

MiCOM Agile P54



Leitungsstromdifferenzialschutz der 5. Generation mit Subcycle-Distanzschutz

Das MiCOM Agile P54 schützt Freileitungen und Erdkabel auf beispiellose Weise mit Leitungsdifferenzialschutz und bis zu neun Distanzschutzzonen, kann an jede Netzerdungsmethode angepasst werden und eignet sich selbst für schwierigste Anwendungen. Ein einziges Gerät deckt Verteilungs- und Übertragungsanwendungen bis hin zu den höchsten Übertragungsspannungen ab.

Das MiCOM P54 lässt sich problemlos mit dem durchgehenden Längskommunikationskanal zwischen Leitungsenden verbinden. Die Auslösung erfolgt über eine bewährte Kennlinie, die den Differentialstrom mit dem Durchgangsstrom vergleicht und so eine schnelle Erkennung von widerstandsfreien und widerstandsbehafteten Fehlern ermöglicht. Der innovative Erdfehler-Differenzialschutz ergänzt den Phasen-Differenzialschutz bei hochohmigen Erdschlüssen.

In jedem Schutzrelais befinden sich mehrere Hauptschutzelemente: Differenzialschutz, Distanzschutz, Delta-Richtungsvergleichsschutz, Erdstrom-Richtungsvergleichsschutz (DEF) für starr geerdete Netze und eine neuartige Erdschlusswischererkennung (TEFD) für Netze mit isoliertem oder kompensiert geerdetem Sternpunkt. Diese Flexibilität ermöglicht eine standardisierte Bestellung, vereinfacht die Anwendung und reduziert die Ersatzteilhaltung.

Die Steuerung von bis zu zwei Leistungsschaltern und bis zu acht anderen steuerbaren Schaltgeräten durch ein Gerät wird über einen grafischen HMI-Farbbildschirm dargestellt.

Hauptmerkmale

- Differenzialschutz für lange oder kurze Leitungen und Kabel, mit starker und schwacher Einspeisung
- Automatische Wiedereinschaltung mit mehreren Versuchen und Synchronisation – adaptive Technologie erkennt das Erlöschen des Fehlerlichtbogens und verkürzt die Unterbrechungszeit oder schaltet bei bleibenden Fehlern ab
- Serielle und Ethernet-Protokolle gleichzeitig, umschaltbar durch Einstellungen
- Fortschrittliche Implementierung der IEC 61850, Edition 2, mit Geräteeinstellungen über SCL-Dateien
- Moderne CyberSentry™-Sicherheit, einschließlich AAA, Radius, RBAC und Syslog
- Mit einer schnellen Startzeit von weniger als 10 Sekunden, was zu Schutz, Steuerung und Kommunikation ohne Wartezeit führt

Anwendung

- Leitungsdifferenzialschutz für 2- oder 3-Enden Konfigurationen
- Eineinhalb-Leistungsschalter- oder Maschennetzeinspeisung mit zwei Gruppen von Stromwandlerereingängen pro Ende und separat einstellbaren Stromwandlerverhältnissen
- Distanzschutz mit bis zu neun Distanzschutzzonen mit sehr schnellem Ansprechen in weniger als einer Periode (Subcycle-Distanzschutz)
- Lastbegrenzer (Load Blinder) – verhindert, dass unter extremen Bedingungen, z. B. kurz vor einem Blackout, Fehlauflösungen im Netz kaskadenartig auftreten
- Distanzschutz-Auslöselogik mit Phasenpräferenz und Erdschlusswischererkennung (TEFD) für Netze mit über Petersen-Spule geerdetem und isoliertem Sternpunkt

Schutz und Steuerung

- Transiente Stabilisierungsfunktion – reduziert die Anforderungen an Stromwandler, auch für Stromwandler mit TPY- bzw. TPZ-Kennlinie getestet
- Subcycle-Distanzschutz
- Verbesserte Systemstabilität durch Schnellrückstellelement bei LS-Versager (< 0,75 Perioden)

Moderne Kommunikation

- End-to-End-Kommunikationskanäle – Multiplex 64 kbps, E1 2 Mbps, direkte Glasfaseranbindung, SONET/SDH und MPLS
- Redundante Kommunikation ohne Ausfallzeiten mit optionalen PRP/HSR-Protokollen
- Implementierung neuester Kommunikationsprotokolle mit IEEE 1588 Präzisionszeit (PTP)

Cyber-Sicherheit

- Entwickelt mit einem nach IEC 62443-4-1:2018 zertifizierten Secure Development Lifecycle Process
- Bietet die notwendigen Fähigkeiten zum Aufbau einer Lösung, die konform mit IEC 62443-3-3:2013 ist

Ein-Gehäuse-Konzept

- Integriertes Farbdisplay mit Prinzipschaltbild für die Steuerung des geschützten Feldes.
- Tasten für Ein- und Ausschaltung, Ort- bzw. Fernsteuerung und Funktionstasten erleichtern die Steuerung der angeschlossenen Schaltgeräte – zwei
- Leistungsschalter und zusätzlich acht andere steuerbare Anlagengeräte
- Anwahl vor Ausführung (Select-before-operate), Leistungsschalter-Zustandsprüfungen und Verriegelungsfunktionen



Anwendungen

Die Konfigurationsspalte des Menüs wird verwendet, um festzulegen, welche Funktionen der Benutzer in der vorgesehenen Anwendung benötigt und welche er ausschalten kann. Deaktivierte Funktionen werden komplett aus dem Menü entfernt, um den Konfigurationsaufwand zu verringern. Intelligente Abhängigkeiten zwischen den Einstellungen sorgen für mehr Übersichtlichkeit und beschleunigen die Konfiguration.

Praktische Standardeinstellungen und ein einfacher Einstellungsassistent für die Distanzzonen reduzieren die Bedienzeit, den Schulungsbedarf und das Fehlerrisiko beim Einsatz des Schutzrelais.

Funktionsübersicht

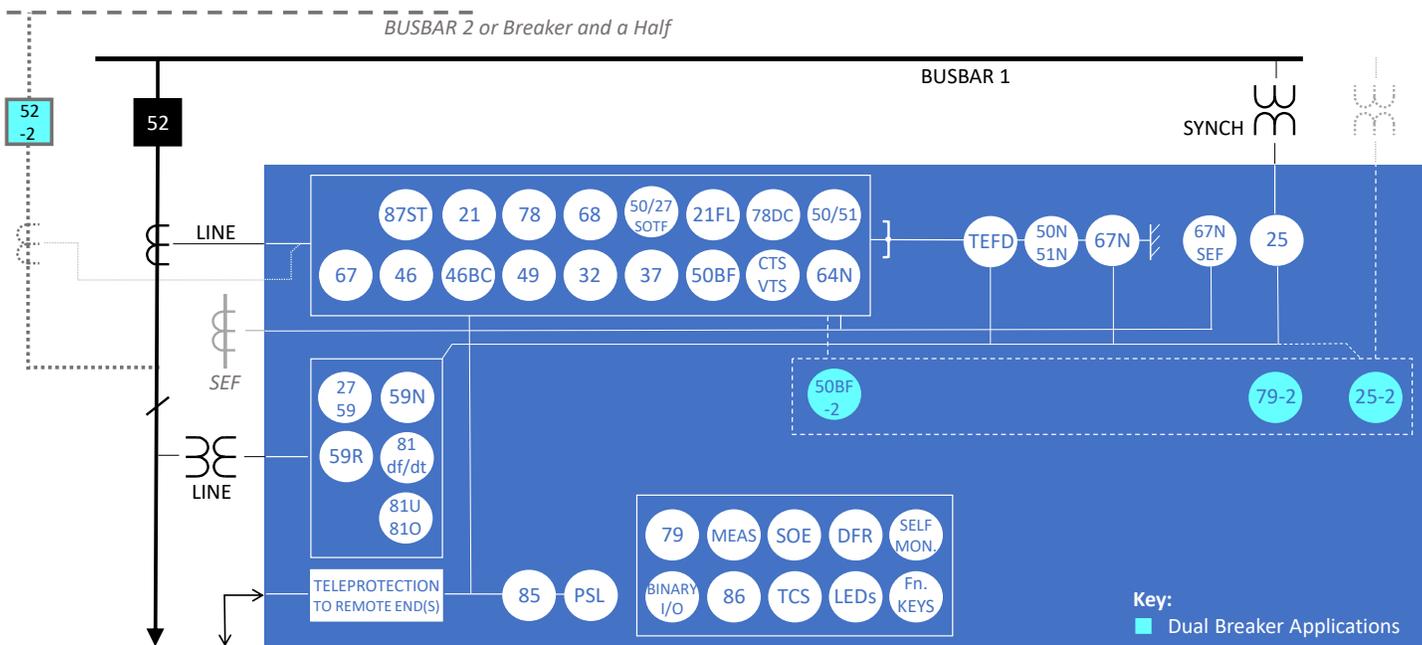


Abbildung 1: Beispiel einer Systemübersicht – dargestellt für eine Anwendung mit zwei Leistungsschaltern

