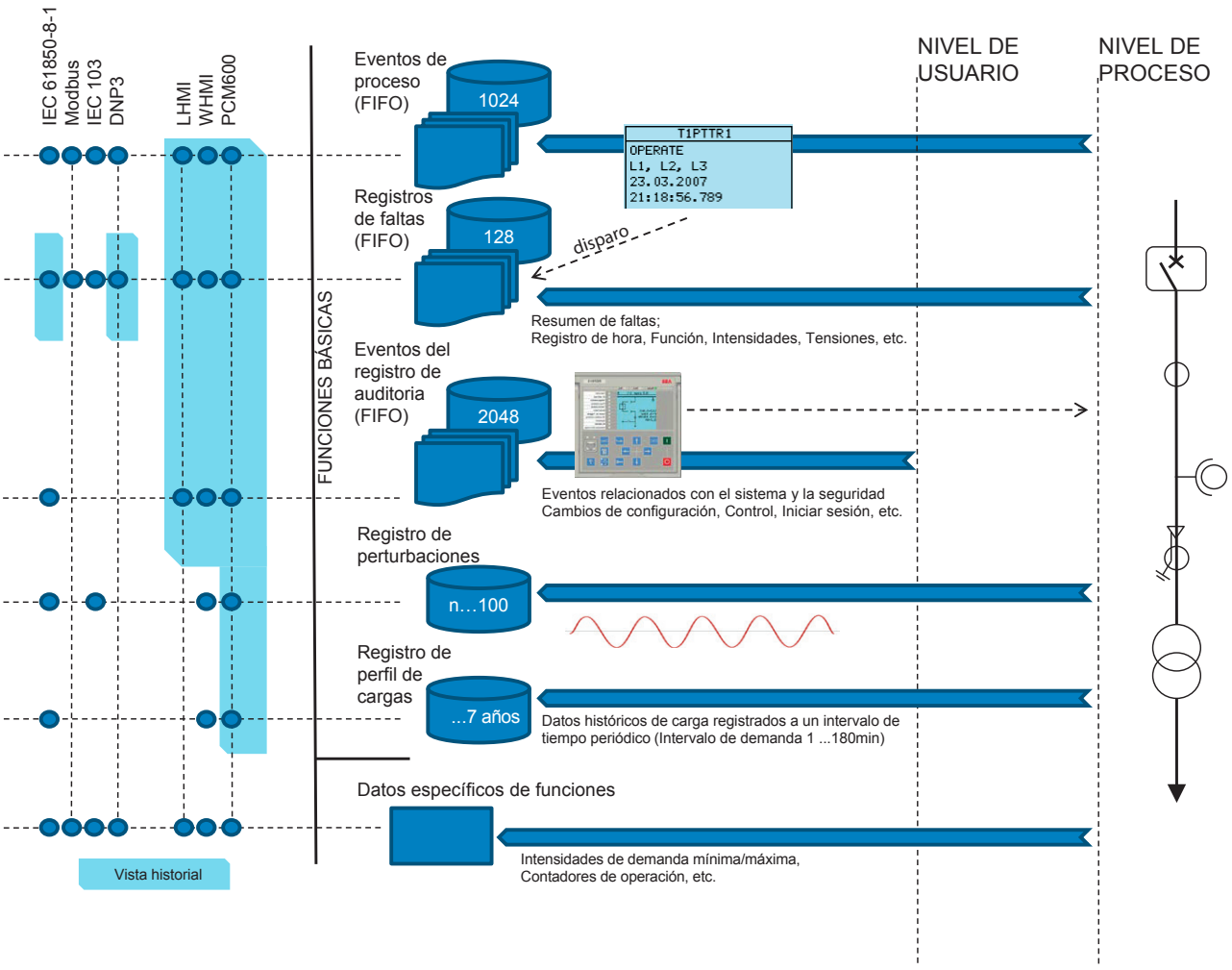

Figura 10. Resumen de las capacidades de registros y eventos

12. Monitorización cond.

Las funciones de monitorización del estado del relé chequean constantemente el comportamiento y el estado del interruptor automático. La monitorización abarca el tiempo de carga del resorte, la presión del gas SF6, el tiempo de recorrido y el tiempo de inactividad del interruptor automático.

Las funciones de monitorización proporcionan datos históricos de funcionamiento del interruptor que pueden usarse para programar su mantenimiento preventivo.

Además, el relé incluye un contador de duración para supervisa las horas en que el dispositivo ha estado en funcionamiento, permitiendo así la programación del mantenimiento preventivo basado en el tiempo del dispositivo.

13. Supervisión del circuito de disparo

La supervisión del circuito de disparo monitoriza continuamente la disponibilidad y el funcionamiento del circuito de disparo. Proporciona una monitorización de circuito abierto tanto cuando el interruptor del circuito está cerrado como cuando está abierto. También detecta la pérdida de tensión de control de los interruptores automáticos.

14. Autosupervisión

El sistema incorporado de supervisión del relé supervisa constantemente el estado del hardware del relé y el funcionamiento del software del mismo. Cualquier fallo o funcionamiento defectuoso detectado alertará al operador.

Un fallo permanente del relé bloqueará sus funciones de protección para prevenir que funcione de forma incorrecta.

15. Supervisión de falla de fusible

La supervisión de fallo de fusibles detecta fallos entre el circuito de medida de tensión y el relé. Se detectan los fallos mediante un algoritmo basado en secuencia negativa o a través del algoritmo de tensión delta y intensidad delta. En la detección de un fallo, la función de supervisión del fallo de fusible activa una alarma y bloquea las funciones de protección dependientes de la tensión de una operación no intencional.

16. Control de acceso

Para proteger el relé de accesos no autorizados y para mantener la integridad de la información, el relé cuenta con un sistema de autorización de cuatro niveles basado en roles, con contraseñas individuales programables por el administrador para los niveles de visualizador, operador, ingeniero y administrador. El control de acceso se aplica al HMI local, al HMI Web y al PCM600.

17. Entradas y salidas

Dependiendo de la configuración estándar seleccionada, el relé está equipado con tres o seis entradas de intensidad de fase y una entrada de intensidad residual, tres entradas de tensión de fase y una entrada de tensión residual y una entrada de tensión que se usa para sincronización o para la protección de falta a tierra del estator del tercer armónico dependiendo de la configuración estándar.

Las entradas de intensidad de fase tienen una intensidad nominal de 1/5 A. Existen dos entradas de intensidad residual opcionales, de 1/5 A ó 0,2/1 A. La entrada de 0,2/1 A se utiliza normalmente en aplicaciones que requieren una protección de falta a tierra sensitiva y que cuenten con transformadores de intensidad equilibrados. Las tres entradas de tensión de fase y la entrada de tensión residual cubren el rango de tensiones nominales de 60-210 V. Pueden conectarse tanto las tensiones entre fases como las tensiones fase a tierra.

La entrada de intensidad de fase de 1 A ó 5 A, la entrada de intensidad residual de 1 A ó 5 A, o alternativamente de 0,2 A ó 1 A, y la tensión nominal de la entrada de tensión residual se seleccionan en el software de relé. Además, los umbrales de las entradas binarias de 16…176 V CC se seleccionan cambiando los ajustes de los parámetros del relé.

Todos los contactos de las entradas y salidas binarios pueden configurarse libremente con la matriz de señales y la función de configuración de la aplicación de PCM600.

Consulte la tabla de vista general de entrada/salida y de los esquemas de conexionado para obtener más información a las entradas y salidas.

Opcionalmente, se puede seleccionar un módulo de entrada y salida binaria. Tiene tres salidas binarias de alta velocidad (HSO) y se disminuye aún más el tiempo total de operación a 4…6 ms comparado con los salidas de potencia normales.

Tabla 4. Vista general de entrada/salida

Conf. estánd.	Cifra del código de orden		Canales analógicos		Canales binarios			
	5-6	7-8	CT	VT	BI	BO	RTD	mA
A	AE / AF	AG	4	5	16	4 PO + 6 SO	-	-
		FC	4	5	16	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
	FE / FF	AD	4	5	12	4 PO + 6 SO	2	1
		FE	4	5	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	2	1
C	AE / AF	AG	4	5	16	4 PO + 6 SO	-	-
		FC	4	5	16	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
	FE / FF	AD	4	5	12	4 PO + 6 SO	2	1
		FE	4	5	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	2	1
D	BC / BD	AD	7	5	12	4 PO + 6 SO	-	-
		FE	7	5	12	4 PO + 2 SO + 3 HSO	-	-
	BE / BF	BA	7	5	8	4 PO + 6 SO	2	1
		FD	7	5	8	4 PO + 2 SO + 3 HSO	2	1

18. Comunicación con la estación

El relé admite toda una variedad de protocolos de comunicación incluyendo IEC 61850 Edición 2, IEC 61850-9-2 LE, IEC 60870-5-103, Modbus® y DNP3. El protocolo Profibus DPV1 está soportado por el uso del convertidor de protocolo SPA-ZC 302. La información operativa y los controles están disponibles a través de estos protocolos. Sin embargo, cierta funcionalidad de comunicación, como por ejemplo la comunicación horizontal entre los relés, sólo es posible a través del protocolo de comunicación IRC 61850.

El protocolo IEC 61850 es una parte fundamental del relé porque la protección y aplicación de control se basan totalmente en el modelado estándar. El relé soporta las versiones de la edición 2 y la edición 1 del protocolo. Con el soporte de la Edición 2, el relé tiene la funcionalidad el modelado para las aplicaciones de subestaciones y la mejor interoperabilidad de subestaciones modernas. También incorpora el soporte total de funcionalidad del modo del dispositivo estándar que soporta varias aplicaciones de prueba. Las aplicaciones de control pueden utilizar la nueva característica de autoridad de control de estación segura y avanzada.

La implementación de la comunicación IEC 61850 admite todas las funciones de monitorización y control. Además, los ajustes de parámetros, los archivos de perturbaciones y los registros de faltas son accesibles a través del protocolo IEC 61850 Los archivos de perturbaciones están disponibles para cualquier aplicación basada en Ethernet en el formato estándar COMTRADE. El relé admite la notificación simultáneamente de eventos a cinco clientes distintos del bus de estación. El relé puede intercambiar datos con otros dispositivos mediante el protocolo IEC 61850.

El relé puede enviar señales digitales y analógicas a otros dispositivos usando el perfil IEC61850-8-1 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Los mensajes GOOSE digitales pueden, por ejemplo, emplearse en esquemas de protección y protección de enclavamiento. El relé cumple con los requisitos de funcionamiento de GOOSE para aplicaciones de disparo en subestaciones de distribución, como define la normativa IEC 61850 (<10 ms intercambio de datos entre dispositivos). El relé es compatible con el envío y la recepción de valores analógicos mediante mensajes GOOSE. Los mensajes GOOSE analógicas permiten una fácil transferencia de valores de medida analógicos a través del bus de estación, facilitando de este modo el envío de valores de medida entre los relés al controlar los transformadores que funcionan en paralelo.

El relé admite el bus de proceso IEC 61850 que además de recibir valores muestreados de tensiones, también envía valores muestreados de tensiones analógicas y intensidades.

Con esta funcionalidad el cableado interpanel galvánico puede ser reemplazado con la comunicación Ethernet. Los valores medidos se transfieren como valores muestreados usando el protocolo IEC 61850-9-2 LE. La aplicación destinada a valores muestreados comparte las tensiones con otros relés de la serie 615, por tener funciones basadas en tensión y soporte 9-2. los relés 615, con aplicaciones basadas en bus de proceso, utilizan el IEEE 1588 para la sincronización de tiempo de alta precisión.

Para la comunicación Ethernet redundante, el relé ofrece dos interfaces aisladas galvanicamente ó dos interfaces ópticas de red Ethernet. Un tercer puerto con una interfaz aislada galvanicamente de Ethernet también está disponible. La tercera interfaz Ethernet proporciona conectividad de cualquier otro dispositivo Ethernet a una estación de bus IEC 61850 dentro de una bahía de conmutación, por ejemplo, la conexión de una Remota E/S.La redundancia de red Ethernet puede conseguirse utilizando el protocolo HSR o el protocolo de redundancia en paralelo (PRP) o con el anillo de auto-correctivo mediante RSTP en los switches gestionados. La redundancia Ethernet puede aplicarse a los protocolos IEC 61850, Modbus y DNP3 basados en Ethernet.

El estándar IEC 61850 especifica una redundancia de red que mejora la disponibilidad del sistema para comunicaciones de subestaciones. La redundancia de red se basa en dos protocolos complementarios definidos en el estándar IEC 62439-3: los protocolos PRP y HSR. Los dos protocolos son capaces de superar el fallo de un enlace ó switch con un tiempo de conmutación cero. En ambos protocolos, cada nodo de red tiene dos puertos Ethernet idénticos dedicados a una conexión de red. Los protocolos dependen de la duplicación de toda la información transmitida y proporcionan una conmutación de tiempo cero si los enlaces o switches fallan, cumpliendo así con todos los estrictos requisitos de tiempo real de la automatización de subestaciones.

En PRP, cada nodo de red está conectado a dos redes independientes que operan en paralelo. Estas redes están completamente separadas para asegurar la independencia de fallos, y pueden tener diferentes topologías. Las redes operan en paralelo, proporcionando de este modo la recuperación a tiempo cero y verificación continua de redundancia para evitar fallos de comunicación.

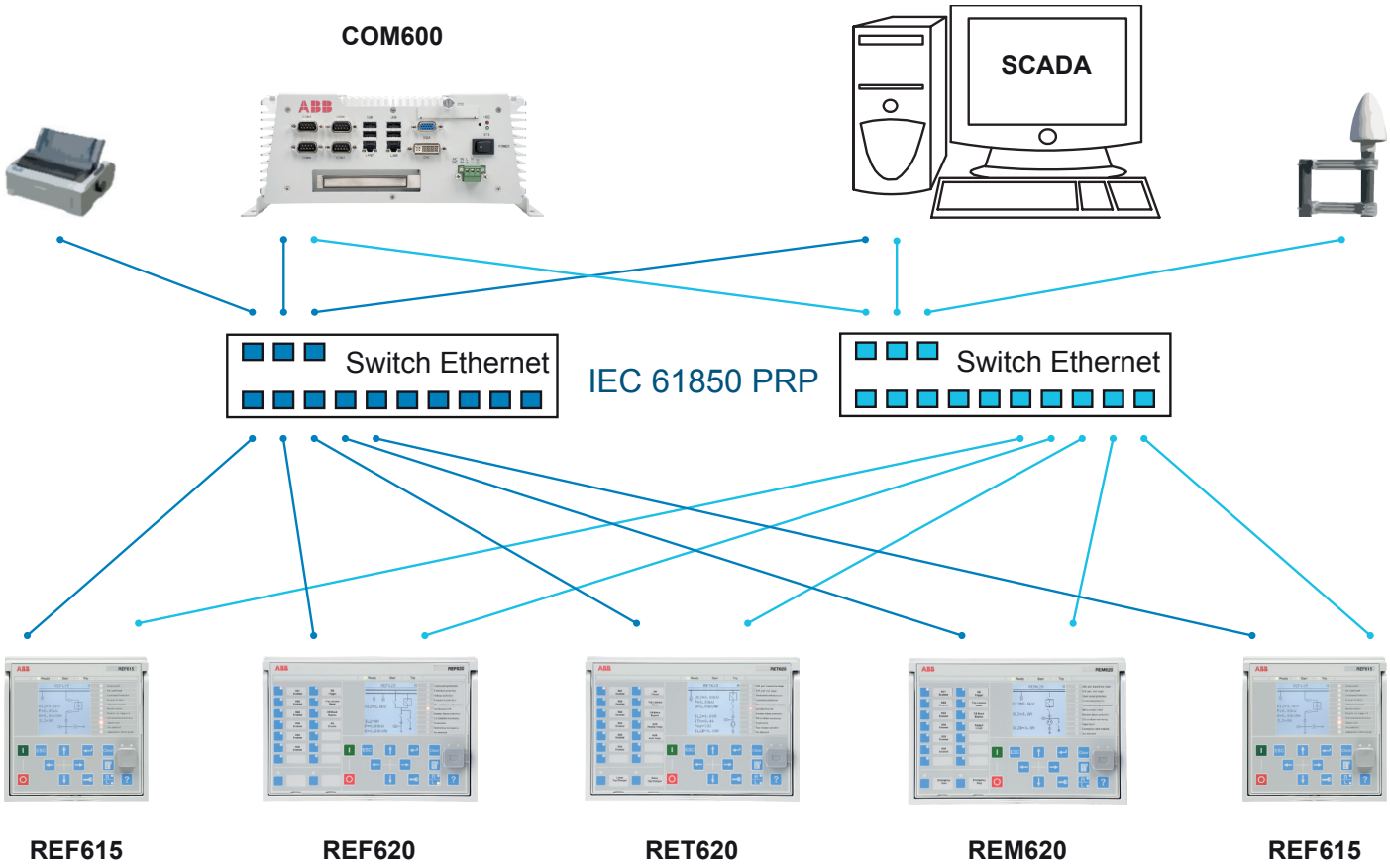

Figura 11. Protocolo de redundancia paralela (PRP)

El HSR aplica el principio PRP de operaciones en paralelo a un único anillo. Para cada mensaje enviado, el nodo envía dos tramas, una a través de cada puerto. Las dos tramas circulan en direcciones opuestas en el anillo. Cada nodo reenvía las

tramas que recibe de un puerto a otro para llegar al siguiente nodo. Cuando el nodo remitente de origen recibe la trama que envió, el nodo emisor descarta la trama para evitar bucles. El anillo HSR de los relés de la serie 615 permite conectar hasta 30 relés. Si se tienen que conectar más de treinta relés, se recomienda dividir la red en varios anillos para garantizar el rendimiento de las aplicaciones en tiempo real.

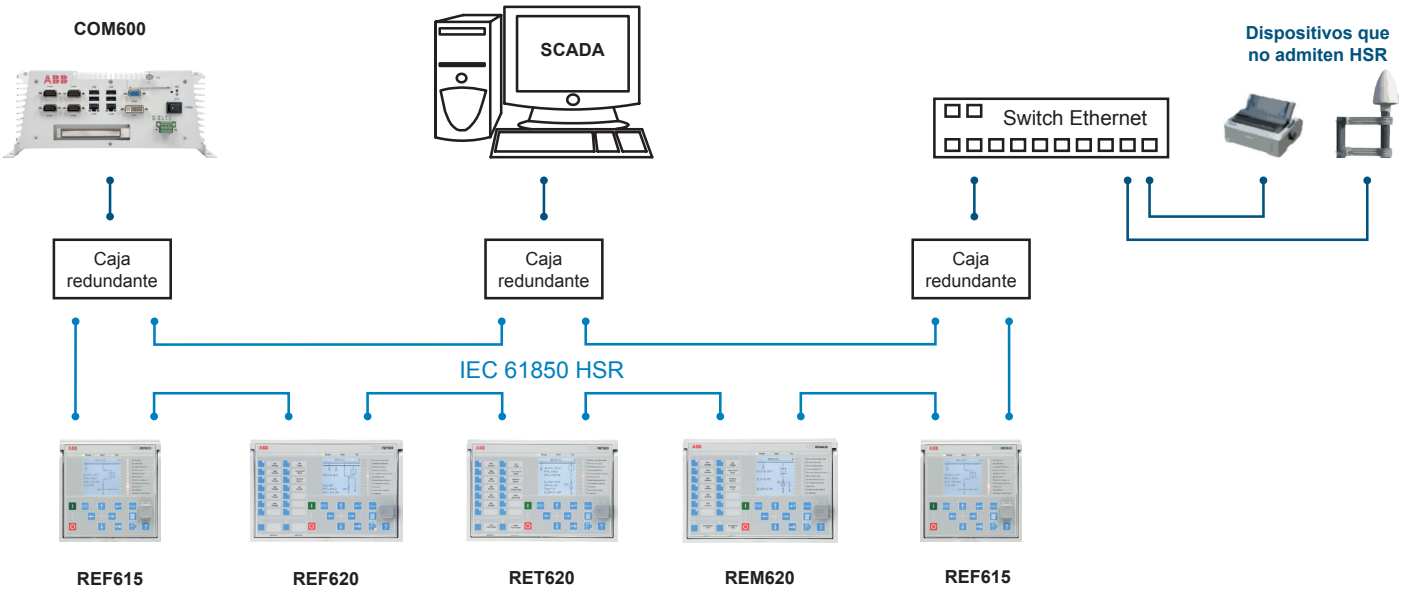

Figura 12. Solución de High-availability Seamless Redundancy (HSR)

La elección entre los protocolos de redundancia HSR y PRP depende de la funcionalidad, coste, complejidad requerida

La solución autocorrectiva (redundante) del anillo Ethernet con capacidad posibilita un anillo de comunicación económico, con una buena relación de precio y calidad, controlado por un switch gestionable con el protocolo RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol). El switch gestionable supervisa la coherencia del circuito cerrado, dirige los datos y corrige el flujo de datos en caso de que haya una alteración en la comunicación. Los relés de la topología de anillo actúan como switches no gestionables que envían un tráfico de datos sin relación. La solución de anillo de Ethernet permite conectar hasta 30 relés de la serie 615. Si se tienen que conectar más de treinta relés, se recomienda dividir la red en varios anillos. La solución autocorrectiva del anillo Ethernet evita problemas ocasionados por averías en un único punto y aumenta la fiabilidad de la comunicación.

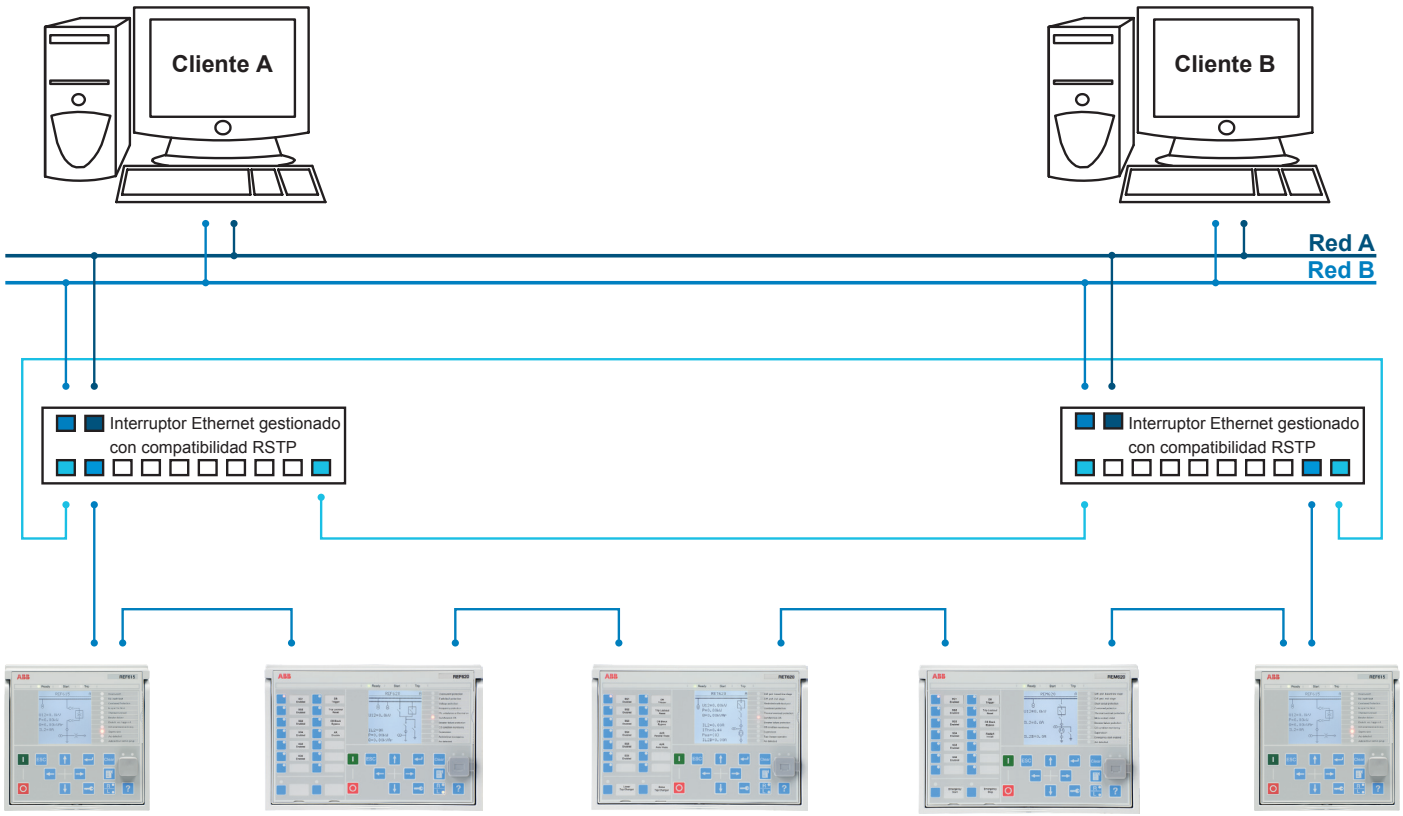

Figura 13. Solución autocorrectiva del anillo Ethernet

Todos los conectores de comunicación, excepto el conector del puerto del frontal, están situados en módulos de comunicación opcionales integrados. El relé puede conectarse a sistemas de comunicación basados en Ethernet a través del RJ-45 conector (100BASE-TX) o del conectorLC de fibra óptica (100BASE-FX). Si es necesaria la conexión a un bus serie, puede utilizarse el conector de terminal con tornillo RS-485 de 9 clavijas. Tiene a su disposición una interfaz de serie opcional para la comunicación RS-232.

La implementación Modbus admite los modos RTU, ASCII y TCP. Además de la funcionalidad Modbus estándar, el relé admite la obtención de eventos con registro de tiempo, el cambio de grupo de ajuste activo y la carga de los registros de fallos más recientes. Si se utiliza una conexión Modbus TCP, es posible tener conectados al relé cinco clientes a la vez. Asimismo, el Modbus de serie y el Modbus TCP se pueden usar en paralelo y, si es necesario, los protocolos IEC 61850 y Modbus pueden funcionar simultáneamente.

La implementación del IEC 60870-5-103 admite dos conexiones de bus serie paralelo a dos maestros diferentes. Además de la funcionalidad estándar básica, el relé admite el cambio del grupo de ajuste activo y la carga de los registros de perturbaciones en formato IEC 60870-5-103. Además, la norma IEC 60870-5-103 se puede utilizar al mismo tiempo con el protocolo IEC 61850.

El DNP3 admite la conexión de hasta cinco maestros, tanto de los modos serie como TCP. Se admiten el cambio de la configuración activa y la lectura de registros de faltas Se pueden usar la serie DNP y DNP TCP en paralelo. Si se requiere, pueden ejecutarse simultáneamente los protocolos IEC 61850 y DNP.

La serie 615 admite protocolo Profibus DPV1 con soporte del adaptador Profibus SPA-ZC 302. Si se requiere protocolo Profibus, el relé debe ser pedido con opciones de serie Modbus. La aplicación Modbus incluye la funcionalidad de emulación de protocolo SPA. Esta funcionalidad facilita la conexión con SPA-ZC 302.

Si el relé utiliza el bus RS-485 para la comunicación serie, se admiten tanto las conexiones de dos hilos como las de cuatro. Las resistencias de terminación y pull-up/pull-down pueden configurarse con puentes en la tarjeta de comunicación, de forma que no se requieren resistencias externas.

El relé admite los métodos siguientes de sincronización de tiempo con una resolución de registro de tiempo de 1 ms:

Basado en Ethernet:
- SNTP (Protocolo de tiempo de red simple)

Con cableado especial de sincronización de tiempo.

- IRIG-B (Grupo de Instrumentación de Interrango: Formato de código de tiempo B)

El relé admite el siguiente método de sincronización de tiempo de alta precisión con una resolución de sello de tiempo de 4 ms que se requiere especialmente en aplicaciones de bus de proceso.

- PTP (IEEE 1588) v2 con perfil de potencia.

El soporte IEEE 1588 está incluido en todas las variantes que tienen un módulo de comunicación Ethernet redundante.

Características IEEE 1588 v2

- Reloj Ordinaria con el algoritmo de Mejor Reloj Maestro
- Reloj Transparente de un paso para topología de anillo Ethernet
- Perfil de potencia 1588 v2
- Recibir (esclavo): 1-paso/2-paso
- Transmitir (maestro): 1-paso
- Mapeo capa 2
- Cálculo de retardo entre pares
- Operación Multicast

la precisión requerida del reloj gran-maestro es +/-1 µs. El relé puede funcionar como reloj maestro por algoritmo BMC si el reloj gran maestro externo no está disponible en el corto plazo.

El soporte IEEE 1588 está incluido en todas las variantes que tienen un módulo de comunicación Ethernet redundante.