ANSI® Device Numbers & Functions

FUNKTION	FUNKTION
25	Synchrocheck
27	Phasen- und Netzunterspannungsschutz
37	Unterstromschutz
46	Gegensystem-Überstromschutz
49	Thermischer Überlastschutz
50	Phasen-Überstromschutz UMZ
51	Phasen-Überstromschutz AMZ
52	Leistungsschalterüberwachung
59	Phasen- und Netz-Überspannungsschutz
67	Gerichteter Phasen-Überstromschutz
68	Pendelsperre
78	Außertritt-Schutz
78DC	Delta-Schutz (inkrementelle Technik)
79	Wiedereinschaltung/Adaptive AWE

FUNKTION	FUNKTION
85	Distanzschutz mit Signalvergleichslogik
86	Selbsthaltende bzw. Sperrkontakte
87P	Leitungsdifferentialschutz, 2 oder 3 Enden
87N	Neutralleiter-Differentialschutz
87T	Stabilisierter, dreiphasiger Differentialschutz für Transformatoren
21BL	Lastübergreif/Lastbegrenzer
21FL	Fehlerort
21G	Erdfehler-Distanzschutz
21P	Phasen-Distanzschutz
46BC	Leitungsbruch
50/27	Schalten auf Kurzschluss
50BF	Schaltversagerschutz
50N	Erdfehlerüberstrom UMZ
50ST	Stichleitungsschutz

FUNKTION	FUNKTION
51N	Erdfehlerüberstrom AMZ
59N	Verlagerungsüberspannungsschutz
59R	Überspannungsschutz entferntes Ende
64N	Erddifferentialschutz
67N	Gerichteter Erdfehlerüberstrom
81df/dt	Frequenzänderungsschutz
81O	Überfrequenzschutz
81U	Unterfrequenzschutz
CTS	Stromwandler-Überwachung
PSL	Programmierbare Logik
SEF	Empfindlicher Erdschlussschutz
TEFD	Erdschlusswischererkennung
TCS	Auslösekreis-Überwachung
VTS	Spannungswandler-Überwachung

Differentialschutz (Phase und Neutralleiter)

Das P54 bietet einen phasenetrennten Stromdifferentialschutz. Der Messalgorithmus ist äußerst zuverlässig und bietet eine schnelle Erkennung von internen Fehlern und Stabilität bei externen Fehlern. Der Algorithmus hat eine prozentuale Stabilisierungscharakteristik mit zwei Neigungen, wie in Abbildung 2 dargestellt. Die erste Neigung gewährleistet die Empfindlichkeit gegenüber Fehlern mit geringem Strom, während die zweite Neigung erhöht wird, um den Auswirkungen der Stromwandlersättigung entgegenzuwirken. Außerdem wird eine intelligente transiente Stabilisierungstechnik eingesetzt, um den Auswirkungen der Stromwandlersättigung entgegenzuwirken, ohne die Ansprechzeit bei internen Fehlern zu beeinträchtigen.

Das P54x bietet einen zusätzlichen Erdfehler-Differentialschutz, der den Phasen-Differentialschutz bei hochohmigen Fehlern (z. B. bis zu 500 Ω in 500-kV-Systemen) ergänzt.

Zusätzliche Sicherheit bieten Fehlerdetektoren, die optional zur Überwachung des Ausgangs von Stromdifferenzialelementen eingesetzt werden können und so die Zuverlässigkeit des Netzes verbessern.

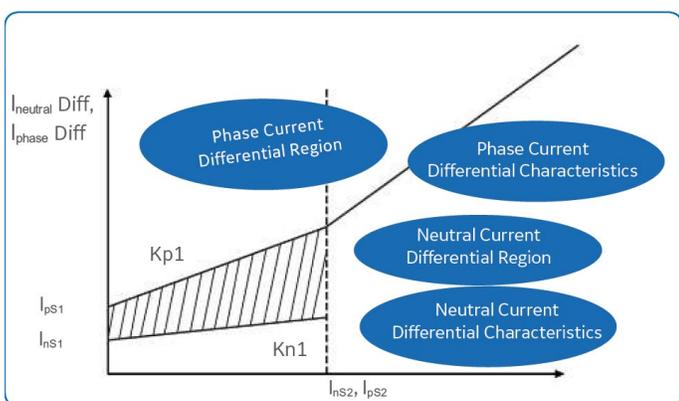


Abbildung 2: Differentialschutzkennlinie

Topologie der Längssignalisierung

Der Differentialschutz erfordert die Übertragung von Stromvektoren zwischen allen Enden des Systems. Die Abbildungen 3a bis 3d zeigen typische Konfigurationen. Abbildung 3a zeigt ein Hochspannungs-/Höchstspannungssystem, bei dem entweder eine direkte Glasfaserverbindung oder eine Multiplexverbindung als gewählter Kanal verwendet werden kann. Abbildung 3b zeigt die Dreiecksverbindung, die bei 3-Enden Anwendungen erforderlich ist.

Abbildung 3c zeigt eine einfache direkte Verbindung zwischen Relais unter Verwendung eines Glasfaserpaares.

Abbildung 3d zeigt eine Multiplex-Anwendung, bei der das P54-Relais direkt über Lichtwellenleiter an einen IEEE C37.94TM-konformen Multiplexer (MUX) angeschlossen werden kann, oder bei der eine Schnittstelleneinheit MiCOM P590 die optisch-elektrische Umwandlung für den MUX durchführt.

Es stehen Optionen für gemischte Kommunikationskanäle zur Verfügung, z. B. eine 850nm-MUX-Verbindung auf Kanal 1 und eine direkte 1300-nm-Glasfaserverbindung auf Kanal 2, was die Vielfalt der Signalisierungswege unterstützt.