Además, el relé admite la sincronización de tiempo a través de los protocolos de comunicación serie Modbus, DNP3 y IEC 60870-5-103:

Tabla 5. Interfaces y protocolos de comunicación admitidos con la estación

Interfaces/Protocolos	Ethernet		Serie	
	100BASE-TX RJ-45	100BASE-FX LC	RS-232/RS-485	ST de fibra óptica
IEC 61850-8-1	●	●	-	-
IEC 61850-9-2 LE	●	●	-	-
MODBUS RTU/ASCII	-	-	●	●
MODBUS TCP/IP	●	●	-	-
DNP3 (serie)	-	-	●	●
DNP3 TCP/IP	●	●	-	-
IEC 60870-5-103	-	-	●	●

● = Soportado

19. Datos técnicos

Tabla 6. Dimensiones

Descripción	Valor	
Anchura	Bastidor	177 mm
	Carcasa	164 mm
Altura	Bastidor	177 mm (4U)
	Carcasa	160 mm
Profundidad		201 mm (153 + 48 mm)
Peso	Relé de protección completo	4,1 kg
	Sólo unidad extraible	2,1 kg

Tabla 7. Fuente de alimentación

Descripción	Tipo 1	Tipo 2
Tensión auxiliar nominal U_n	100, 110, 120, 220, 240 V de CA, 50 y 60 Hz	24, 30, 48, 60 V de CC
	48, 60, 110, 125, 220, 250 V CC	
Tiempo máximo de interrupción de la tensión de CC auxiliar sin restablecimiento del relé	50 ms a U_n	
Variación de tensión auxiliar	38...110% del U_n (38...264 V de CA)	50...120% del U_n (12...72 V de CC)
	80...120% de U_n (38,4...300 V CC)	
Umbral de arranque		19.2 V CC (24 V CC × 80%)
Carga de alimentación de tensión auxiliar en una situación quiescente (Pq_q)/de condición de operación	CC <13.0 W (nominal)/<18.0 W (max.) CA <16.0 W (nominal)/<21.0 W (max.)	CC <13.0 W (nominal)/<18.0 W (max.)
Rizado en la tensión auxiliar CC	Máx. 15% del valor de CC (a una frecuencia de 100 Hz)	
Tipo de fusible	T4 A/250 V	

Tabla 8. Entradas análogas

Descripción		Valor	
Frecuencia nominal		50/60 Hz	
Entradas de intensidad	Intensidad nominal, I_n	0,2/1 A[1)]	1/5 A[2)]
	Capacidad de resistencia térmica:		
	• Continuamente	4 A	20 A
	• Durante 1 s	100 A	500 A
	Resistencia dinámica a la intensidad		
	• Valor de media onda	250 A	1250 A
	Impedancia de entrada	<100 mÙ	<20 mÙ
Entradas de tensión	Tensión nominal	60...210 V CA	
	Resistencia de tensión:		
	• Continua	240 V CA	
	• Durante 10 s	360 V CA	
	Carga con la tensión nominal	<0,05 VA	

1) Opción de pedido para la salida de intensidad residual
2) Intensidad residual y/o intensidad de fase

Tabla 9. Entradas binarias

Descripción	Valor
Rango de funcionamiento	±20% de la tensión nominal
Tensión nominal	24...250 V CC
Consumo de intensidad	1,6...1,9 mA
Consumo de potencia	31,0...570,0 mW
Tensión umbral	16...176 V DC
Tiempo de reacción	<3 ms

Tabla 10. Medida de RTD/mA (XRGGIO130)

Descripción		Valor	
Entradas RTD	Sensores RTD admitidos	Platino 100 Ω Platino 250 Ω Níquel 100 Ω Níquel 120 Ω Níquel 120 Ω Cobre 10 Ω	TCR 0,00385 (DIN 43760) TCR 0,00385 TCR 0,00618 (DIN 43760) TCR 0,00618 TCR 0,00618 TCR 0,00427
	Rango de resistencia admitido	0...2 kΩ	
	Resistencia máxima del conductor (medida de tres cables)	25 Ω por cable	
	Aislamiento	2 kV (entradas de puesta a tierra)	
	Tiempo de respuesta	<4 s	
	RTD /detección de intensidad por resistencia	Máximo 0,33 mA rms	
	Precisión de funcionamiento	Resistencia	Temperatura
		± 2,0% ó ±1 Ω	±1°C Cobre 10 Ω: ±2°C
Entradas mA	Rango de intensidad admitido	0…20 mA	
	Impedancia de entrada de intensidad	44 Ω ± 0,1%	
	Precisión de funcionamiento	±0,5% o ±0,01 mA	

Tabla 11. Salida de señal x100: SO1

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V CA/CC
Capacidad continua de contacto	5 A
Cierre y conducción durante 3,0 s	15 A
Cierre y mantenimiento durante 0,5 s	30 A
Capacidad de ruptura cuando la constante de tiempo del circuito de control es L/R<40 ms	1 A/0.25 A/0.15 A
Carga de contacto mínima	100 mA a 24 V de CA/CC

Tabla 12. Salidas de señal y salida IRF

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V CA/CC
Capacidad continua de contacto	5 A
Cierre y conducción durante 3,0 s	10 A
Make and carry para 0,5 s	15 A
Poder de corte cuando la constante de tiempo del circuito de control L/R<40 ms, at 48/110/220 V CC	1 A/0.25 A/0.15 A
Carga de contacto mínima	10 mA at 5 V CA/CC

Tabla 13. Relés de salida de potencia de doble polo con función TCS

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V CA/CC
Intensidad continua del contacto	8 A
Make and carry para 3,0 s	15 A
Make and carry para 0.5 s	30 A
Capacidad de ruptura cuando la constante de tiempo del circuito de control es L/R<40 ms, a 48/110/220 V CC (dos contactos conectados en serie)	5 A/3 A/1 A
Carga mínima del contacto	100 mA a 24 V CA/CC
Monitoreo del circuito de disparo (TCS):	
• Rango de tensiones de control	20...250 V CA/CC
• Intensidad circulante a través del circuito de supervisión	~1,5 mA
• Tensión mínima a través del contacto TCS	20 V CA/CC (15...20 V)

Tabla 14. Relés de salida de potencia de polo único

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V CA/CC
Mantenimiento contacto continuo	8 A
Cierre y mantenimiento durante 0,3 s	15 A
Cierre y mantenimiento durante 0,5 s	30 A
Capacidad de corte cuando la constante de tiempo del circuito de control L/R<40 ms, a 48/110/220 V CC	5 A/3 A/1 A
Carga de contacto mínima	100 mA a 24 V de CA/CC

Tabla 15. Salida de alta velocidad HSO con BIO0007

Descripción	Valor
Tensión nominal	250 V AC/DC
Mantenimiento contacto continuo	6 A
Cierre y mantenimiento durante 0,3 s	15 A
Cierre y mantenimiento durante 0,5 s	30 A
Capacidad de corte cuando la constante de tiempo del circuito de control L/R<40 ms, a 48/110/220 V CC	5 A/3 A/1 A
Tiempo de operación	<1 ms
Resetear	<20 ms, carga resistiva

Tabla 16. Puerto frontal de interfaces Ethernet

Interfaz de Ethernet	Protocolo	Cable	Tasa de transferencia de datos
Frontal	Protocolo TCP/IP	Cable estándar Ethernet CAT 5 con RJ-45 conector	10 MBits/s

Tabla 17. IRIG-B

Descripción	Valor
Formato de código de tiempo IRIG	B004, B005[1)]
Aislamiento	500V 1 min
Modulación	Sin modulación
Nivel lógico	5 V TTL
Consumo de intensidad	<4 mA
Consumo de potencia	<20 mW

1) Según la norma-IRIG 200-04

Tabla 18. Grado de protección de relé de protección empotrado

Descripción	Valor
Lado frontal	IP 54
Lado trasero, terminales de conexión	IP 20

Tabla 19. Condiciones medio ambientales

Descripción	Valor
Rango de temperatura en funcionamiento	-25...+55ºC (continuo)
Rango de temperaturas de servicio durante un tiempo breve	-40...+85 ºC (<16 h)[1)2)]
Humedad relativa	<93%, sin condensación
Presión atmosférica	86...106 kPa
Altitud	Hasta 2000 m
Rango de temperatura de transporte y almacenamiento	-40...+85ºC

1) La degradación en el funcionamiento del MTBF y HMI fuera del rango de temperatura de -25...+55 ºC
2) Para relés con una interfaz de comunicación LC, la máxima temperatura de operación es de +70ºC

Tabla 20. Pruebas de compatibilidad electromagnética

Descripción	Valor de la prueba tipo	Referencia
Ensayo de ráfaga de 100 kHz y 1 MHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, clase III IEEE C37.90.1-2002
• Modo común	2,5 kV	
• Modo diferencial	2,5 kV	
Ensayo de ráfaga de 3 MHz, 10 MHz y 30 MHz		IEC 61000-4-18 IEC 60255-26, clase III
• Modo común	2,5 kV	
Ensayo de descarga electrostática		IEC 61000-4-2 IEC 60255-26 IEEE C37.90.3-2001
• Descarga de contacto	8 kV	
• Descarga de aire	15 kV	
Ensayos de interferencia de radiofrecuencia		
	10 V (rms) f = 150 kHz...80 MHz	IEC 61000-4-6 IEC 60255-26, clase III
	10 V/m (rms) f = 80...2700 MHz	IEC 61000-4-3 IEC 60255-26, clase III
	10 V/m f = 900 MHz	ENV 50204 IEC 60255-26, clase III
	20 V/m (rms) f = 80...1000 MHz	IEEE C37.90.2-2004
Ensayos de perturbaciones transitorias rápidas		IEC 61000-4-4 IEC 60255-26 IEEE C37.90.1-2002
• Todos los puertos	4 kV	
Ensayo de inmunidad frente a picos		IEC 61000-4-5 IEC 60255-26
• Comunicación	1 kV fase-tierra	
• Otros puertos	4 kV, línea a tierra 2 kV, línea a línea	
Ensayo de inmunidad frente a campo magnético de frecuencia industrial (50 Hz)		IEC 61000-4-8
• Continua • 1...3 s	300 A/m 1000 A/m	
Ensayo de inmunidad frente a campo magnético pulsante	1000 A/m 6.4/16 µs	IEC 61000-4-9
Ensayo de inmunidad frente a campo magnético oscilatorio amortiguado		IEC 61000-4-10
• 2 s	100 A/m	
• 1 MHz	400 transitorios/s	
Inmersiones de tensión e interrupciones breves	30%/10 ms 60%/100 ms 60%/1.000 ms >95%/5.000 ms	IEC 61000-4-11

Tabla 20. Pruebas de compatibilidad electromagnética, continuación

Descripción	Valor de la prueba tipo	Referencia
Ensayo de inmunidad frente a frecuencia industrial	Sólo entradas digitales	IEC 61000-4-16 IEC 60255-26, clase A
• Modo común	300 V rms	
• Modo diferencial	150 V rms	
Perturbaciones conducidas de modo común	5 Hz...150 kHz Nivel de ensayo 3 (10/1/10 V rms)	IEC 61000-4-16
Ensayos de emisión		EN 55011, clase A IEC 60255-26 CISPR 11 CISPR 12
• Conducido		
0,15...0,50 MHz	< 79 dB (µV) cuasi-pico < 66 dB (µV) media	
0,5...30 MHz	< 73 dB (µV) cuasi-pico < 60 dB (µV) media	
• Radiada		
30...230 MHz	< 40 dB (µV/m) cuasi-pico, medida a una distancia de 10 m	
230...1000 MHz	< 47 dB (µV/m) cuasi-pico, medida a una distancia de 10 m	
1…3 GHz	<76 dB (µV/m) pico <56 dB (µV/m) promedio, medido a 3 m de distancia	
3…6 GHz	<80 dB (µV/m) pico <60 dB (µV/m) promedio, medido a 3 m de distancia	

Tabla 21. Pruebas de aislamiento

Descripción	Valor de la prueba tipo	Referencia
Ensayos dieléctricos	2 kV, 50 Hz, 1 min 500 V, 50 Hz, 1 min, comunicación	IEC 60255-27
Ensayo de tensión de impulsos	5 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J 1 kV, 1,2/50 µs, 0,5 J, comunicación	IEC 60255-27
Medidas de resistencia de aislamiento	>100 MΩ, 500 V DC	IEC 60255-27
Resistencia de aislamiento protector	<0.1 Ω, 4 A, 60 s	IEC 60255-27

Tabla 22. Ensayos mecánicos

Descripción	Referencia	Requisitos
Ensayos de vibración (sinusoidal)	IEC 60068-2-6 (Ensayo Fc) IEC 60255-21-1	Clase 2
Ensayo de impactos y golpes	IEC 60068-2-27 (Ensayo "Ea impacto") IEC 60068-2-29 (Ensayo "Eb golpes") IEC 60255-21-2	Clase 2
Ensayo sísmico	IEC 60255-21-3	Clase 2

Tabla 23. Ensayos medioambientales

Descripción	Valor de ensayo tipo	Referencia
Ensayo de calor seco	• 96 h a +55 ºC	IEC 60068-2-2
Ensayo de frío seco	• 96 h a -25 ºC • 16 h a -40 ºC	IEC 60068-2-1
Ensayo de calor húmedo	• 6 ciclos (12 h + 12 h) a +25°C…+55°C, humedad >93%	IEC 60068-2-30
Ensayo de cambio de temperatura	• 5 ciclos (3 h + 3 h) a -25°C...+55°C	IEC60068-2-14
Ensayo de almacenamiento	• 96 h a -40ºC • 96 h a +85ºC	IEC 60068-2-1 IEC 60068-2-2

Tabla 24. Seguridad del producto

Descripción	Referencia
Directiva LV	2006/95/EC
Estándar	EN 60255-27 (2013) EN 60255-1 (2009)

Tabla 25. Compatibilidad electromagnética

Descripción	Referencia
Directiva EMC	2004/108/EC
Estándar	EN 60255-26 (2013)

Tabla 26. Cumplimiento de RoHS

Descripción
Cumple la directiva 2002/95/EC de RoHS

Funciones de protección

Tabla 27. Protección de sobreintensidad trifásica no direccional (PHxPTOC)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz		
	PHLPTOC	±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n		
	PHHPTOC y PHIPTOC	±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n (todas las intensidades dentro del rango de 0.1…10 × I_n) ±5,0% del valor de ajuste (todas las intensidades dentro del rango de 10…40 × I_n)		
Tiempo de arranque [1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	PHIPTOC: I_{Falla} = 2 × ajuste *Valor de arranque*	16 ms	19 ms	23 ms
	I_{Falla} = 10 × ajuste *Valor de arranque*	11 ms	12 ms	14 ms
	PHHPTOC y PHLPTOC: I_{Falla} = 2 × ajuste *Valor de arranque*	23 ms	26 ms	29 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		
Tiempo de retardo		<30 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo inverso		±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms [3)]		
Supresión de armónicos		RMS: Sin supresión DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,… Pico a pico: Sin supresión P-a-P+backup: Sin supresión		

1) Ajuste *Tiempo de retardo operativo* = 0,02 s, *Tipo de curva operativa* = IEC tiempo definido, *Modo de medida* = por defecto (depende de la etapa), intensidad previa de la falta = 0.0 × In, fn = 50 Hz, intensidad de falta en una fase con frecuencia inyectada con un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida
3) Incluye el retardo del contacto de salida resistente

Tabla 28. Ajustes principales de protección de sobreintensidad trifásica no-direccional (PHxPTOC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	PHLPTOC	0.05...5.00 × I_n	0.01
	PHHPTOC	0.10...40.00 × I_n	0.01
	PHIPTOC	1.00...40.00 × I_n	0.01
Multiplicador de tiempo	PHLPTOC y PHHPTOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	PHLPTOC y PHHPTOC	40...200000 ms	10
	PHIPTOC	20...200000 ms	10
Tipo de curva operativa[1)]	PHLPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	PHHPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	PHIPTOC	Tiempo definido	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 29. Protección de sobreintensidad (DPHxPDOC)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la intensidad/tensión medida: f_n ±2 Hz		
	DPHLPDOC	Intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n Tensión: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × U_n Ángulo de fase: ±2°		
	DPHHPDOC	Intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n (todas las intensidades dentro del rango de 0.1…10 × I_n) ±5,0% del valor de ajuste (todas las intensidades dentro del rango de 10…40 × I_n) Tensión: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × U_n Ángulo de fase: ±2°		
Tiempo de arranque[1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	I_{Falla} = 2.0 × ajuste *Valor de arranque*	39 ms	43 ms	47 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo inverso		±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms[3)]		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…		

1) *Modo de medida* y *Cantidad Pol* = por defecto, intensidad previa a la falta = 0.0 × I_n, tensión previa a la falta = 1.0 × U_n, f_n = 50 Hz, intensidad de la falta en una fase con frecuencia nominal inyectada desde una ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida
3) Máximo *Valor de arranque* = 2.5 × I_n, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.5...20.