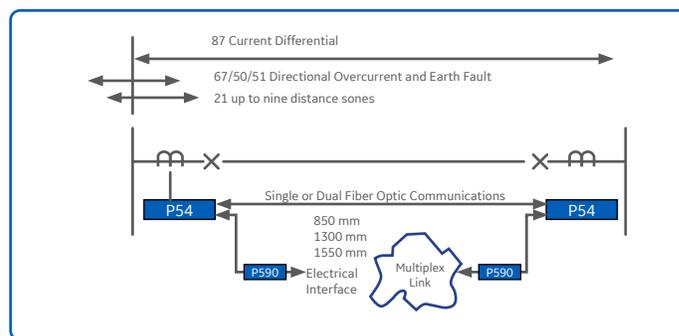


Abbildung 3a: Anwendung für Leitungen mit 2 Enden

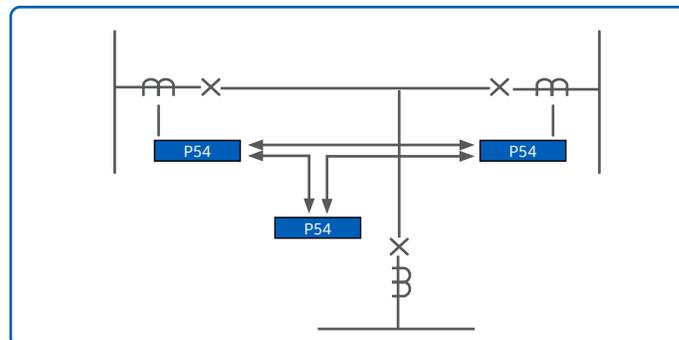


Abbildung 3b: Anwendung für Leitungen mit 3 Enden

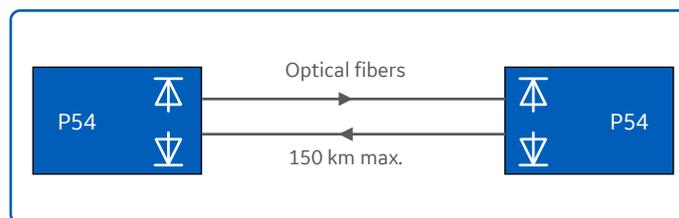


Abbildung 3c: Direkte Glasfaserverbindung

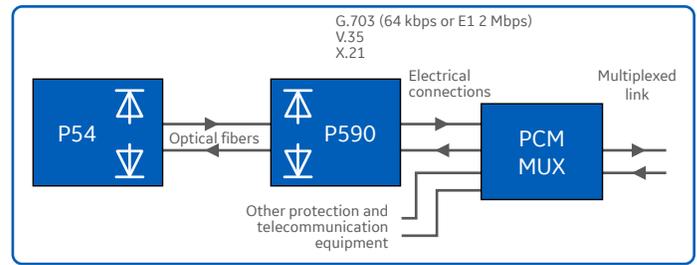
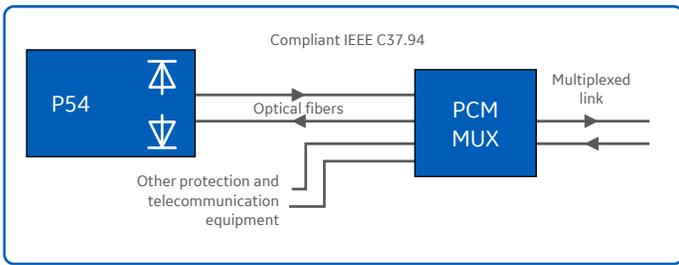


Abbildung 3d: Multiplex-Verbindung – Relais verbunden mit einem entfernten PCM-Multiplexer über Glasfaserkabel (IEEE C37.94TM-konformer MUX) oder über eine Schnittstelleneinheit P590

Anwendungsbeispiele

Transformator

Abbildung 4 zeigt eine geschützte Leitungs- und Transformator-“Einheit“. Bei solchen Anwendungen kompensiert das Relais die Auswirkungen der Schaltgruppenverschiebung und der Nullsystemfilterung des Transformators innerhalb der Zone. Zwangsführung oder Sperrung der zweiten Harmonischen wird eingesetzt, um den Schutz gegen aufmagnetisierende Einschaltströme zu stabilisieren. Außerdem kann eine Funktion zur Blockierung der fünften Harmonischen verwendet werden, um den Differentialschutz bei Transformatorübererregung zu sperren.

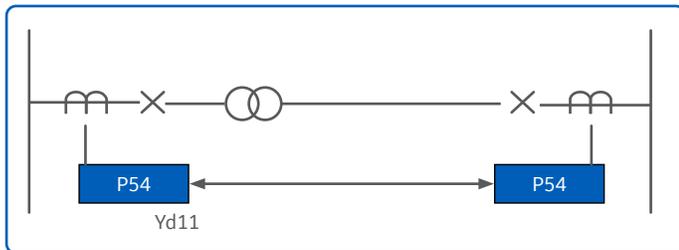


Abbildung 4: Anwendung für Transformatorabgänge (P543)

Anwendungen bei langen Leitungen

Die Kompensation des kapazitiven Ladestroms ermöglicht die Einstellung des Stromdifferentialschutzes entsprechend den Anforderungen der Fehlererkennung, ohne Beeinträchtigung der Ladestromerfassung.

Flexibilität bei Netzerweiterungen

Alle P54-Modelle bieten Anwendungen für Leitungen mit zwei und drei Enden. Ein System mit 2 Enden lässt sich leicht umkonfigurieren, wenn ein neuer T-Anschluss als drittes Ende hinzugefügt wird. Das P54 kompensiert auch Fehlanpassungen der Stromwandlerverhältnisse der Leitung, selbst bei Bemessungsunterschieden von 1 A und 5 A zwischen den Leitungsenden und bei Polaritätsumkehrungen der Stromwandler. Dies erleichtert die Nachrüstung und den Netzausbau.

Der Leitungsdifferentialschutz und der Kommunikationskanal können in einem Modus der rückwirkenden Kompatibilität betrieben werden. Dies ermöglicht den Austausch von Anlagen an einem Leitungsende, wenn nicht alle Enden zur gleichen Zeit für die Nachrüstung zugänglich sind. Der Schutz funktioniert mit MiCOM-Geräten aus verschiedenen Generationen.

Eineinhalb-Leistungsschalter-, Doppelsammelschienen- oder Ring- bzw. Mascheneinspeisung

Der Bestellcode für das P546 bietet zwei Stromwandlerzugangsknoten für den Anschluss, siehe Abbildung 5. Die beiden Stromwandler können unterschiedliche Übersetzungsverhältnisse haben, die unabhängig voneinander im Relais einstellbar sind. Dies trägt erheblich zur Stabilität bei, da bei Durchgangsfehlern, die an einem Leitungsende durch die Sammelschiene fließen, der richtige Stabilisierungsstrom gemessen wird.

Fehlanpassungen der Stromwandler-Knipunktspannung können toleriert werden, und, was noch wichtiger ist, im Falle eines Schaltersversagers identifizieren die Relais den einzelnen ausgefallenen Schalter. Wenn die Leitung unterbrochen wird (Leitungstrenner offen), bietet das Relais Differentialschutz für die Sticheleitungszone.

Differentialschutz mit GPS-Synchronisation

Abbildung 6 zeigt einen typischen SDH/SONET-Ring mit Selbstheilung. Bei dieser Topologie kann die herkömmliche Messung der Signallaufzeit (Ping-Pong-Technik), die auf der Annahme gleicher Sende- und Empfangswegverzögerungen beruht, nicht verwendet werden.

Die Erfahrung mit realen Systemen hat gezeigt, dass der Unterschied zwischen einem Sendesignal, das über den direkten Pfad (MUX-Knoten B-C) gesendet wird, und einem Empfangssignal über den Standby-Pfad (Knoten C-D-E-F-A-B) mehr als 5 ms betragen kann. Die Pfaddifferenzen summieren sich in der Regel auf der Grundlage von 1,8 ms pro 100 km und 0,5 ms Zwischenschaltzeit pro Knoten.

Es wäre nicht akzeptabel, die Sensibilität des Schutzes zu verringern, um einen solchen Unterschied auszugleichen. Daher bietet der P54x einen speziellen optischen Eingang, der einen GPS-Taktimpuls akzeptiert. An allen Leitungsenden wird eine GPS-Uhr verwendet, um sicherzustellen, dass eine gemeinsame Taktreferenz für alle Zeitabläufe verwendet wird. Dadurch können die Relais die tatsächliche Signallaufzeit in beiden Richtungen messen.

Patenterte Rückfalltechniken gewährleisten die Kontinuität des Differentialschutzes selbst bei GPS-Ausfall.

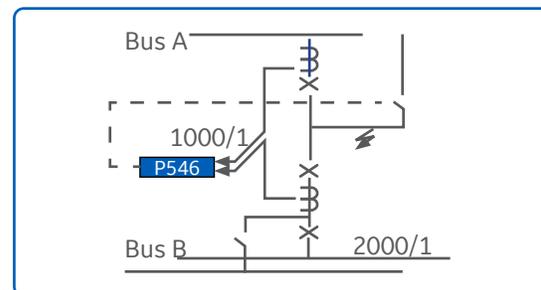


Abbildung 5: Anwendung für Konfigurationen mit 2 Leistungsschaltern (mit Erfassung von Sticheleitungsfehlern)

Kommunikationsverbindungen für Schutzsysteme

Geräte der Baureihe MiCOM P54 sind für einen Kanal mit PCM (Pulscode-Modulation) innerhalb der Bandbreite von 64 kbit/s ausgelegt. Eine direkte Glasfaserverbindung zu einem Multiplexer (MUX) ist möglich, wenn der MUX IEEE C37.94TM-konform ist. Elektrische Schnittstellen, die den Empfehlungen der ITU-T G.821 für G.703 (64 kbit/s oder 2 Mbit/s E1) und X.21 entsprechen, sind über die Schnittstelleneinheiten der Baureihe P59x verfügbar.

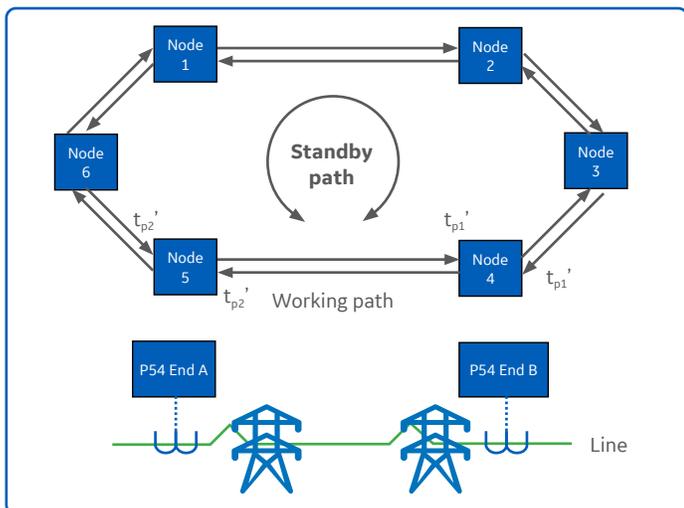


Abbildung 6: SDH/SONET-Netze

Für Anwendungen mit direkter Glasfaserverbindung sind Kanalooptionen mit 1300nm und 1550nm verfügbar. Die Sender sind mit einem „optischen Budget“ ausgestattet, das Längskanäle bis zu 150 km unterstützt.

Überwachung der Kommunikation und automatische Rekonfiguration

Das P54 verwendet eine hochentwickelte Fehlererkennung für den Schutz gegen Fehlbedienung aufgrund fehlerhafter Daten. Eine CRC-Prüfsumme behebt das Problem von Mehrfach-Bitfehlern aufgrund von starkem Kanalauschen. Die eindeutige Adressierung stellt sicher, dass jedes Relais mit dem/den richtigen Relais am entfernten Ende verbunden ist. Die integrierte Kanalüberwachung liefert Diagnosedaten in Echtzeit und kann im Falle einer Verschlechterung oder eines Ausfalls einen Alarm auslösen, der optional zur Aktivierung des Reserveschutzes verwendet werden kann.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, einen einsatzbereiten Schutz (Hot-Standby-Schutz) für den Fall einer gestörten Kommunikation zu implementieren. Es könnten zwei redundante Kommunikationskanäle in Betracht gezogen werden, die doppelte Verbindungen über verschiedene Kommunikationspfade ermöglichen. In solchen Fällen werden die Schutzkanäle Kanal 1 und Kanal 2 gemeinsam verwendet.

Bei Anwendungen mit 3-Enden bleibt das Schutzsystem aktiv, wenn eine Verbindung ausfällt. Dies wird dadurch erleichtert, dass das eine Relais in dem System, das noch über eine vollständig angeschlossene Kommunikation verfügt, die des Master-Geräts übernimmt. Die beiden anderen Relais werden vorübergehend zu Folgerelais, die ihre lokalen Leistungsschalter auf der Grundlage der Differentialschutzbefehle vom Master-Gerät auslösen können. Alternativ können Reserve-Distanz- oder Überstromschutzelemente in Betrieb genommen werden, entweder als permanenter paralleler Hauptschutz oder als vorübergehender Schutz nur bei Kanalunterbrechungen.

Anpassung von drei auf zwei Enden

Aus Wartungsgründen kommt es gelegentlich zu Unterbrechungen in einer Unterstation, z. B. am Ende A in Abbildung 7. Das Öffnen des Trennschalters hat signalisiert, dass an dieser Station keine Einspeisung mehr vorhanden ist. Das P54-Relais kann die beiden anderen Stationen anweisen, auf Zweiendenbetrieb umzuschalten, so dass das Relais A sogar stromlos sein kann. Sobald die Wartung abgeschlossen ist, erhalten die Relais B und C die Anweisung, in den Dreiendenbetrieb zurückzukehren. Diese Neukonfiguration erfolgt automatisch vom Ende A aus, ohne dass das Personal die anderen Unterstationen aufsuchen muss.

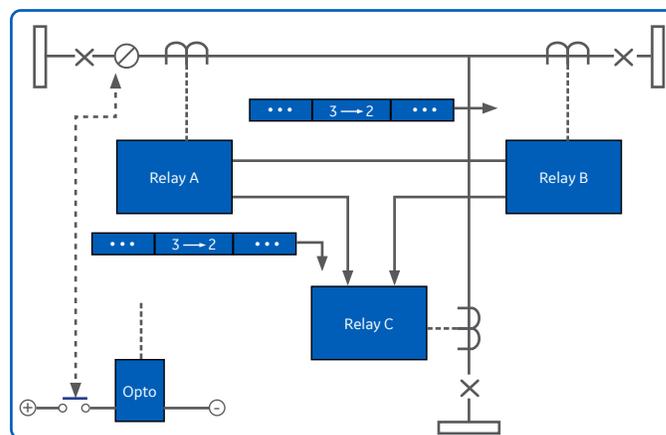


Abbildung 7: Neukonfiguration von einem 3-Enden auf ein 2-Enden System

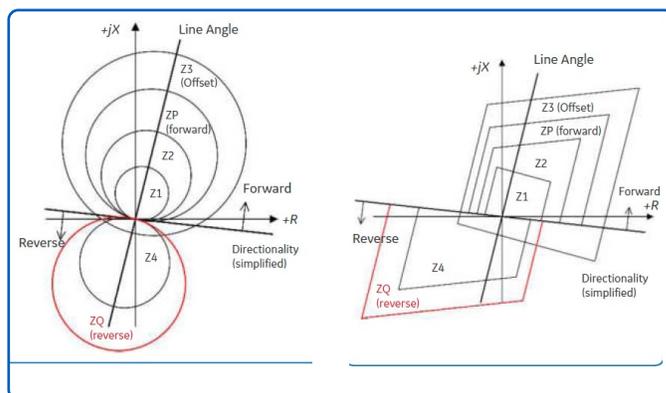
Distanzschutz

Neun Schutzzonen werden bereitgestellt, wobei eine Option für Subcycle-Schutz verfügbar ist. Ein überlagerter Stromphasenwähler erkennt die fehlerhafte(n) Phase(n) und steuert, welche Distanzschutzelemente eine Auslösung bewirken. Kombiniert mit der Richtungsentscheidung nach dem bewährten Delta-Prinzip ist ein sicheres Ansprechen von Distanzschutzzonen gewährleistet. Das Relais ermöglicht die unabhängige Auswahl von Mho- und Polygon-Charakteristiken für den Phasen- und Erddistanzschutz.

Polygon-Kennlinien (Abbildung 9) bieten eine verbesserte Erfassung des Störlichtbogenwiderstands. Ein adaptives Verfahren wird eingesetzt, um die Reaktanreichweitenlinie jeder Zone zu neigen und Unter- bzw. Überreichweiteneffekte aufgrund der Vorbelastung zu eliminieren.

Der Einfachheit halber werden in den Abbildungen 8 und 9 sechs Zonen dargestellt. Zusätzlich sind die Zonen ZR, ZS und Z1e verfügbar.

Der Distanzschutz umfasst die CVT-Filterung für optimale Leistung mit kapazitiven Spannungswandlern (CVTs). Durch diese adaptive Filterung wird das schnelle Ansprechen (Subcycle) bis zu einem Impedanzverhältnis zwischen Quelle und Leitung (SIR) von 30 beibehalten, wie es bei schwächeren Einspeisungen durch erneuerbare Energiequellen vorkommen kann.