Tabla 30. Ajustes principales de protección de sobreintensidad trifásica direccional (DPHxPDOC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	DPHLPDOC	0.05...5.00 × I_n	0.01
	DPHHPDOC	0.10...40.00 × I_n	0.01
Multiplicador de tiempo	DPHxPDOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	DPHxPDOC	40...200000 ms	10
Modo direccional	DPHxPDOC	1 = No direccional 2 = Hacia adelante 3 = Hacia atrás	-
Ángulo característico	DPHxPDOC	-179...180°	1
Tipo de curva operativa[1)]	DPHLPDOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DPHHPDOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 31. Protección de sobreintensidad trifásica que depende de la tensión (PHPVOC)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: f_n ±2 Hz
	Intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n Tensión: ±1.5% del valor de ajuste ó ±0.002 × U_n
Tiempo de arranque[1)2)]	Típico 26 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms
Relación de resetear	Típico 0,96
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo inverso	±5,0% del valor de ajuste o ±20 ms
Supresión de armónicos	-50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Modo de medida* = por defecto, intensidad previa a la falta = 0.0 × I_n, f_n = 50 Hz, intensidad de falta en una fase con frecuencia nominal inyectada desde una ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 32. Ajustes principales de protección de sobreintensidad trifásica que depende de la tensión (PHPVOC)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	PHPVOC	0.05...5.00 × I_n	0,01
Bajo valor de arranque	PHPVOC	0.05...1.00 × I_n	0,01
Límite superior de tensión	PHPVOC	0.01...1.00 × U_n	0,01
Límite bajo de tensión	PHPVOC	0.01...1.00 × U_n	0,01
Mult. valor de arranque	PHPVOC	0.8...10.0	0,1
Multiplicador de tiempo	PHPVOC	0,05...15,00	0,01
Tipo de curva operativa[1)]	PHPVOC	Tiempo positivo o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
Tiempo de retardo de operación	PHPVOC	40...200000 ms	10

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 33. Protección de falla a tierra no direccional (EFxPTOC)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz		
	EFLPTOC	±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n		
	EFHPTOC y EFIPTOC	±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n (todas las intensidades dentro del rango de 0.1…10 × I_n) ±5,0% del valor de ajuste (todas las intensidades dentro del rango de 10…40 × I_n)		
Tiempo de arranque [1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	EFIPTOC: I_{Falla} = 2 × ajuste *Valor de arranque* I_{Falla} = 10 × ajuste *Valor de arranque*	16 ms 11 ms	19 ms 12 ms	23 ms 14 ms
	EFHPTOC y EFLPTOC: I_{Falla} = 2 × ajuste *Valor de arranque*	23 ms	26 ms	29 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		
Tiempo de retardo		<30 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso		±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms [3)]		
Supresión de armónicos		RMS: Sin supresión DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,… Pico a pico: Sin supresión		

1) *Modo de medida* = por defecto (depende de la etapa), intensidad previa a la falta = 0.0 × I_n, f_n = 50 Hz, 50 Hz, intensidad de falta a tierra con frecuencia nominal aplicada desde una ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida
3) Máximo *Valor de arranque* = 2.5 × I_n, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.5...20.

Tabla 34. Ajustes principales de protección de falta a tierra no direccional (EFxPTOC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	EFLPTOC	0.010...5.000 × I_n	0.005
	EFHPTOC	0.10...40.00 × I_n	0.01
	EFIPTOC	1.00...40.00 × I_n	0.01
Multiplicador de tiempo	EFLPTOC y EFHPTOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	EFLPTOC y EFHPTOC	40...200000 ms	10
	EFIPTOC	20...200000 ms	10
Tipo de curva operativa[1)]	EFLPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	EFHPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	
	EFIPTOC	Tiempo definido	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 35. Protección de falla a tierra direccional (DEFxPDEF)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz		
	DEFLPDEF	Intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n Tensión ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × U_n Ángulo de fase: ±2°		
	DEFHPDEF	Intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n (todas las intensidades dentro del rango de 0.1…10 × I_n) ±5,0% del valor de ajuste (todas las intensidades dentro del rango de 10…40 × I_n) Tensión: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × U_n Ángulo de fase: ±2°		
Tiempo de arranque [1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	DEFHPDEF I_{Falla} = 2 × ajuste *Valor de arranque*	42 ms	46 ms	49 ms
	DEFLPDEF I_{Falla} = 2 × ajuste *Valor de arranque*	58 ms	62 ms	66 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		
Tiempo de retardo		<30 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo inverso		±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms [3)]		
Supresión de armónicos		RMS: Sin supresión DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,… Pico a pico: Sin supresión		

1) Ajuste *Tiempo de retardo de operación* = 0.06 s, *Tipo de curva de operación* = IEC tiempo definido, *Modo de medida* = por defecto (depende de la etapa), intensidad previa a la falta = 0.0 × I_n, f_n = 50 Hz, 50 Hz, intensidad de falta a tierra con frecuencia nominal aplicada desde una ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo de la señal del contacto de salida
3) Máximo *Valor de arranque* = 2.5 × I_n, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.5...20.

Tabla 36. Ajustes principales de protección de falla a tierra direccional (DEFxPDEF)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	DEFLPDEF	0.010...5.000 × I_n	0.005
	DEFHPDEF	0.10...40.00 × I_n	0.01
Modo direccional	DEFLPDEF y DEFHPDEF	1 = No direccional 2 = Hacia adelante 3 = Hacia atrás	-
Multiplicador de tiempo	DEFLPDEF	0.05...15.00	0.01
	DEFHPDEF	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	DEFLPDEF	50...200000 ms	10
	DEFHPDEF	40...200000 ms	10
Tipo de curva operativa[1)]	DEFLPDEF	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DEFHPDEF	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 3, 5, 15, 17	
Modo de operación	DEFxPDEF	1 = Ángulo de fase 2 = IoSin 3 = IoCos 4 = Ángulo de fase 80 5 = Ángulo de fase 88	-

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 37. Protección de defecto a tierra transitorio/intermitente (INTRPTEF)

Característica	Valor
Precisión operativa (criterios Uo con protección transitoria)	Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz
	±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 x Uo
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5

Tabla 38. Ajustes principales de protección falla a tierra transitoria/intermitente (INTRPTEF)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Modo direccional	INTRPTEF	1 = No direccional 2 = Hacia adelante 3 = Hacia atrás	-
Tiempo retardo operación	INTRPTEF	40...1200000 ms	10
Valor de arranque de tensión	INTRPTEF	0.05...0.50 × U_n	0.01
Modo de operación	INTRPTEF	1 = EF intermitente 2 = EF transitorio	-
El límite del contador de pico	INTRPTEF	2...20	1
Intensidad mínima de funcionamiento	INTRPTEF	0.01...1.00 × I_n	0.01

Tabla 39. Protección de sobreintensidad de secuencia negativa (NSPTOC)

Característica		Valor		
Exactitud de funcionamiento		Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n		
		±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n		
Tiempo de arranque [1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	I_{Falla} = 2 × ajuste *Valor de arranque* I_{Falla} = 10 × ajuste *Valor de arranque*	23 ms 15 ms	26 ms 18 ms	28 ms 20 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso		±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms [3)]		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…		

1) El valor de intensidad de secuencia negativa previa a la falta = 0.0, f_n = 50 Hz, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida
3) Máximo *Valor de arranque* = 2.5 × I_n, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.5...20.

Tabla 40. Ajustes principales de protección de sobreintensidad de secuencia de fase negativa (NSPTOC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	NSPTOC	0.01...5.00 × I_n	0.01
Multiplicador de tiempo	NSPTOC	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	NSPTOC	40...200000 ms	10
Tipo de curva operativa [1)]	NSPTOC	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 41. Sobreintensidad de secuencia negativa para maquinas (MNSPTOC)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n		
		±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 x I_n		
Tiempo de arranque [1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	I_{Falta} = 2.0 × ajuste *Valor de arranque*	23	25 ms	28 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo inverso		±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms [3)]		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…		

1) El valor de intensidad de secuencia negativa previa a la falta = 0.0, f_n = 50 Hz, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida
3) *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.10...5.00

Tabla 42. Ajustes principales de protección de sobreintensidad de secuencia de fase negativa (MNSPTOC)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	MNSPTOC	0.01...0.50 × I_n	0.01
Tipo de curva operativa	MNSPTOC	Tiempo positivo o inverso Tipo de curva: 5, 15, 17, 18	
Tiempo de retardo de operación	MNSPTOC	100...120000 ms	10
Operación	MNSPTOC	1 = encendido 5 = apagado	-
Tiempo enfriamiento	MNSPTOC	5...7200 s	1

Tabla 43. Protección de sobretensión residual (ROVPTOV)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±2 Hz		
		±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 x U_n		
Tiempo de arranque[1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	U_{Falla} = 2 × ajuste *Valor de arranque*	48 ms	51 ms	54 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Tensión residual antes de la falta= 0,0 × U_n, f_n = 50 Hz, tensión residual con frecuencia nominal aplicada desde ángulo de fase, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 44. Ajustes principales de protección de sobretensión residual (ROVPTOV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	ROVPTOV	0.010...1.000 × U_n	0.001
Tiempo retardo operación	ROVPTOV	40...300000 ms	1

Tabla 45. Protección de subtensión trifásica (PHPTUV)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±2 Hz		
		±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 x U_n		
Tiempo de arranque[1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	U_{Falla} = 0.9 × ajuste *Valor de arranque*	62 ms	66 ms	70 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Según el ajuste *Histéresis relativa*		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste o ±20 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso		±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms[3)]		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…		

1) *Valor de arranque* = 1.0 × U_n, antes de la falta = 1.1 × U_n, f_n = 50 Hz, subtensión en una fase/fase con frecuencia nominal aplicada desde ángulo de fase, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas
2) Incluye el retardo del contacto de la salida de la señal
3) Mínimo *Valor de arranque* = 0,50, *Valor de arranque* múltiples en un rango desde 0,90...0,20

Tabla 46. Ajustes principales de protección de subtensión trifásica (PHPTUV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	PHPTUV	0.05...1.20 × U_n	0.01
Multiplicador de tiempo	PHPTUV	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	PHPTUV	60...300000 ms	10
Tipo de curva operativa[1)]	PHPTUV	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 5, 15, 21, 22, 23	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 47. Protección de sobretensión trifásica (PHPTOV)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±2 Hz		
		±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 x U_n		
Tiempo de arranque[1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	U_{Falla} = 1.1 × ajuste *Valor de arranque*	23 ms	27 ms	31 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Según el ajuste *Histéresis relativa*		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo inverso		±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms[3)]		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…		

1) *Valor de arranque* = 1.0 × U_n, antes de la falta = 0.9 × U_n, f_n = 50 Hz, sobretensión en una fase/fase con frecuencia nominal aplicada desde ángulo de fase, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas
2) Incluye el retardo del contacto de la salida de la señal
3) Máximo *Valor de arranque* = 1.20 × U_n, *Valor de arranque* múltiples en el rango de 1.10...2.00

Tabla 48. Ajustes principales de protección de sobretensión trifásica (PHPTOV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	PHPTOV	0.05...1.60 × U_n	0.01
Multiplicador de tiempo	PHPTOV	0.05...15.00	0.01
Tiempo retardo operación	PHPTOV	40...300000 ms	10
Tipo de curva operativa[1)]	PHPTOV	Tiempo definido o inverso Tipo de curva: 5, 15, 17, 18, 19, 20	

1) Para más información, vea la tabla de características de operación

Tabla 49. Protección de subtensión de secuencia positiva (PSPTUV)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±2 Hz		
		±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 x U_n		
Tiempo de arranque[1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	U_{Falla} = 0.99 × ajuste *Valor de arranque* U_{Falla} = 0.9 × ajuste *Valor de arranque*	52 ms 44 ms	55 ms 47 ms	58 ms 50 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Según el ajuste *Histéresis relativa*		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…		

1) *Valor de arranque* = 1.0 × U_n, tensión de secuencia positiva antes de la falta = 1.1 × U_n, f_n = 50 Hz, subtensión de secuencia positiva con frecuencia nominal aplicada desde ángulo de fase, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo de señal del contacto de la salida

Tabla 50. Ajustes principales de protección de subtensión de secuencia positiva (PSPTUV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	PSPTUV	0.010...1.200 × U_n	0.001
Tiempo retardo operación	PSPTUV	40...120000 ms	10
Valor del bloque de tensión	PSPTUV	0.01...1.00 × U_n	0.01

Tabla 51. Protección de sobretensión de secuencia de fase negativa (NSPTOV)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la tensión medida: f ±2 Hz_n		
		±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 x U_n		
Tiempo de arranque[1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	U_{Falla} = 1.1 × ajuste *Valor de arranque* U_{Fallas} = 2.0 × ajuste *Valor de arranque*	33 ms 24 ms	35 ms 26 ms	37 ms 28 ms
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		
Tiempo de retardo		<35 ms		
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido		±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms		
Supresión de armónicos		DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…		

1) Tensión de secuencia negativa antes de la falta = 0.0 × U_n, f_n = 50 Hz, sobretensión de secuencia positiva con frecuencia nominal aplicada desde ángulo de fase, resultados basados en una distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida

Tabla 52. Ajustes principales de protección de sobretensión de secuencia negativa (NSPTOV)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	NSPTOV	0.010...1.000 × U_n	0.001
Tiempo retardo operación	NSPTOV	40...120000 ms	1

Tabla 53. Protección de frecuencia (FRPFRQ)

Característica		Valor
Precisión de funcionamiento	f>/f<	±5 mHz
	df/dt	±50 mHz/s (en el rango |df/dt| < 5 Hz/s) ± 2,0% del valor del ajuste (en el rango 5 Hz/s < |df/dt| < 15 Hz/s)
Tiempo de arranque	f>/f<	<80 ms
	df/dt	<120 ms
Tiempo de restablecimiento		<150 ms
Precisión del tiempo de operación		±1,0% del valor de ajuste ó ±30 ms

Tabla 54. Ajustes principales de protección de frecuencia (FRPFRQ)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Modo de funcionamiento	FRPFRQ	1 = Frec< 2 = Frec> 3 = df/dt 4 = Frec< + df/dt 5 = Frec> + df/dt 6 = Frec< OR df/dt 7 = Frec> OR df/dt	-
Valor de arranque de Frec>	FRPFRQ	0.9000...1.2000 × f_n	0.0001
Valor de arranque de Frec<	FRPFRQ	0.8000...1.1000 × f_n	0.0001
Valor de arranque df/dt	FRPFRQ	-0.2000...0.2000 × f_n/s	0.005
Tm Frec operación	FRPFRQ	80...200000 ms	10
Tm operación df/dt	FRPFRQ	120...200000 ms	10

Tabla 55. Protección de sobre-excitación (OEPVPH)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz
	±3.0% del valor de ajuste
Tiempo de arranque[1)2)]	Cambio de frecuencia: Típico 200 ms
	Cambio de tensión: Típico 40 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 40 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Tiempo de retardo	<35 ms
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo definido	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Precisión del tiempo de operación en modo de tiempo inverso	±5,0% del valor de ajuste teórico ó ±20 ms

1) f_n = 50 Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 56. Ajustes principales de la protección de sobre-excitación (OEPVPH)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	OEPVPH	100...200%	1
Tipo de curva operativa	OEPVPH	Tiempo positivo o inverso Tipo de curva: 5, 15, 17, 18, 19, 20	
Multiplicador de tiempo	OEPVPH	0.1...100.0	0.1
Tiempo de retardo de operación	OEPVPH	200...200000 ms	10
Tiempo enfriamiento	OEPVPH	5...10000 s	1