Abbildungen 8 und 9: Mho- und Polygon-Zonen

Die Blinder-Charakteristiken (Abbildung 10) verhindern Fehlauslösungen durch das Eindringen von schweren Lasten. Die Lastbegrenzerwirkung wird selektiv pro Phase gesperrt, wenn die Phasenspannung abfällt, was den Beginn eines Fehlers anzeigt. Dadurch wird sichergestellt, dass der Lastbegrenzer einerseits Auslösungen unter Last vermeidet, aber gleichzeitig die Sensibilität der Distanzschutzzone für echte ohmsche Fehler nicht beeinträchtigt.

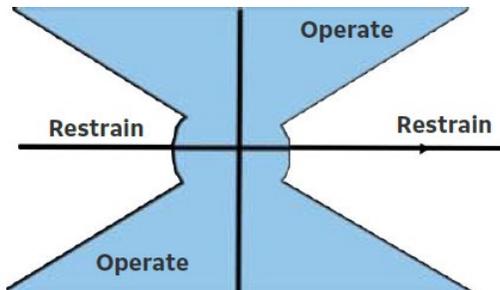


Abbildung 10: Lastbegrenzer

Pendelsperre ohne Einstellungen

Das MiCOM P54 erkennt Leistungspendeln schnell anhand der vom Phasenwähler gemessenen überlagerten Ströme. Dieser Ansatz ist automatisiert und einstellungsfrei, es müssen weder Impedanzbereiche noch Timer eingestellt werden. Der Nutzer muss das Geschwindigkeitsspektrum (Hz) der Leistungspendelungen, die sich im Netz entwickeln können, nicht vorhersehen, d. h. es sind keine teuren Modellierungsstudien erforderlich.

Für Nutzer mit einer eher traditionellen Präferenz wird auch ein herkömmliches, auf einem Impedanzband basierendes PSB-Element angeboten.

Die Distanzschutz-Auslösezeit für Fehler, die während einer Leistungspendelung auftreten, bleibt unter einer Periode.

Außertritt-Auslösung (OST)

Wenn schwerwiegende Störungen Asynchronitätsrisiken in Übertragungsnetzen verursachen, kann es notwendig sein, diese mit Hilfe der OST-Funktion in Inseln zu separieren. Die vorausschauende Außertritt-Auslösefunktion (OST) leitet die Trennung ein, bevor der Schaden eintritt, d. h. gerade dann, wenn die Beschleunigung zunimmt und bevor der Strom hoch wird.

Da das Außertrittfall entlang eines Übertragungskorridors auftritt, ist es wünschenswert, das System nur an einem Punkt in der Nähe der elektrischen Mitte des Polschlupfes zu trennen. Da im Relais mehrere Distanzonen vorhanden sind, können zwei, die nicht für die reguläre Auslösung verwendet werden, für diesen Zweck zugewiesen werden.

Distanzschutzprogramme

Vorkonfigurierte Distanzschutzprogramme ermöglichen die ein- und dreiphasige Auslösung, mit oder ohne Meldekanal.

Ein einstellbarer alternativer Distanzschutzmodus löst alle Zonenzeitgeber gleichzeitig aus und garantiert eine schnellere Auslösung der zeitverzögerten Zonen bei sich entwickelnden Fehlern, wobei das Ansprechen und die Zeitabstufung mit den im Netz eingesetzten älteren Relais nachgeahmt wird.

Die Auslöselogik bei Einschaltung ermöglicht die Auswahl einer beschleunigten Auslösung nach manueller oder automatischer Wiedereinschaltung. Standard-Distanz- und -DEF-Schutzprogramme können herkömmlichen festverdrahteten Ein- und Ausgängen zugewiesen oder über das integrierte InterMiCOM64-Distanzschutzsystem mit Signalverbindungen geroutet werden.

Unterstützt werden Projekte für direkte Mitnahme, Mitnahme bei zulässiger Unterreichweite (PUTT), Mitnahme bei zulässiger Überreichweite (POTT) und Sperrung, einschließlich spezieller Projekte für die DACH-Region, Auslösefunktionen bei offenem Schalter, bei schwachem Einspeiseecho und schwacher Einspeisung. Die Logik passt sich an 2- oder 3-Enden Distanzschutzanwendungen an, wobei dank der großen Anzahl der verfügbaren InterMiCOM64-Bits für die durchgehende Signalisierung ein phasengetrennter Distanzschutz mit Signalverbindungen möglich ist.

InterMiCOM⁶⁴ Distanzschutz mit Signalverbindungen

InterMiCOM64 ermöglicht die Konfiguration eines hochleistungsfähigen, konfigurierbaren zulässigen und blockierenden Schutzes sowie die Übertragung beliebiger digitaler Statusinformationen zwischen zwei oder drei Leitungsenden. Auch die Mitnahmefunktion wird unterstützt, mit Kanalüberwachung und zyklischer Redundanzprüfung (CRC) der empfangenen Daten für maximale Meldungssicherheit.

InterMiCOM64 bietet zwischen 24 und 32 End-to-End-Signale, die jeder Funktion innerhalb der programmierbaren Logik des P54-Relais zugewiesen werden können. Voreingestellte Fail-Safe-Zustände können für den Fall eines Kanalausfalls festgelegt werden

Phasenpräferenz für über Petersenspule geerdete und isolierte Netze

Das MiCOM P54 ist mit einer Phasenpräferenz-Auslöselogik für über Petersenspule geerdete und isolierte Netze ausgestattet. Die Auslösung bei einem länderübergreifenden Fehler kann so eingestellt werden, dass sie entweder einer „zyklischen“ oder einer „azyklischen“ Logikreihenfolge folgt, so dass nur eine Abgangsleitung ausgelöst wird und die Versorgung der beiden Abgangsleitungen mit einphasigen Erdschlüssen nicht unterbrochen wird.

Delta-Richtungsvergleich – inkrementeller Schutz

Überlagerte Spannungs- und Stromsignale werden verwendet, um sehr sichere Entscheidungen über die Fehlerrichtung zu treffen. Die jeweiligen Vorwärts- bzw. Rückwärts-Entscheidungen an jedem Leitungsende können beim Distanzschutz mit Signalverbindungen für den vollständigen Schutz von Leitungseinheiten verwendet werden, wie es beim LFDC-Produkt nachgewiesen wurde.

Erdschlusswischererkennung

Das MiCOM P54 beinhaltet eine neuartige Erdschlusswischererkennung (TEFD) für über Petersenspule geerdete und isolierte Netze, die als Software- Funktionsblock implementiert ist, ohne dass unzuverlässige analoge Hardware oder analoge Verarbeitungsplatinen hinzugefügt werden müssen. Mit diesem Ansatz wird die kostengünstigste Funktionsintegration und technische Schutzsystemplanung erreicht.

Gerichteter Erdschlusschutz (DEF)

Das DEF-Element kann im Rahmen der unterstützten Systeme zur Erkennung von hochohmigen Erdschlüssen verwendet werden. Die innovative Funktion "Virtuelle Strompolarisierung" gewährleistet den korrekten Betrieb in starr geerdeten Netzen, selbst wenn ein Fehler eine vernachlässigbare Null- oder Gegenspannung erzeugt. Herkömmliche Relais würden einen zusätzlichen Stromwandlereingang erfordern, um dieses Szenario abzudecken.

Typische Schutzauslösezeiten*

Differentialschutz-Auslösezeiten für jeden Wellenpunkt (Point-on-wave), einschließlich der Schließzeit eines herkömmlichen Auslöserelaiskontakts:

- 23 bis 28 ms (50-Hz-Netz – mit MUX, 1 Slot 64 kbit/s)
- 19 bis 24 ms (60-Hz-Netz – mit MUX, 1 Slot 64 kbit/s)
- 20 bis 25 ms (50-Hz-Netz – mit direkter Glasfaserverbindung oder MUX, 12 Slots 64 kbit/s)
- 16 bis 21 ms (60-Hz-Netz – mit direkter Glasfaserverbindung oder MUX, 12 Slots 64 kbit/s)

Distanzschutz-Auslösezeiten für jeden Wellenpunkt (Point-on-wave), einschließlich der Schließzeit eines herkömmlichen Auslöserelaiskontakts:

- 13 bis 19 ms (50-Hz-Netz – Subcycle-Option)
- 12 bis 17 ms (60-Hz-Netz – Subcycle-Option)
- 20 bis 27 ms (50-Hz-Netz – Modell für dreipolige Auslösung)
- 18 bis 25 ms (50-Hz-Netz – Modell für dreipolige Auslösung)

* Alle Auslösezeiten sind 5 ms schneller als angegeben, wenn optionale schnelle Hochleistungskontakte (High-Speed/High-Break, HSHB) verwendet werden.