Tabla 57. Protección térmica trifásica para líneas, cables y transformadores de distribución (T1PTTR)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz
	Medida de intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 ±0.002 × I_n (con intensidades en el rango desde 0,01...4,00 × I_n)
Precisión del tiempo de operación[1)]	±2,0% del valor teórico ó ±0,50 s

1) Sobrecarga de intensidad > 1,2 × Temperatura del nivel de funcionamiento

Tabla 58. Ajuste principales de protección térmica trifásica para líneas, cables y transformadores de distribución (T1PTTR)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Env ajuste temperatura	T1PTTR	-50...100°C	1
Referencia de intensidad	T1PTTR	0.05...4.00 × I_n	0.01
Subida de temperatura	T1PTTR	0.0...200.0°C	0.1
Constante de tiempo	T1PTTR	60...60 000 s	1
Temperatura máxima	T1PTTR	20.0...200.0°C	0.1
Valor de alarma	T1PTTR	20.0...150.0°C	0.1
Temperatura de reenganche	T1PTTR	20.0...150.0°C	0.1
Multiplicador de intensidad	T1PTTR	1...5	1
Temperatura inicial	T1PTTR	-50.0...100.0°C	0.1

Tabla 59. Protección de sobrecarga térmica trifásica, dos constantes temporales (T2PTTR)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz
	Medida de intensidad: ±1,5% del valor de ajuste o ±0,002 x I_n (con intensidades en el rango desde 0,01...4,00 x I_n)
Precisión del tiempo de operación[1)]	±2,0% del valor teórico ó ±0,50 s

1) Corriente de sobrecarga > 1.2 x Temperatura del nivel de operación

Tabla 60. Ajuste principales de protección de sobrecarga térmica trifásica, dos constantes temporales (T2PTTR)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Subida de temperatura	T2PTTR	0.0...200.0°C	0.1
Temperatura máxima	T2PTTR	0.0...200.0°C	0.1
Temperatura de operación	T2PTTR	80.0...120.0%	0.1
Constante de tiempo corto	T2PTTR	6...60000 s	1
Factor de ponderación P	T2PTTR	0.00...1.00	0.01
Referencia de intensidad	T2PTTR	0.05...4.00 × I_n	0.01
Operación	T2PTTR	1 = encendido 5 = apagado	-

Tabla 61. Protección de falla de interruptor (CCBRBRF)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz
	±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Tiempo de resetear	Típico 40 ms
Tiempo de retardo	<20 ms

Tabla 62. Ajustes principales de protección de falla de interruptor (CCBRBRF)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de intensidad	CCBRBRF	0.05...2.00 × I_n	0.05
Valor de intensidad res.	CCBRBRF	0.05...2.00 × I_n	0.05
Modo de fallo del interruptor	CCBRBRF	1 = Intensidad 2= Estado del Interruptor 3 = Ambos	-
Modo falla disparo CB	CCBRBRF	1 = Apagado 2= Sin comprobar 3 = Comprobar Intensidad	-
Tiempo de redisparo	CCBRBRF	0...60000 ms	10
Retardo defecto CB	CCBRBRF	0...60000 ms	10
Retardo falla CB	CCBRBRF	0...60000 ms	10

Tabla 63. Detector de energización trifásico (INRPHAR)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Con la frecuencia f = f_n
	Medida de intensidad: ±1,5% del valor de ajuste ó ±0,002 × I_n Medida de relación I2f/I1f: ±5,0% del valor de ajuste
Tiempo de restablecimiento	+35 ms / -0 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Precisión del tiempo de funcionamiento	+35 ms / -0 ms

Tabla 64. Ajustes principales del detector de energización trifásico (INRPHAR)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	INRPHAR	5...100%	1
Tiempo retardo operación	INRPHAR	20...60000 ms	1

Tabla 65. Protección de arco (ARCSARC)

Característica		Valor		
Exactitud de funcionamiento		±3% del valor de ajuste o ±0.01 × I_n		
Tiempo de funcionamiento		Mínimo	Típico	Máximo
	Modo de operación = "Luz +intensidad"[1)2)]	9 ms[3)] 4 ms[4)]	12 ms [3)] 6 ms[4)]	15 ms [3)] 9 ms[4)]
	Modo de funcionamiento = "Sólo luz"[2)]	9 ms[3)] 4 ms[4)]	10 ms[3)] 6 ms[4)]	12 ms[3)] 7 ms[4)]
Tiempo de restablecimiento		Típico 40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0,96		

1) *Valor de arranque de fase* = 1,0 × I_n, intensidad previa a la falta = 2,0 × ajuste *Valor de arranque de fase*, f_n = 50 Hz, falta con frecuencia nominal, resultados basados en la distribución estadística de 200 mediciones
2) Incluye el retardo del contacto de salida de alta capacidad
3) Salida de potencia normal
4) Salida de alta velocidad

Tabla 66. Ajustes principales de la protección de arco (ARCSARC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de fase de arranque	ARCSARC	0.50...40.00 × I_n	0.01
Valor de puesta a tierra	ARCSARC	0.05...8.00 × I_n	0.01
Modo de operación	ARCSARC	2 = Sólo luz 3 = BI controlado	-

Tabla 67. Protección multipropósito (MAPGAPC)

Característica	Valor
Precisión de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

Tabla 68. Ajustes principales de la protección (MAPGAPC)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	MAPGAPC	-10000.0...10000.0	0.1
Tiempo de retardo de operación	MAPGAPC	0...200000 ms	100
Modo de operación	MAPGAPC	1 = Encima 2 = Debajo	-

Tabla 69. Protección diferencial estabilizada e instantánea para maquinas (MPDIF)

Característica		Valor		
Precisión de funcionamiento		Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz		
		±3% del valor de ajuste ó ±0.002 x I_n		
Tiempo de operación [1)2)]		Mínimo	Típico	Máximo
	Etapa baja	36 ms	40 ms	42 ms
	Etapa alta	18 ms	22 ms	27 ms
Tiempo de restablecimiento		<40 ms		
Relación de restablecimiento		Típico 0.95		
Tiempo de retardo		<20 ms		

1) F_n = 50 Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de salida.

Tabla 70. Ajustes principales de protección diferencial estabilizada e instantánea para maquinas (MPDIF)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor bajo de operación	MPDIF	5...30 %Ir	1
Valor alto de operación	MPDIF	100...1000 %Ir	10
Sección de Inclinación 2	MPDIF	10...50%	1
Sección final 1	MPDIF	0...100 %Ir	1
Sección final 2	MPDIF	100...300 %Ir	1
Habilitar restricción CC	MPDIF	0 = Falso 1 = Verdadero	-
Tipo de conexión CT	MPDIF	1 = Tipo 1 2 = Tipo 2	-
Ti relación Corr. línea	MPDIF	0.40...4.00	0.01
CT relación Corr. Neut	MPDIF	0.40...4.00	0.01

Tabla 71. Protección de falta a tierra del estátor basada en el tercer armónico(H3EFPSEF)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±2 Hz
	±5% del valor de ajuste ó ±0.004 × U_n
Tiempo de arranque[1)2)]	Típico 35 ms
Tiempo de resetear	Típico 35 ms
Relación de resetear	Típico 0.96 (modo diferencial) Típico 1.04 (modo subtensión)
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

1) f_n = 50 Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 72. Ajustes principales de protección de falta a tierra del estátor basada en el tercer armónico (H3EFPSEF)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Beta	H3EFPSEF	0.50...10.00	0,01
Tensión N 3.H Lim	H3EFPSEF	0.005...0.200 × U_n	0,001
Tiempo de retardo de operación	H3EFPSEF	20...300000 ms	10
Selección de tensión	H3EFPSEF	1 = Sin tensión 2 = Uo medido 3 = Uo Calculado 4 = Fase A 5 = Fase B 6 = Fase C	-
Factor de apertura de interruptor	H3EFPSEF	1.00...10.00	0,01

Tabla 73. (DUPPDPR) Protección de baja potencia

Característica	Valor
Precisión de operación [1)]	Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: f_n ±2 Hz
	Precisión de medida de potencia ±3% del valor de ajuste ó ±0.002 × S_n Ángulo de fase: ±2°
Tiempo de arranque[2)3)]	Típico 45 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 30 ms
Relación de resetear	Típico 1.04
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Supresión de armónicos	-50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Modo de medida* = “Sec Pos” (defecto)
2) U = U_n, f_n = 50 Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
3) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 74. Ajustes principales de protección de baja potencia (DUPPDPR)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	DUPPDPR	0.01...2.00 × S_n	0,01
Tiempo de retardo de operación	DUPPDPR	40...300000 ms	10
Polaridad inversa	DUPPDPR	0 = Falso 1 = Verdadero	-
Deshabilitar hora	DUPPDPR	0...60000 ms	1000

Tabla 75. Protección de potencia inversa / sobre-potencia direccional (DOPPDPR)

Característica	Valor
Precisión de operación [1]	Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: f = f_n ±2 Hz
	Precisión de medida de potencia ±3% del valor de ajuste ó ±0.002 × S_n Ángulo de fase: ±2°
Tiempo de arranque[2)3)]	Típico 45 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 30 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0.94
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Supresión de armónicos	-50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Modo de medida* = "Sec Pos" (defecto)
2) U = U_n, f_n = 50 Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
3) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 76. Ajustes principales de protección de potencia inversa / sobre-potencia direccional (DOPPDPR)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	DOPPDPR	0.01...2.00 × S_n	0,01
Tiempo de retardo de operación	DOPPDPR	40...300000 ms	10
Modo direccional	DOPPDPR	2 = Hacia adelante 3 = Hacia atrás	-
Ángulo de potencia	DOPPDPR	-90...90°	1

Tabla 77. Protección de sub-excitación trifásica (UEXPDIS)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: f = f_n ± 2 Hz
	±3.0% del valor de ajuste o ±0,02% Zb
Tiempo de arranque[1)2)]	Típico 45 ms
Tiempo de restablecimiento	Típico 30 ms
Relación de resetear	Típico 1.04
Tiempo de retardo	El tiempo total de retardo cuando la impedancia vuelve del círculo operativo <40 ms
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Supresión de armónicos	-50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

1) f_n = 50 Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 78. Ajustes principales de la protección de sub-excitación trifásica (UEXPDIS)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Diámetro	UEXPDIS	1...6000 %Z_n	1
Compensado	UEXPDIS	-1000...1000 %Z_n	1
Desplazamiento	UEXPDIS	-1000...1000 %Z_n	1
Tiempo de retardo de operación	UEXPDIS	60...200000 ms	10
Det. Perdida Ext. Hab.	UEXPDIS	0 = Deshabilitar 1 = Habilitar	-

Tabla 79. Protección de baja impedancia trifásica (UZPDIS)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: f_n ±2 Hz
	±3.0% del valor de ajuste o ±0,02% Zb
Tiempo de arranque[1)2)]	Típico 50 ms
Tiempo de resetear	Típico 40 ms
Relación de restablecimiento	Típico 1.04
Tiempo de retardo	<40 ms
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

1) f_n = 50 Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 80. Ajustes principales de la protección de baja impedancia trifásica (UZPDIS)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Alcance de porcentaje	UZPDIS	1...6000% Z_n	1
Tiempo de retardo de operación	UZPDIS	40...200000 ms	10

Tabla 81. Protección de desfase OOSRPSB

Característica	Valor
Alcance de impedancia	Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: f_n ±2 Hz
	±3.0% del valor de alcance o ±0.2% de $U_n/(\sqrt{3} \cdot I_n)$
Tiempo de resetear	±1.0% del valor de ajuste ó ±40 ms
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n x f_n, donde n = 2, 3, 4, 5…

Tabla 82. Ajustes principales de la protección de desfase (OOSRPSB)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Modo de disparo Oos	OOSRPSB	1 = Entrada 2 = Salida 3 = adaptado	-
Alcance hacia adelante	OOSRPSB	0.00...6000.00 Ω	0,01
Alcance reverso	OOSRPSB	0.00...6000.00 Ω	0,01
Blindaje interior R	OOSRPSB	1.00...6000.00 Ω	0,01
Blindaje Exterior R	OOSRPSB	1.01...10000.00 Ω	0,01
Ángulo de impedancia	OOSRPSB	10.0...90.0°	0,1
Tiempo de oscilación	OOSRPSB	20...300000 ms	10
Tiempo de retardo de disparo	OOSRPSB	20...60000 ms	10
Alcance de zona 1	OOSRPSB	1...100%	1

Tabla 83. Características de operación

Parámetros	Valor (rango)
Tipo de curva operación	1 = ANSI Ext. inv. 2 = ANSI Muy. inv. 3 = ANSI Norm. inv. 4 = ANSI Mod inv. 5 = ANSI Def. Tiempo 6 = L.T.E. inv. 7 = L.T.V. inv. 8 = L.T. inv. 9 = IEC Norm. inv. 10 = IEC Muy inv. 11 = IEC inv. 12 = IEC Ext. inv. 13 = IEC S.T. inv. 14 = IEC L.T. inv 15 = IEC Def. Tiempo 17 = Programable 18 = Tipo RI 19 = Tipo RD
Tipo de curva operación (protección de tensión)	5 = ANSI Def. Tiempo 15 = IEC Def. Tiempo 17 = Inv. Curva A 18 = Inv. Curva B 19 = Inv. Curva C 20 = Programable 21 = Inv. Curva A 22 = Inv. Curva B 23 = Programable

Funciones de interconexión

Tabla 84. Protección de subtensión direccional de potencia reactiva (DQPTUV)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la intensidad y tensión medida: f_n ±2 Hz Potencia reactiva en rango |PF| <<> 0.71
	Potencia: ±3.0% ó ±0.002 × Q_n Tensión: ±1.5% del valor de ajuste ó ±0.002 × U_n
Tiempo de arranque[1)2)]	Típico 46 ms
Tiempo de restablecimiento	<50 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n x f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

1) *Valor de arranque* = 0.05 × S_n, potencia reactiva previa a la falta = 0.8 × *Valor de arranque*, superación de potencia reactiva 2 veces, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 85. Ajustes principales de protección de subtensión direccional de potencia reactiva (DQPTUV)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque de tensión	DQPTUV	0.20...1.20 × U_n	0,01
Tiempo de retardo de operación	DQPTUV	100...300000 ms	10
Potencia reactiva mínima	DQPTUV	0.01...0.50 × S_n	0,01
Min Sec Pos intensidad	DQPTUV	0.02...0.20 × I_n	0,01
Pot sector reducción	DQPTUV	0...10°	1

Tabla 86. Protección de huecos de tensión (LVRTPTUV)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±2 Hz
	±1.5% del valor de ajuste ó ±0.002 × U_n
Tiempo de arranque[1)2)]	Típico 40 ms
Tiempo de restablecimiento	Basado en el valor máximo de *Tiempo de recuperación* ajuste
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n x f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

1) Pruebas para determinar si *Numero de fases de arranque* = 1 de 3, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 87. Ajustes principales de protección de huecos de tensión (LVRTPTUV)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque de tensión	LVRTPTUV	0.05...1.20 × U_n	0,01
Num de fases de arranque	LVRTPTUV	4 = Exactamente 1 de 3 5 = Exactamente 2 de 3 6 = Exactamente 3 de 3	-
Selección de tensión	LVRTPTUV	1=Tensión más elevada fase-tierra 2=Tensión más baja fase-tierra 3=Tensión más elevada fase-fase 4=Tensión más baja fase-fase 5=Sec. Positiva	-
Coordenadas activas	LVRTPTUV	1...10	1
Nivel de tensión 1	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 2	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 3	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 4	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 5	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 6	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 7	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 8	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 9	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Nivel de tensión 10	LVRTPTUV	0.00...1.20 ms	0,01
Tiempo de recuperación 1	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 2	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 3	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 4	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 5	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 6	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 7	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 8	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 9	LVRTPTUV	0...300000 ms	1
Tiempo de recuperación 10	LVRTPTUV	0...300000 ms	1

Tabla 88. Protección de desplazamiento de fases de tensión (VVSPPAM)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±1 Hz
	±1°
Tiempo de operación[1)2)]	Típico 53 ms

1) f_n = 50 Hz, resultados basados en la distribución estadística de 1000 medidas.
2) Incluye el retardo del contacto de la señal de salida

Tabla 89. Ajustes principales desplazamiento de fase de tensión (VVSPPAM)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Valor de arranque	VVSPPAM	2.0...30.0°	0,1
Sobre Ten Valor Blq	VVSPPAM	0.40...1.50 × Un	0,01
Sub Ten Valor Blq	VVSPPAM	0.15...1.00 × Un	0,01
Supervisión de fase	VVSPPAM	7 = Ph A + B + C 8 = Secuencia pos	-

Funciones de la calidad de potencia

Tabla 90. Variación de tensión (PHQVVR)

Característica	Valor
Precisión de operación	±1.5% del valor de ajuste ó ±0.2% de la tensión de referencia
Relación de restablecimiento	Típico: 0,96 (Swell), 1,04 (Dip, interrupción)

Tabla 91. Desequilibrio de tensión (VSQVUB)

Característica	Valor
Precisión de operación	±1.5% del valor de ajuste ó ±0.002 × U_n
Relación de restablecimiento	Típico 0,96

Funciones de control

Tabla 92. Comprobación de sincronismo y energización (SECRSYN)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±1 Hz
	Tensión: ±3.0% del valor de ajuste o ±0,01 x U_n Frecuencia: ±10 mHz Ángulo de fase: ±3°
Tiempo de restablecimiento	<50 ms
Relación de restablecimiento	Típico 0,96
Precisión del tiempo de funcionamiento en modo de tiempo definido	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

Tabla 93. Ajustes principales de la comprobación de sincronismo y energización (SECRSYN)

Parámetro	Función	Valor (rango)	Paso
Modo vivo/muerto	SECRSYN	-1 = Apagado 1=Ambos muertos 2=Vivo L, Muerto B 3=Muerto L, Vivo B 4=Barra muerta, L Cualquier 5=Muerto L, Cualquier barra 6=Uno vivo, Muerto 7=No vivos los dos	-
Diferencia de tensión	SECRSYN	0.01...0.50 × U_n	0.01
Diferencia de frecuencia	SECRSYN	0.001...0.100 × f_n	0.001
Diferencia de ángulo	SECRSYN	5...90°	1
Modo de comprobación de sincronismo	SECRSYN	1 = Apagado 2 = Sincrónico 3 = Asincrónico	-
Valor de línea muerta	SECRSYN	0.1...0.8 × U_n	0.1
Valor de línea viva	SECRSYN	0.2...1.0 × U_n	0.1
Energización máxima T	SECRSYN	0.50...1.15 × U_n	0.01
Modo de control	SECRSYN	1 = Continuo 2 = Comando	-
Cerrar pulso	SECRSYN	200...60000 ms	10
Desplazamiento de fase	SECRSYN	-180...180°	1
Tiempo mínimo de sincronismo	SECRSYN	0...60000 ms	10
Tiempo máximo de Sinc	SECRSYN	100...6000000 ms	10
Tiempo de energización	SECRSYN	100...60000 ms	10
Tiempo de cierre de Int	SECRSYN	40...250 ms	10

Funciones de supervisión

Tabla 94. Monitorización del estado del interruptor (SSCBR)

Característica	Valor
Precisión de medida de intensidad	±1.5% or ±0.002 × I_n (todas las intensidades dentro del rango de 0.1…10 × I_n) ±5.0% (todas las intensidades dentro del rango de 10…40 × I_n)
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms
Medida de tiempo de recorrido	+10 ms / -0 ms

Tabla 95. Supervisión del circuito de intensidad (CCSPVC)

Característica	Valor
Tiempo de operación[1)]	<30 ms

1) Incluye el retardo del contacto de salida

Tabla 96. Ajustes principales de supervisión del circuito de corriente (CCSPVC)

Parámetros	Función	Valor (rango)	Paso
Valor inicial	CCSPVC	0.05...0.20 × I_n	0.01
Intensidad operativa máxima	CCSPVC	1.00...5.00 × I_n	0.01

Tabla 97. Supervisión de fallo de fusible (SEQSPVC)

Característica		Valor	
Tiempo de funcionamiento[1)]	Función NPS	U_{Falla} = 1.1 × ajuste *Niv Sec Neg de tensión*	<33 ms
		U_{Falla} = 5.0 × ajuste *Niv Sec Neg de tensión*	<18 ms
	Función delta	ΔU = 1.1 × ajuste *Ratio del cambio de la tensión*	<30 ms
		ΔU = 2.0 × ajuste *Ratio del cambio de la tensión*	<24 ms

1) Incluye el retardo de la señal del contacto de la salida, f_n = 50 Hz, tensión de la falla con frecuencia nominal inyectada con un ángulo de fase aleatorio, resultados basados en una distribución estadística de 1000 mediciones

Tabla 98. Contador de funcionamiento para maquinas y dispositivos (MDSOPT)

Descripción	Valor
Precisión de la medida del tiempo del funcionamiento del motor[1)]	±0.5%

1) De la lectura, para un relé independiente sin sincronización de tiempo.

Funciones de medida

Tabla 99. Medida de intensidad trifásica (CMMXU)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f_n ±2 Hz
	±0.5% or ±0.002 × I_n (todas las intensidades dentro del rango de 0.01...4.00 × I_n)
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,… RMS: Sin supresión

Tabla 100. Medida de secuencia de intensidad (CSMSQI)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f/f_n = ±2 Hz
	±1.0% o ±0.002 × I_n con todas las intensidades dentro del rango de 0.01...4.00 × I_n
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

Tabla 101. Medida de intensidad residual (RESCMMXU)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f/f_n = ±2 Hz
	±0.5% o ±0.002 × I_n con todas las intensidades dentro del rango de 0.01...4.00 × I_n
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,… RMS: Sin supresión

Tabla 102. Medición de tensión trifásica (VMMXU)

Característica	Valor
Precisión de operación	Según la frecuencia de la tensión medida : f_n ±2 Hz Con tensiones en el rango de 0,01…1,15 x U_n
	±0.5% ó ±0.002 × U_n
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,… RMS: Sin supresión

Tabla 103. Medida de tensión residual (RESVMMXU)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la intensidad medida: f/f_n = ±2 Hz
	±0.5% ó ±0.002 × U_n
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,… RMS: Sin supresión

Tabla 104. Medida de secuencia de tensión (VSMSQI)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	Según la frecuencia de la tensión medida: f_n ±2 Hz Con tensiones en el rango de 0,01…1,15 x U_n
	±1.0% ó ±0.002 × U_n
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

Tabla 105. Medida de energía y potencia trifásica (PEMMXU)

Característica	Valor
Precisión de operación	Con las tres intensidades en rango de 0,10…1,20 x I_n Con las tres tensiones en rango de 0,50…1,15 x U_n Con la frecuencia f_n ±1 Hz
	±1.5% para potencia aparente S ±1.5% para potencia activa P y energía activa.[1)] ±1.5% para potencia reactiva P y energía reactiva.[2)] ±0,015 para factor de potencia
Supresión de armónicos	DFT: -50 dB siendo f = n × f_n, donde n = 2, 3, 4, 5,…

1) |PF| >0.5 que equivale |cosφ| >0.5
2) |PF| <0.86 que equivale |sinφ| >0.5

Tabla 106. Medida de RTD/mA (XRGGIO130)

Descripción		Valor	
Entradas RTD	Sensores RTD admitidos	Platino 100 Ω Platino 250 Ω Níquel 100 Ω Níquel 120 Ω Níquel 120 Ω Cobre 10 Ω	TCR 0,00385 (DIN 43760) TCR 0,00385 TCR 0,00618 (DIN 43760) TCR 0,00618 TCR 0,00618 TCR 0,00427
	Rango de resistencia admitido	0...2 kΩ	
	Resistencia máxima del conductor (medida de tres cables)	25 Ω por cable	
	Aislamiento	2 kV (entradas de puesta a tierra)	
	Tiempo de respuesta	<4 s	
	RTD /detección de intensidad por resistencia	Máximo 0,33 mA rms	
	Precisión de funcionamiento	Resistencia	Temperatura
		± 2,0% ó ±1 Ω	±1°C Cobre 10 Ω: ±2°C
Entradas mA	Rango de intensidad admitido	0…20 mA	
	Impedancia de entrada de intensidad	44 Ω ± 0,1%	
	Precisión de funcionamiento	±0,5% o ±0,01 mA	

Tabla 107. Medida de frecuencia (FMMXU)

Característica	Valor
Precisión de funcionamiento	±5 mHz (en el rango de medida 35 - 75 Hz)

Otras funciones

Tabla 108. Temporizador de pulso (PTGAPC)

Característica	Valor
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

Tabla 109. Tiempo retardo apagado (8 pcs) (TOFPAGC)

Característica	Valor
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

Tabla 110. Tiempo retardo encendido (8 pcs) (TONGAPC)

Característica	Valor
Precisión del tiempo de operación	±1,0% del valor de ajuste ó ±20 ms

20. HMI local

El relé está disponible con dos pantallas opcionales, una grande y una pequeña. La pantalla grande es adecuada para instalaciones con relé en las que se utiliza frecuentemente el interfaz de usuario del panel frontal y se requiere un esquema unifilar. La pantalla pequeña es adecuada para subestaciones controladas de forma remota en las que el relé sólo se utiliza ocasionalmente de forma local a través de la interfaz de usuario del panel frontal.

Las dos pantallas LCD ofrecen toda la funcionalidad de la interfaz de usuario del panel frontal con navegación por menús y vistas de menús. Sin embargo, la pantalla grande ofrece una mayor facilidad de uso del panel frontal, con menos desplazamiento por los menús y una mejor visión de conjunto de la información. La pantalla grande incluye además un esquema unifilar (SLD) configurable por el usuario con señalización para el equipo primario asociado. Según la configuración estándar elegida, el relé muestra los valores de medida relacionados excepto por el esquema unifilar por defecto. La vista SLD también puede consultarse de forma local o remota, a través de la interfaz de usuario basada en navegador de Web. El SLD por defecto puede ser modificado según los requisitos del usuario mediante el editor de la pantalla gráfica en PCM600. El usuario puede crear hasta 10 paginas SLD.

El HMI local incluye un botón pulsador (L/R) para lal operación local/remoto del relé. En modo local, el relé solo puede ser operado mediante el panel frontal del interfaz de usuario. En modo remota, el relé puede ejecutar comandos enviados desde una ubicación remota. El relé soporta la selección remota del modo local/remoto mediante una entrada digital. Esta función facilita, por ejemplo, el uso de un conmutador externo en la subestación para asegurar que todas los relés estén en modo local durante trabajos de mantenimiento y que el centro de control de la red no pueda operar los interruptores de forma remota.

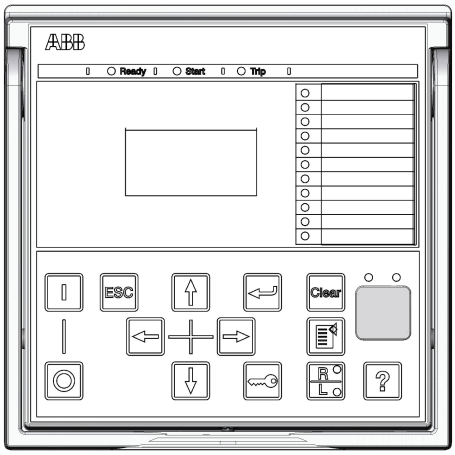

Figura 14. Pantalla pequeña

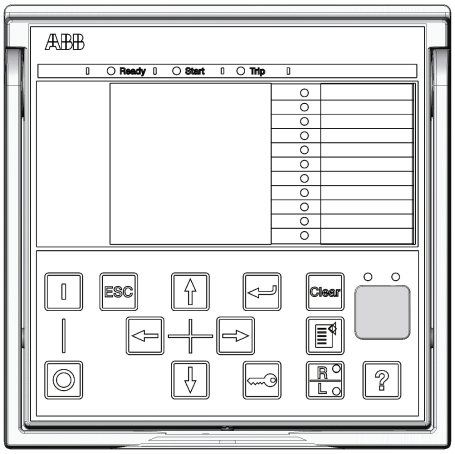

Figura 15. Pantalla grande

Tabla 111. Pantalla pequeña

Tamaño de fuente[1)]	Filas en la vista	Caracteres por fila
Pequeña, mono-espaciada (6 x 12 píxeles)	5	20
Grande, ancho variable (13 x 14 píxeles)	3	8 ó más

1) Según el idioma seleccionado

Tabla 112. Pantalla grande

Tamaño de fuente[1)]	Filas en la vista	Caracteres por fila
Pequeña, mono-espaciada (6 x 12 píxeles)	10	20
Grande, ancho variable (13 x 14 píxeles)	7	8 ó más

1) Según el idioma seleccionado

21. Métodos de montaje

Con los accesorios de montaje adecuados, la caja estándar de los relés de la serie 615 puede montarse empotrada, semiempotrado o en pared. Las cajas de relé empotradas y montadas en pared también puede montarse en posición inclinada (25°) con ayuda de accesorios especiales.

Además, los relés pueden montarse en cualquier armario de instrumentos estándar de 19 pulgadas, por medio de paneles de montaje de 19 pulgadas disponibles con calados para uno o dos relés.Como alternativa, los relés también pueden montarse en armarios de instrumentos de 19 pulgadas por medio de bastidores Combiflex para equipos, con altura 4U.

Para las pruebas de rutina, las cajas de los relés pueden dotarse de interruptores de prueba de tipo RTXP 18, que pueden montarse al lado de las cajas.

Métodos de montaje
- Montaje empotrado
- Montaje semiempotrado
- Montaje semiempotrado con una inclinación de 25°
- Montaje en bastidor
- Montaje de pared
- Montaje en un bastidor de 19 pulgadas para equipos
- Montaje con un interruptor de prueba RTXP 18 en un bastidor de 19 pulgadas

Recorte del panel para montaje empotrado:
- Altura: 161.5 ±1 mm
- Anchura: 165.5 ±1 mm

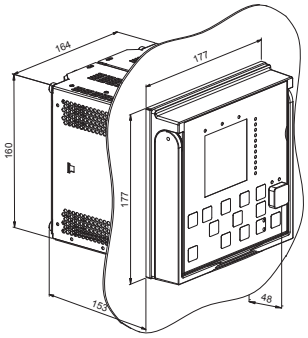

Figura 16. Montaje empotrado

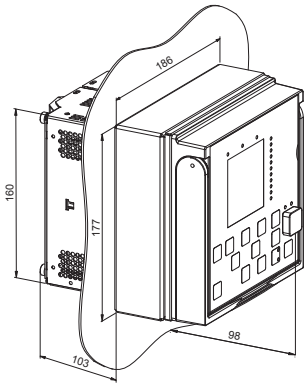

Figura 17. Montaje semiempotrado

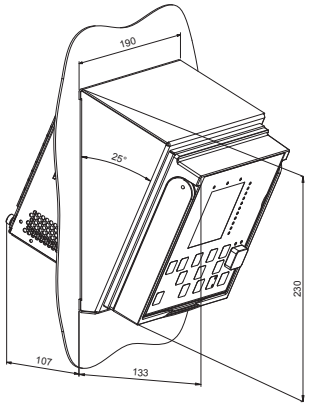

Figura 18. Montaje semiempotrado con una inclinación de 25°

22. Carcasa y unidad enchufable del relé

Las carcasa de relé se asignan a un cierto tipo de unidad enchufable. Por motivos de seguridad, las cajas de los relés de medición de intensidad cuentan con contactos automáticos para cortocircuitar los circuitos de secundario de los transformadores de intensidad al retirar una unidad de relé de su caja. La carcasa del relé cuenta con un sistema de codificación mecánico que impide que las unidades de relé de medida de intensidad sean insertadas en carcasa previstas para unidades de medida de tensión.