Reserveschutz

Phasen- und Erdschlussüberstrom

Jeweils vier Stufen des Phasen- und Erdschlusschutzes werden bereitgestellt. Sie können jeweils als ungerichtete oder gerichtete (vorwärts/rückwärts) Schutzelemente ausgewählt werden. Zusätzlich zur Auswahl von UMZ- und vordefinierten IDMT-Kurven unterstützt das P54 benutzerprogrammierbare Kurven für kundenspezifische Funktion und Rückstellung. Das Profil kann so gewählt werden, dass der Schutz optimiert wird, ohne die Belastbarkeit einzuschränken. Wenn eine Standardkurve für die Anwendung nicht geeignet ist, kann der Benutzer eine eigene Variante programmieren und hochladen.

Außerdem wird Gegensystem-Überstrom- und empfindlicher Erdschlusschutz (SEF) mit einer Empfindlichkeit von $0,5\% \times I_n$ bereitgestellt.

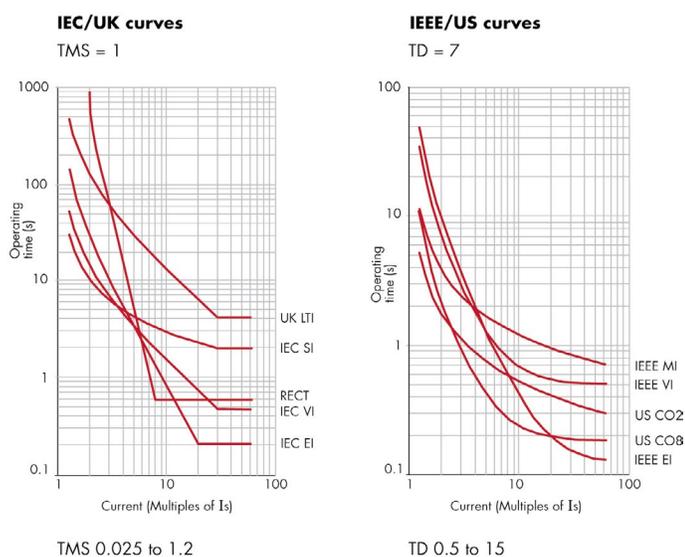


Abbildung 11: Standard-IDMT-Kurven

Spannungsschutz

Unter- und Überspannungsschutz kann für das Ansprechen auf Leiter-Leiter- oder Leiter-Erde-Größen konfiguriert werden. Vier unabhängige Stufen mit einer Mischung aus UMZ- und AMZ-Kennlinien sind verfügbar. Eine kompensierte Überspannungsfunktion schützt die Leitung vor Ferranti-Überspannungen, indem sie die Mitsystemspannung am entfernten Ende berechnet.

Der Restüberspannungsschutz (Verlagerungsspannungsschutz) ist für die Erkennung von Erdschlüssen in hochohmig geerdeten oder isolierten Netzen verfügbar.

Leitungsbruch

Der Leitungsbruchschutz erkennt unsymmetrische Zustände, die durch einen Leitungsbruch oder eine Fehlfunktion einer einzelnen Phase der Schaltanlage verursacht werden. Er nutzt das Verhältnis von I_{gegen} zu I_{mit} .

Thermischer Überlastschutz

Zum Schutz von Kabeln, Trockentransformatoren und Kondensatorbatterien ist eine Kennlinie mit einer Zeitkonstante gemäß IEC60255-8 vorgesehen. Eine zusätzliche Kennlinie mit zwei Zeitkonstanten eignet sich für den Schutz von ölgefüllten Transformatoren in der Zone. Damit kann die Wicklungsisolierung vor Alterung geschützt und die Gasbildung durch überhitztes Öl minimiert werden.

Leistungsschutz

Vier Stufen des gerichteten Leistungsschutzes sind verfügbar, und jede Stufe kann unabhängig für Über- oder Unterleistung und für Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung konfiguriert werden.

Frequenzschutz

Neun Stufen, jeweils konfigurierbar für Überfrequenz, Unterfrequenz, Frequenzänderungsgeschwindigkeit, Frequenzänderungsgeschwindigkeit mit Frequenzüberwachung, Frequenzänderungsgeschwindigkeit mit Mittelwertbildung – für den frequenzbasierten Lastabwurf bei schweren Netzstörungen.

Überwachungsfunktionen

Spannungswandler-Überwachung (Sicherungsausfall)

Spannungswandler-Überwachung dient der Erkennung des Ausfalls von einem, zwei oder drei Spannungswandler-Signalen für Leitungsspannungswandler.

Stromwandleringänge – Sicherheit und Überwachung

Alle Stromwandleringänge sind jeweils für 1 A und 5 A ausgelegt, um die Bestellung und die strategische Ersatzteilhaltung zu vereinfachen. Der Klemmenblock ist mit einer integrierten Kurzschlusseinrichtung ausgestattet, um zu verhindern, dass gefährliche Spannungen anliegen, wenn der Block entfernt wird. Dies bietet zusätzliche Sicherheit für das Personal, das möglicherweise in der Nähe von unter Spannung stehenden Geräten arbeitet.

Die Stromwandlerüberwachung dient zur Erkennung des Verlusts von Stromwandler-Signaleingängen. Mithilfe der patentierten Differentialfunktion der Stromwandlerüberwachung führt das Relais einen intelligenten Vergleich der Gegensystemstromdifferenz an den Leitungsenden durch, um festzustellen, ob Stromwandler ausgefallen sind und, wenn ja, welche. Die Stromwandlerüberwachung gewährleistet die Echtzeitstabilität der Differentialschutzelemente.

Die Spannungswandlerüberwachung gewährleistet die Sicherheit der Distanzschutzelemente.

Leistungsschalterversagerschutz

Der zweistufige, phasengrennte Leistungsschalterversagerschutz kann zur Auslösung der vorgelagerten Leistungsschalter und, falls erforderlich, zur Wiederauslösung des lokalen Leistungsschalters verwendet werden. Die im LSV-Rückstellmechanismus verwendeten Unterstromelemente erkennen das Ausschalten des LS in Echtzeit, auch wenn durch den Restfluss verursachte Absenkungsströme im STW-Sekundärkreis vorhanden sind.

Prozessbusschnittstelle nach IEC 61850-9-2 LE

Optional ist eine Prozessbusschnittstelle verfügbar, über die das Relais Strom- und Spannungsabstastdaten von digitalen Messwandlern empfangen kann. In anderen digitalen Stationsarchitekturen werden die Daten nach IEC 61850-9-2 durch Merging Units in der Schaltanlage erzeugt, die herkömmliche 1-A- bzw. 5-A- und 100- bzw. 120-V-Sekundärdaten digitalisieren, um eine sicherere und wirtschaftlichere standortübergreifende Kommunikation mit den IEDs über Glasfaser zu ermöglichen.

Die Implementierung der IEC 61850-9-2 von Grid Solutions ist so konzipiert, dass sie besonders widerstandsfähig und zuverlässig ist, wenn „Rauschen“ vorhanden ist, z. B. Latenz, Jitter oder fehlende oder verdächtige Daten.

Steuerung

Benutzeroberfläche

Zehn Funktionstasten bei den Gehäusegrößen 60 und 80TE funktionieren in zwei Modi, als Taster und als Schalter (Ein/Aus), und haben programmierbare dreifarbig LEDs. Sie ersetzen herkömmliche festverdrahtete Schalter und Anzeigen und sparen so Zeit und Kosten für die Verdrahtung und Planung. Neben fünf LEDs mit fester Funktion stehen dreizehn weitere dreifarbig LEDs zur Verfügung, die frei konfigurierbar sind.