23. Datos de selección y pedidos

Utilice la Biblioteca ABB para acceder a la selección y la información del pedido y para generar el número del pedido.

Herramienta de Selección de Producto (PST), una herramienta de número de pedido de última-generación, admite la creación de código de pedido para los productos IEC de ABB Distribution Automation con énfasis en, pero no exclusivamente, la familia de productos Relion. PST es una herramienta en línea, fácil de usar, que siempre proporciona la información más reciente del producto. El código de pedido completo se puede crear con una especificación detallada y el resultado se puede imprimir y enviar por correo. Es necesario registrarse.

24. Accesorios y datos para pedidos

Tabla 113. Cables

Elemento	Número de pedido
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 1.5 m	1MRS120534-1.5
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 3.0 m	1MRS120534-3
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 5.0 m	1MRS120534-5
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 7.0 m	1MRS120534-7
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 10.0 m	1MRS120534-10
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 15.0 m	1MRS120534-15
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 20.0 m	1MRS120534-20
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 25.0 m	1MRS120534-25
Sensor óptico para la protección de arco, longitud de cable 30.0 m	1MRS120534-30

Tabla 114. Accesorios de montaje

Artículo	Número de pedido
Kit de montaje semiempotrado	1MRS050696
Kit de montaje de pared	1MRS050697
Kit de montaje inclinado semiempotrado	1MRS050831
Kit de montaje en rack de 19” con marco para un relé	1MRS050694
Kit de montaje en rack de 19” con marco para dos relés	1MRS050695
Soporte de montaje para un relé con interruptor de prueba RTXP en 4U Combiflex (RHGT 19” variante C)	2RCA022642P0001
Soporte de montaje para un relé en 4U Combiflex (RHGT 19” variante C)	2RCA022643P0001
Kit de montaje en rack de 19” para un relé y un interruptor de prueba RTXP18 (el interruptor de prueba no está incluido)	2RCA021952A0003
Kit de montaje en rack de 19” para un relé y un interruptor de prueba RTXP24 (el interruptor de prueba no está incluido)	2RCA022561A0003
Brida de puesta a tierra funcional para los módulos RTD[1)]	2RCA036978A0001
Kit de repuesto para un relé de las series Strömberg SP_J40 (corte en el centro de la placa de instalación)	2RCA027871A0001
Kit de repuesto para un relé de las series Strömberg SP_J40 (corte a la izquierda o a la derecha en la placa de instalación)	2RCA027874A0001
Kit de repuesto para dos relés de la series Strömberg SP_J3	2RCA027880A0001
Kit de repuesto de rack de 19” para relés de las series Strömberg SP_J3/J6 (un corte)	2RCA027894A0001
Kit de repuesto de rack de 19” para relés de las series Strömberg SP_J3/J6 (dos cortes)	2RCA027897A0001
Kit de repuesto para un relé de las series Strömberg SP_J6	2RCA027881A0001
Kit de repuesto para tres relés de las series BBC S	2RCA027882A0001
Kit de repuesto para un relé de las series SPA 300	2RCA027885A0001

1) No se puede utilizar cuando el relé de protección está montado con el bastidor Combiflex de 19" (2RCA032826A0001)

25. Herramientas

El relé de protección se suministra como una unidad pre-configurada. Los valores predeterminados de los ajustes de los parámetros pueden cambiarse a través de la interfaz de usuario del panel frontal (HMI Local), la interfaz de usuario basada en navegador de Web (Web HMI) o el Gestor de Relés de Protección y Control PCM600 en combinación con el paquete de conectividad específico del relé.

Es necesario registrarse. Por ejemplo, dependiendo del relé de protección, las señales de relé, la aplicación, la pantalla gráfica y el diagrama unifilar, y la comunicación IEC 61850, incluida la comunicación horizontal GOOSE, se pueden modificar con el PCM600.

Al utilizar el HMI, puede accederse al relé de protección tanto local como remotamente utilizando un navegador de Internet (Internet Explorer). Por motivos de seguridad, el HMI Web está des-habilitado de forma predeterminada pero puede habilitarse a través del HMI local. La funcionalidad HMI Web puede limitarse a acceso de sólo lectura.

El paquete de conectividad es una colección de software e información específica de relé que permite conectarse e interactuar con el relé a los productos y herramientas del sistema. Los paquetes de conectividad reducen el riesgo de errores en la integración de sistemas, minimizando los tiempos de instalación y de configuración del dispositivo. Además, los Paquetes de conectividad para los relés de protección de esta serie de productos incluyen una herramienta de actualización flexible para añadir un texto HMI local adicional para el relé de protección. La herramienta de actualización se activa con PCM600 y permite múltiples actualizaciones del lenguaje HMI adicional, ofreciendo medios flexibles para posibles actualizaciones futuras del lenguaje.

Tabla 115. Herramientas

Descripción	Versión
PCM600	2.6 (Rollup 20150626) o posterior
Navegador de Internet.	IE 8.0, IE 9.0, IE 10.0 o IE 11.0
Paquete de conectividad REG615	5.1 ó posterior

Tabla 116. Funciones soportadas

Función	HMI web	PCM600
Ajuste de parámetros del relé	●	●
Almacenamiento de ajustes de parámetros de relé en el relé	●	●
Monitoreo de señales	●	●
Manejo del registrador de perturbaciones	●	●
Visualización de LEDs de alarma	●	●
Administración del control de accesos	●	●
Configuración de señales de relés (Matriz de señales)	-	●
Configuración de comunicaciones Modbus® (gestión de comunicaciones)	-	●
Configuración de comunicaciones DNP3 (gestión de comunicaciones)	-	●
Configuración de comunicaciones IEC 60870-5-103 (gestión de comunicaciones)	-	●
Almacenamiento de ajustes de parámetros del relé en la herramienta	-	●
Análisis de registros de perturbaciones	-	●
XRIO parámetro exportación/importación	●	●
Configuración del display gráfico	-	●
Configuración de la aplicación	-	●
Configuración de comunicación IEC 61850, GOOSE (configuración de comunicación)	-	●
Visualización de diagramas de las fases	●	-
Visualización de eventos	●	●
Guardado de datos de incidencias en el PC del usuario	●	●
Monitorización en línea	-	●

● = Soportado

26. Ciberseguridad

El relé admite autenticación y autorización basada en grupos de usuarios. Es capaz de almacenar 2048 eventos de la pista de auditoria en la memoria no volátil. La memoria no volátil se basa en un tipo de memoria que no necesita respaldo de batería o el intercambio habitual de componentes para mantener el almacenamiento de la memoria. FTP y Web HMI utilizan el cifrado TLS con un mínimo de clave de longitud de 128 bits que protege los datos de tránsito. En este caso los protocolos de comunicación utilizados son FTPS y HTTPS. Todos los puertos de comunicación traseros y servicios de protocolo opcionales se pueden desactivar según la configuración del sistema requerido.

27. Diagramas de terminales

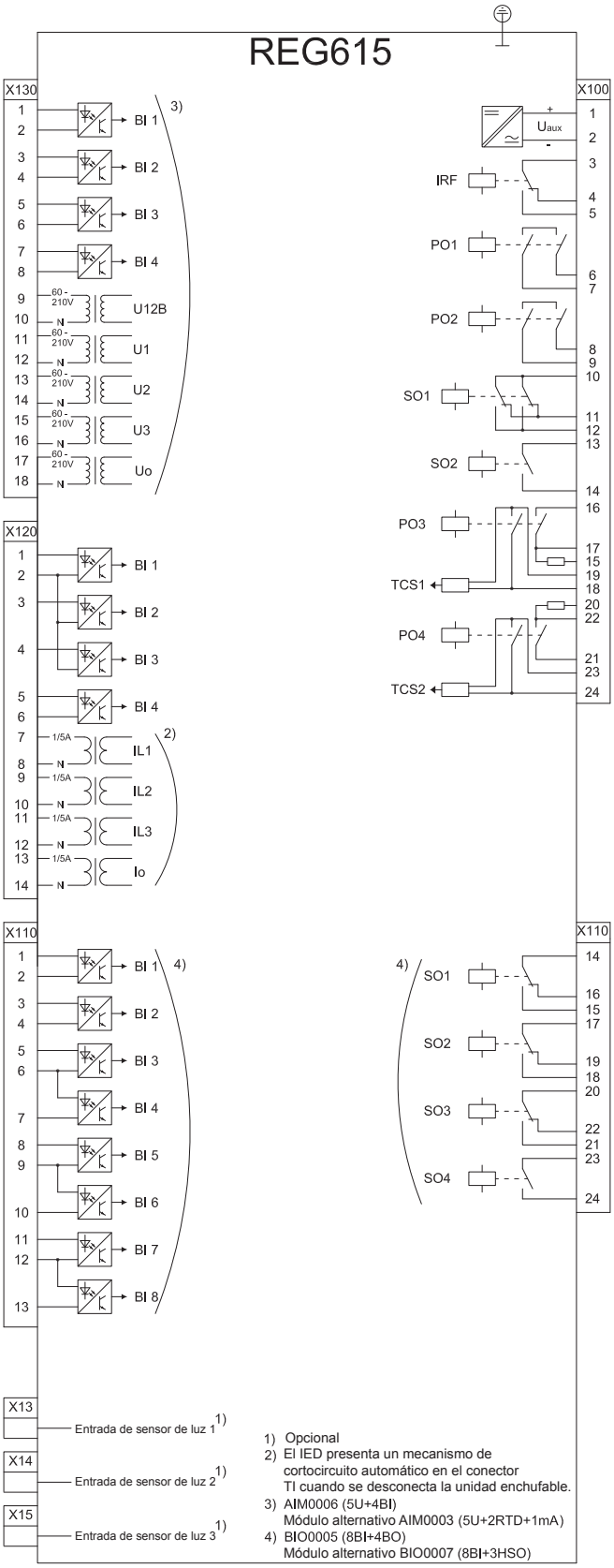

Figura 19. Esquema de conexionado para la configuración estándar A

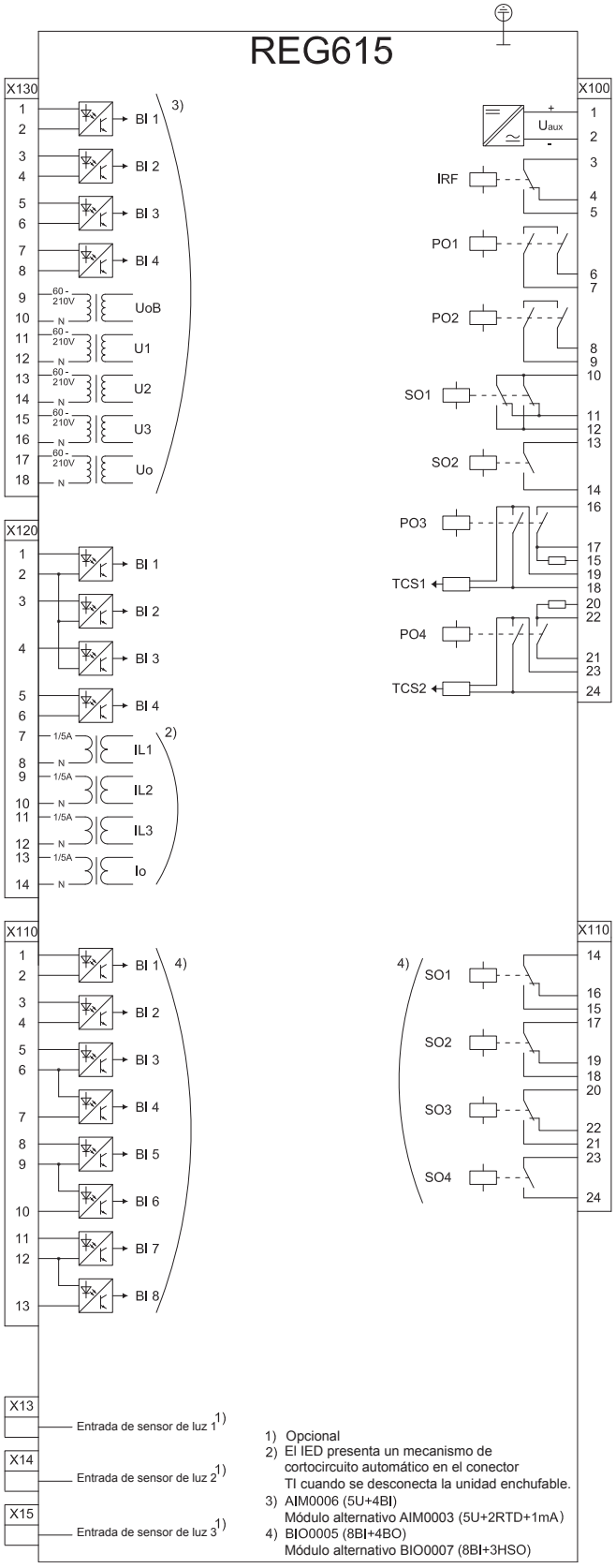

Figura 20. Esquema de conexionado para la configuración estándar C

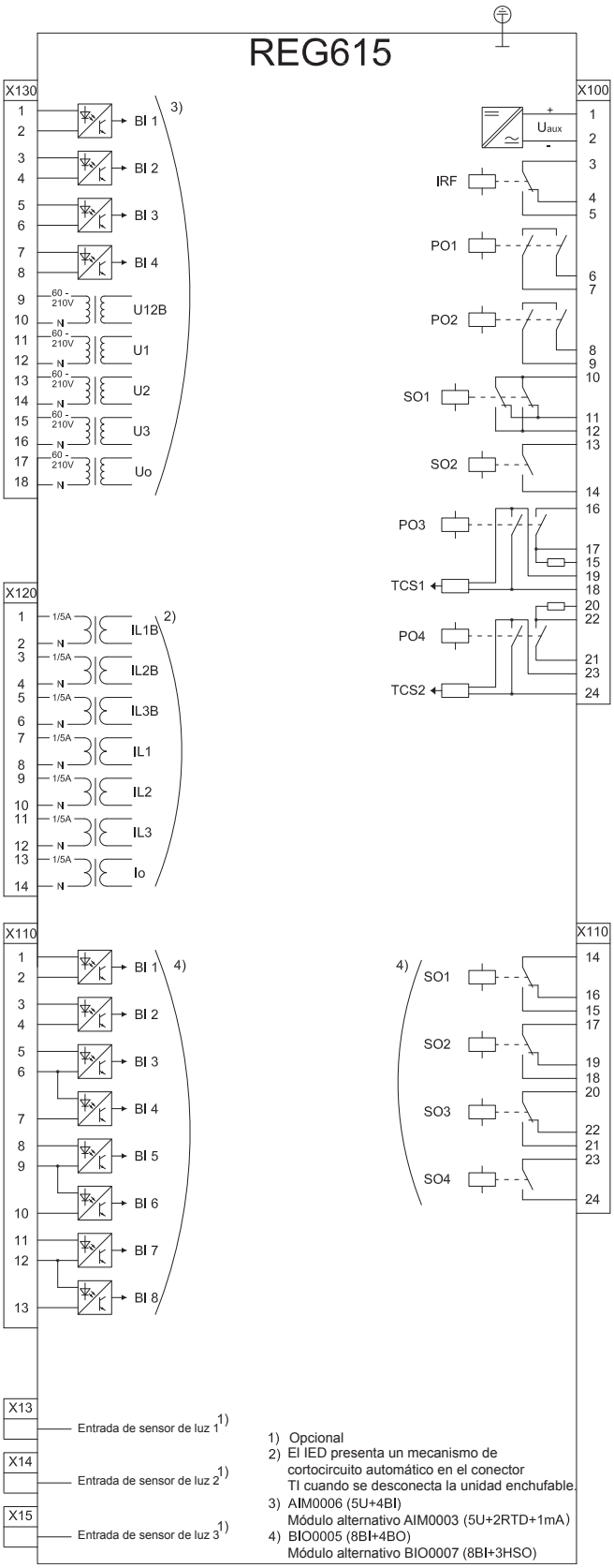

Figura 21. Diagrama del terminal de la configuración estándar D

28. Certificados

DNV GL ha emitido un Certificado Edición 2 de IEC 61850 de Nivel A1 para las series Relion® serie 615. Numero de certificado: 7410570I-OPE/INC 15-1136.