Zusätzlich zur Unterstützung der Sprachen Englisch, Französisch, Deutsch, Spanisch, Italienisch, Portugiesisch und Polnisch besteht die Möglichkeit, den Menütext und die Alarmbeschreibungen individuell anzupassen. Einfaches Umschaltung zwischen Englisch und einer weiteren Sprache auf dem lokalen Display ist ohne Upload neuer Firmware möglich.

Ein USB-Anschluss an der Vorderseite ermöglicht den Zugriff über Laptops des Außendienstpersonals.

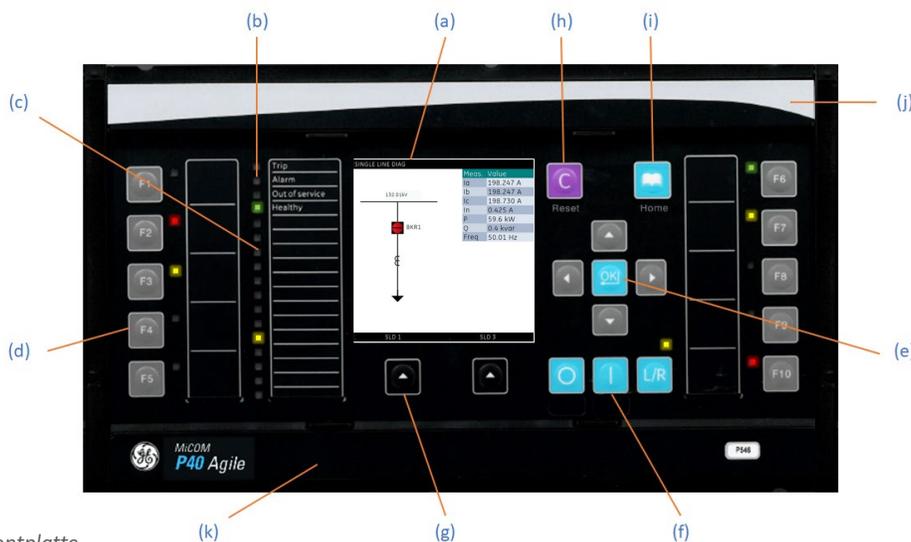


Abbildung 12: Ansicht der Frontplatte

- a) Farbbildschirm
- b) Vier LEDs mit fester Funktion
- c) 13 programmierbare dreifarbig LEDs
- d) Zehn Funktionstasten mit dreifarbig LEDs
- e) Menünavigation und Dateneingabe
- f) Feldsteuerung und Ort/Fern Umschalter mit LED
- g) Hot-key Tasten
- h) Löschtaste – Zurücksetzen durch langes Drücken
- i) Lesetaste – Rückkehr zum Startbildschirm durch langes Drücken
- j) Obere Klappe – verdeckt CORTEC- und Auslegungsschilder
- k) Untere Klappe – verdeckt USB(B)-Anschluss

Schaltanlagensteuerung über ein Gerät

Eine Leistungsschaltersteuerung kann über die Benutzeroberfläche auf der Front, durch optisch entkoppelte Eingänge und durch Fernsteuerung über die Kommunikationseinrichtungen des Unterwerks erfolgen. Außerdem sind 8 Gruppen einer Schaltsteuerungslogik LN XSWI für die Steuerung bzw. Überwachung von Trennschaltern und Erdungsschaltern verfügbar.

Die Bedienung der Schaltanlagenfelder wird durch die Farbgrafik-HMI, die Tasten zum Öffnen und Schließen und die Umschaltung zwischen Ort- und Fernsteuerung erheblich erleichtert.

Autom. Wiedereinschaltung eines Leistungsschalters (Modell P543)

Der Benutzer kann einen Zyklus mit einem, zwei, drei oder vier AWE-Versuchen wählen. Die zugehörige Synchrocheckfunktion verfügt über eine vorausschauende Einschaltsteuerung, die sicherstellt, dass sich die Kontakte des Leistungsschalters im Moment der Synchronität berühren, wodurch die Belastung der Anlagengeräte beim Parallelschalten minimiert wird.

Autom. Wiedereinschaltung von zwei Leistungsschaltern (Modell P546)

Das Modell P546 bietet die folgenden zusätzlichen Funktionen, um die Wiedereinschaltung von zwei Leistungsschaltern in einem Leader-Follower-Projekt zu ermöglichen:

- Steuerung von 2 LS – LS1 und LS2 werden zugewiesen
- Individuelle Auswahl der AWE, Ein oder Aus
- Leader-Follower-Konfiguration
- Unabhängiges Sperren und Zurücksetzen pro Leistungsschalter

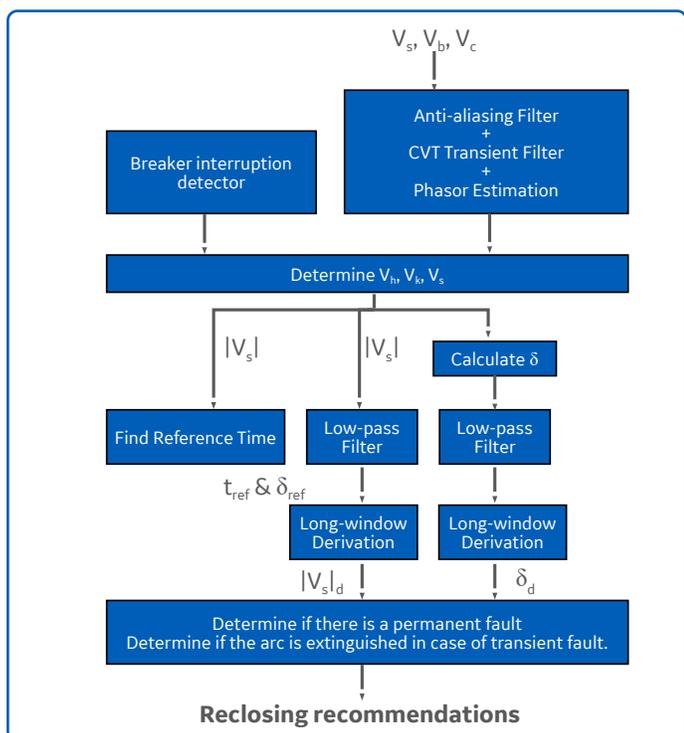


Abbildung 13: Verarbeitung bei adaptiver Wiedereinschaltlogik

Adaptives Wiedereinschalten

Das MiCOM P54 verfügt über eine adaptive Wiedereinschaltfunktion, die es ermöglicht, den Zeitpunkt der Fehlerlichtbogenlöschung zu erkennen. Das Wiedereinschalten wird ermöglicht, ohne dass regelmäßig eine festgelegte lange Unterbrechungszeit abgewartet werden muss. Auf diese Weise fließt der Synchronisierungsstrom in allen drei Phasen schneller, was

das Stabilitätsrisiko für schwach vermaschte Netze und/oder solche mit langen Übertragungskorridoren verringert. Umgekehrt ermöglicht sie eine bessere Erkennung von anhaltenden Fehlern, so dass eine Verriegelung des LS-Antriebs durchgeführt werden kann. Unnötige Betätigungen von Schaltgeräten können verhindert werden, wodurch zusätzliche Einschalt- und Auslöseversuche und damit zusätzlicher Verschleiß von Leistungsschaltern vermieden wird.

Der Algorithmus verwendet die Spannungs- und Winkeländerungsgeschwindigkeit der fehlerhaften Phase, um zwischen vorübergehenden und anhaltenden Fehlern zu unterscheiden und den Zeitpunkt der Lichtbogenlöschung zu erkennen. In der Regel kann die Unterbrechungszeit bei transienten Fehlern auf weniger als 0,25 Sekunden – die Hälfte der herkömmlichen festen Unterbrechungszeit – angepasst werden. Damit kann der Leistungsschalter wieder eingeschaltet werden, sobald sich der Auslösemechanismus des Leistungsschalters zurückgesetzt hat.