DNV GL ha emitido un certificado IEC 61850 de Nivel A1 para las series Relion® serie 615. Numero de certificado: 74105701-OPE/INC 15-1145.

Certificados adicionales se pueden encontrar en la página del producto.

29. Referencias

El www.abb.com/substationautomation portal ofrece información sobre toda la gama de productos y servicios de automatización de distribución.

La última información respecto al relé de protección y control REG615 se encuentra en página del producto. Desplazarse por la página para buscar y descargar la documentación relacionada.

30. Funciones, códigos y símbolos

Tabla 117. Funciones incluidas en el relé

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Protección			
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa baja	PHLPTOC1	3I> (1)	51P-1 (1)
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa alta	PHHPTOC1	3I>> (1)	51P-2 (1)
Protección de sobreintensidad trifásica no direccional, etapa instantánea	PHIPTOC1	3I>>> (1)	50P/51P (1)
Protección de sobreintensidad trifásica direccional, etapa baja	DPHLPDOC1	3I> -> (1)	67-1 (1)
	DPHLPDOC2	3I> -> (2)	67-1 (2)
Protección de sobreintensidad trifásica direccional, etapa alta	DPHHPDOC1	3I>> -> (1)	67-2 (1)
Protección de sobreintensidad trifásica que depende de la tensión	PHPVOC1	3I(U)> (1)	51V (1)
Protección de falta a tierra no direccional, etapa alta	EFHPTOC1	Io>> (1)	51N- 2 (1)
Protección de falta a tierra direccional, etapa baja	DEFLPDEF1	Io> -> (1)	67N-1 (1)
	DEFLPDEF2	Io> -> (2)	67N-1 (2)
Protección de falta a tierra direccional, etapa alta	DEFHPDEF1	Io>> -> (1)	67N-2 (1)
Protección a tierra transitoria/intermitente	INTRPTEF1	Io> -> IEF (1)	67NIEF (1)
Protección de sobreintensidad de secuencia negativa	NSPTOC1	I2> (1)	46 (1)
	NSPTOC2	I2> (2)	46 (2)
Sobreintensidad de secuencia negativa para maquinas	MNSPTOC1	I2>M (1)	46M (1)
	MNSPTOC2	I2>M (2)	46M (2)
Protección de sobretensión residual	ROVPTOV1	Uo> (1)	59G (1)
	ROVPTOV2	Uo> (2)	59G (2)
Protección de subtensión trifásica	PHPTUV1	3U< (1)	27 (1)
	PHPTUV2	3U< (2)	27 (2)
Protección de sobretensión trifásica	PHPTOV1	3U> (1)	59 (1)
	PHPTOV2	3U> (2)	59 (2)
Protección de subtensión de secuencia positiva	PSPTUV1	U1< (1)	47U+ (1)
	PSPTUV2	U1< (2)	47U+ (2)
Protección de sobretensión de secuencia negativa	NSPTOV1	U2> (1)	47O- (1)
	NSPTOV2	U2> (2)	47O- (2)
Protección de frecuencia	FRPFRQ1	f>/f<,df/dt (1)	81 (1)
	FRPFRQ2	f>/f<,df/dt (2)	81 (2)
	FRPFRQ3	f>/f<,df/dt (3)	81 (3)
	FRPFRQ4	f>/f<,df/dt (4)	81 (4)
	FRPFRQ5	f>/f<,df/dt (5)	81 (5)
	FRPFRQ6	f>/f<,df/dt (6)	81 (6)

Tabla 117. Funciones incluidas en el relé, continuación

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Protección de sobre-excitación	OEPVPH1	U/f> (1)	24 (1)
Protección térmica trifásica para líneas, cables y transformadores de distribución	T1PTTR1	3Ith>F (1)	49F (1)
Protección de sobrecarga térmica trifásica, dos constantes temporales	T2PTTR1	3Ith>T/G/C (1)	49T/G/C (1)
Protección contra el fallo de un interruptor automático	CCBRBRF1	3I>/Io>BF (1)	51BF/51NBF (1)
Detector de energización trifásico	INRPHAR1	3I2f> (1)	68 (1)
Disparo maestro	TRPPTRC1	Disparo maestro (1)	94/86 (1)
	TRPPTRC2	Disparo Maestro (2)	94/86 (2)
	TRPPTRC3	Disparo Maestro (3)	94/86 (3)
	TRPPTRC4	Disparo Maestro (4)	94/86 (4)
	TRPPTRC5	Disparo Maestro (5)	94/86 (5)
	TRPPTRC6	Disparo Maestro (6)	94/86 (6)
Protección de arco	ARCSARC1	ARC (1)	50L/50NL (1)
	ARCSARC2	ARC (2)	50L/50NL (2)
	ARCSARC3	ARC (3)	50L/50NL (3)
Protección multipropósito	MAPGAPC1	MAP (1)	MAP (1)
	MAPGAPC2	MAP (2)	MAP (2)
	MAPGAPC3	MAP (3)	MAP (3)
	MAPGAPC4	MAP (4)	MAP (4)
	MAPGAPC5	MAP (5)	MAP (5)
	MAPGAPC6	MAP (6)	MAP (6)
	MAPGAPC7	MAP (7)	MAP (7)
	MAPGAPC8	MAP (8)	MAP (8)
	MAPGAPC9	MAP (9)	MAP (9)
	MAPGAPC10	MAP (10)	MAP (10)
	MAPGAPC11	MAP (11)	MAP (11)
	MAPGAPC12	MAP (12)	MAP (12)
	MAPGAPC13	MAP (13)	MAP (13)
	MAPGAPC14	MAP (14)	MAP (14)
	MAPGAPC15	MAP (15)	MAP (15)
	MAPGAPC16	MAP (16)	MAP (16)
	MAPGAPC17	MAP (17)	MAP (17)
	MAPGAPC18	MAP (18)	MAP (18)
Protección diferencial estabilizada e instantánea para maquinas	MPDIF1	3dI>G/M (1)	87G/M (1)
Protección de falta a tierra del estátor basada en el tercer armónico	H3EFPSEF1	dUo>/Uo3H (1)	27/59THD (1)

Tabla 117. Funciones incluidas en el relé, continuación

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Protección de subpotencia	DUPPDPR1	P< (1)	32U (1)
	DUPPDPR2	P< (2)	32U (2)
Protección de potencia inversa / sobre-potencia direccional	DOPPDPR1	P>/Q> (1)	32R/32O (1)
	DOPPDPR2	P>/Q> (2)	32R/32O (2)
	DOPPDPR3	P>/Q> (3)	32R/32O (3)
Protección de sub-excitación trifásica	UEXPDIS1	X< (1)	40 (1)
Protección de sub-impedancia trifásica	UZPDIS1	Z<G (1)	21G (1)
Protección de desfase	OOSRPSB1	OOS (1)	78 (1)
Funciones de interconexión			
Protección de subtensión direccional de potencia reactiva	DQPTUV1	Q> ->,3U< (1)	32Q,27 (1)
Protección de huecos de tensión	LVRTPTUV1	U<RT (1)	27RT (1)
	LVRTPTUV2	U<RT (2)	27RT (2)
	LVRTPTUV3	U<RT (3)	27RT (3)
Protección de desplazamiento de fase de tensión	VVSPPAM1	VS (1)	78V (1)
Calidad de potencia			
Distorsión de demanda total de la intensidad	CMHAI1	PQM3I (1)	PQM3I (1)
Distorsión armónica total de tensión	VMHAI1	PQM3U (1)	PQM3V (1)
Variación de tensión	PHQVVR1	PQMU (1)	PQMV (1)
Desequilibrio de tensión	VSQVUB1	PQUUB (1)	PQVUB (1)
Control			
Control del interruptor	CBXCBR1	I <-> O CB (1)	I <-> O CB (1)
Control del seccionador	DCXSWI1	I <-> O DCC (1)	I <-> O DCC (1)
	DCXSWI2	I <-> O DCC (2)	I <-> O DCC (2)
Control del seccionador de tierra	ESXSWI1	I <-> O ESC (1)	I <-> O ESC (1)
Indicación de posición del seccionador	DCSXSWI1	I <-> O DC (1)	I <-> O DC (1)
	DCSXSWI2	I <-> O DC (2)	I <-> O DC (2)
	DCSXSWI3	I <-> O DC (3)	I <-> O DC (3)
Indicación del seccionador de tierra	ESSXSWI1	I <-> O ES (1)	I <-> O ES (1)
	ESSXSWI2	I <-> O ES (2)	I <-> O ES (2)
Comprobación de sincronismo y energización	SECRSYN1	SYNC (1)	25 (1)
Monitorización del estado y supervisión			
Monitorización del estado del interruptor	SSCBR1	CBCM (1)	CBCM (1)
Supervisión de circuito de disparo	TCSSCBR1	TCS (1)	TCM (1)
	TCSSCBR2	TCS (2)	TCM (2)
Supervisión del circuito de intensidad	CCSPVC1	MCS 3I (1)	MCS 3I (1)
Supervisión de fallo de fusible	SEQSPVC1	FUSEF (1)	60 (1)

Tabla 117. Funciones incluidas en el relé, continuación

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Contador de funcionamiento para maquinas y dispositivos	MDSOPT1	OPTS (1)	OPTM (1)
Medida			
Osciloperturbógrafo	RDRE1	DR (1)	DFR (1)
Registro de perfil de cargas	LDPRLRC1	LOADPROF (1)	LOADPROF (1)
Registro de faltas	FLTRFRC1	FAULTREC (1)	FAULTREC (1)
Medida de intensidad trifásica	CMMXU1	3I (1)	3I (1)
	CMMXU2	3I (2)	3I (2)
Medida de secuencia de intensidad	CSMSQI1	I1, I2, I0 (1)	I1, I2, I0 (1)
Medida de intensidad residual	RESCMMXU1	Io (1)	In (1)
Medida de tensión trifásica	VMMXU1	3U (1)	3V (1)
	VMMXU2	3U (2)	3V (2)
Medida de tensión residual	RESVMMXU1	Uo (1)	Vn (1)
	RESVMMXU2	Uo (2)	Vn (2)
Medida de secuencia de tensión	VSMSQI1	U1, U2, U0 (1)	V1, V2, V0 (1)
Medida de energía y potencia trifásica	PEMMXU1	P, E (1)	P, E (1)
Medida RTD/mA	XRGGIO130	X130 (RTD) (1)	X130 (RTD) (1)
Medida de frecuencia	FMMXU1	f (1)	f (1)
Enviar valor muestreado IEC 61850-9-2 LE	SMVSENDER	SMVSENDER	SMVSENDER
Recibir valor muestreado IEC 61850-9-2 LE (tensión compartida)	SMVRCV	SMVRCV	SMVRCV
Otros			
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs)	TPGAPC1	TP (1)	TP (1)
	TPGAPC2	TP (2)	TP (2)
	TPGAPC3	TP (3)	TP (3)
	TPGAPC4	TP (4)	TP (4)
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs, resolución de segundos)	TPSGAPC1	TPS (1)	TPS (1)
Temporizador de pulsos mínimos (2 pcs, resolución de minutos)	TPMGAPC1	TPM (1)	TPM (1)
Temporizador de pulsos (8 pcs)	PTGAPC1	PT (1)	PT (1)
Temporizador de pulsos (8 pcs), instancia 2	PTGAPC2	PT (2)	PT (2)
Tiempo de retardo apagado (8 pcs)	TOFGAPC1	TOF (1)	TOF (1)
	TOFGAPC2	TOF (2)	TOF (2)
	TOFGAPC3	TOF (3)	TOF (3)
	TOFGAPC4	TOF (4)	TOF (4)

Tabla 117. Funciones incluidas en el relé, continuación

Función	IEC 61850	IEC 60617	IEC-ANSI
Tiempo de retardo encendido (8 pcs)	TONGAPC1	TON (1)	TON (1)
	TONGAPC2	TON (2)	TON (2)
	TONGAPC3	TON (3)	TON (3)
	TONGAPC4	TON (4)	TON (4)
Establecer resetear (8 pcs)	SRGAPC1	SR (1)	SR (1)
	SRGAPC2	SR (2)	SR (2)
	SRGAPC3	SR (3)	SR (3)
	SRGAPC4	SR (4)	SR (4)
Mover (8 pcs)	MVGAPC1	MV (1)	MV (1)
	MVGAPC2	MV (2)	MV (2)
Punto de control genérico (16 pcs)	SPCGAPC1	SPC (1)	SPC (1)
	SPCGAPC2	SPC (2)	SPC (2)
Escala de valores analógicos	SCA4GAPC1	SCA4 (1)	SCA4 (1)
	SCA4GAPC2	SCA4 (2)	SCA4 (2)
	SCA4GAPC3	SCA4 (3)	SCA4 (3)
	SCA4GAPC4	SCA4 (4)	SCA4 (4)
Mover valor entero	MVI4GAPC1	MVI4 (1)	MVI4 (1)

31. Historial de revisión de documentos

Revisión/fecha del documento	Versión del producto	Historial
A/2017-02-17	5.0 FP1	Traducción de la versión inglés A (1MRS758279)

Contacto

ABB Oy
Medium Voltage Products,
Distribution Automation
P.O. Box 699
FI-65101 VAASA, Finlandia
Teléfono +358 10 22 11
Fax +358 10 22 41094

www.abb.com/mediumvoltage
www.abb.com/substationautomation

ABB India Limited,
Distribution Automation
Maneja Works
Vadodara-390013, India
Teléfono +91 265 6724402
Fax +91 265 6724423

www.abb.com/mediumvoltage
www.abb.com/substationautomation

1MRS758656 A © Copyright 2017 ABB. Reservados todos los derechos.

Power and productivity
for a better world™