Programmierbare Schaltungslogik (PSL)

Eine leistungsstarke grafische Logik ermöglicht es dem Benutzer, die Schutz- und Steuerfunktionen individuell anzupassen (siehe Abbildung 14). Die Logik umfasst 32 Timer, 32 Zähler, 512 Gatter (OR, AND, MAJORITY) und Selbsthaltungsfunktionen für Einstellungen und Rückstellungen mit der Möglichkeit, die Ein- und Ausgänge zu invertieren und Rückmeldungen bereitzustellen. Jedes Gatter kann eine große Anzahl von Eingängen unterstützen, wobei das Signal mit einem einfachen Rechtsklick auf die Eingänge oder Ausgänge invertiert werden kann. Die Ausgangskontakte haben eine optionale Selbsthaltungsfunktion (Verriegelung).

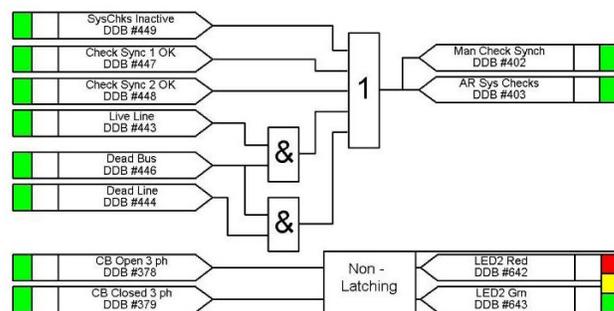


Abbildung 14: Programmierbare Schaltungslogik

Die PSL kann zur Implementierung von Auslösekreisüberwachung oder von komplexer Logik verwendet werden, z. B. für Schaltungen zur Frequenzwiederherstellung. Es wurden Schaltungen entwickelt, die in der Lage sind, die Auslösespule und den Stromkreis bei ein- oder ausgeschaltetem Leistungsschalter zu überwachen und dabei die volle „H7“-Leistung zu erreichen.

Das MiCOM Agile von GE ist deterministisch – intensive Logik und mehrfach verschachtelte Gatter haben keinen Einfluss auf die Geschwindigkeit der Schutzauslösung, der E/A-Verarbeitung, der Erfassung von Mess- oder Abtastwerten oder der GOOSE-Reaktion. Die Logikgatter werden gleichzeitig verarbeitet, so dass logische „Wettlaufsenarien“ ausgeschlossen sind.

Alle Aspekte der MiCOM P40 IED-Konfiguration werden mit der Software S1 Agile verwaltet (siehe Abbildung 15). Die Software ist lizenzfrei und unterstützt .scl Top-Down-Engineering, Schnittstellen zu .xrio- und CAPE-Simulationsumgebungen sowie einfachen Excel-Import bzw. -Export, falls erforderlich.



Abbildung 15: S1 Agile: eine Suite leistungsstarker und intuitiver PC-Tools

Binäre Ein- und Ausgänge

Optokoppler-Binäreingänge entsprechen der Norm ESI 48-4 EB2 und sind unempfindlich gegen induktive Felder, die in Unterwerken entstehen, wo Leitungen über Hunderte von Metern in der Anlage verlaufen und benachbarte Leitungen, Sammelschienen und Starkstromleiter starke Felder erzeugen. Die Eingänge unterstützen programmierbares Anziehen, ohne Fehlsprechen selbst bei Erdschlüssen oder kapazitiven Entladungen der Batterie, und eignen sich daher perfekt für die Überwachung des Anlagenzustands.

Jedes Ausgangsrelaismodul verfügt über Schließer (Form A) und eine großzügige Mischung von Wechslern (Form C). Optional sind schnelle Hochleistungskontakte (High-Speed/High-Break, HSHB) erhältlich, die mit hohem Ausschaltvermögen von 30 A sicherstellen, dass die Kontakte im Normalbetrieb oder in Situationen wie Leistungsschalterversagen oder defekten LS-Hilfskontakten nicht durchbrennen.

Messung und Aufzeichnung

Alle Ereignis-, Fehler- und Störungsaufzeichnungen sind mit einer Auflösung von 1 ms zeitgestempelt. Für eine genaue Zeitsynchronisation stehen IEEE 1588, NTP oder ein optionaler IRIG-B-Anschluss zur Verfügung.

Messungen im Stromnetz

Spannungs-, Strom- und Leistungsmesswerte werden als Momentanwerte oder über die Zeit integrierte Werte bereitgestellt. Diese können als Primär- oder Sekundärwerte angezeigt werden.

Fehleranalyse nach Fehler

Fehlerort

Ein Fehlerortungsalgorithmus liefert die Entfernung zum Fehler in Meilen, Kilometern, Ohm oder in Prozent der Leitungslänge. Der eingesetzte innovative Algorithmus toleriert die Last vor dem Fehler und den Störlichtbogenwiderstand.

Ereignisaufzeichnungen (Ereignisablauf – Sequence of Events, SOE)

Bis zu 5000 Ereignisdatensätze mit Zeitstempel können gespeichert werden.

Fehleraufzeichnungen

Es werden mindestens die letzten 100 Fehlerregistrierungen gespeichert.

Störungsaufzeichnungen

Der Störschreiber verfügt über 16 analoge Kanäle, 128 digitale Kanäle und 1 Zeitkanal, alle mit einer hohen Auflösung von 48 Abtastungen pro Periode. Mit einer Aufzeichnungsdauer von 250 Sekunden können typischerweise 250 Wellenformen von 1 Sekunde Dauer oder 100 von 2,5 Sekunden Dauer gespeichert werden.

Leistungsschalterzustandsüberwachung

- Überwacht die Anzahl der Auslösungen des Leistungsschalters
- Erfasst die unterbrochene Stromsumme (Verschleiß, Unterbrechungsbeanspruchung)
- $\Sigma I^2, 1.0 \leq x \leq 2.0$
- Überwacht die Betriebszeit des Leistungsschalters

Kommunikation mit entfernten Bedienern und Automatisierung von Unterstationen

Folgenden Protokolle sind verfügbar:

- Courier/K-Bus
- IEC 60870-5-103
- DNP 3.0 (EAI-485 seriell oder TCP/IP Ethernet)
- Stationsbus nach IEC 61850 Edition 2
- Prozessbus nach IEC 61850-9-2LE
- Präzisionszeitprotokoll nach IEEE 1588
- SNTP-Zeitsynchronisation
- IRIG-B-Zeitsynchronisation, moduliert oder demoduliert
- RSTP oder PRP und HSR gemäß IEC 62439-3
- SNMP v2c und v3
- USB-Kommunikation über den vorderen Anschluss

P54x-Geräte können mit einer optionalen redundanten Ethernet-Karte erweitert werden. Die Redundanz wird durch die schnellsten Wiederherstellungsprotokolle auf dem Markt verwaltet: IEC 62439-3 PRP und HSR ermöglichen stoßfreie Redundanz und RSTP, das Interoperabilität mit mehreren Anbietern bietet.

Um einen reibungslosen Übergang vom bestehenden Protokoll zu IEC 61850 zu ermöglichen, wurde das P54-Relais so konzipiert, dass es Courier, -103 oder DNP3 über den RS485-Anschluss und IEC 61850 über den bzw. die Ethernet-Port(s) bereitstellt. So können die Kunden ihre Investition zukunftssicher machen und sich auf zukünftige SCADA- bzw. DCS-Upgrades vorbereiten.

Zweiter serieller Anschluss an der Rückseite

Ein zusätzlicher zweiter Courier-Anschluss an der Rückseite kann als Option bestellt werden. Er ist in der Regel für den Zugang durch Schutztechniker bzw. Operatoren vorgesehen, wenn der Hauptanschluss für den SCADA-Verkehr reserviert ist. Dieser Anschluss bietet auch die Möglichkeit der -103- oder DNP 3-Kommunikation, wenn IEC 61850 als erstes Anschlussprotokoll gewählt wird.

Bestelloptionen

	P54	x	x	x	x	x	x	#	#	**	#	#	Beschreibungen
Bestellcode	P54												Basiseinheit
Stromdifferentialschutz mit Distanzschutz und AWE/Synchrocheck	3												Ein Leistungsschalter
	6												Eineinhalb- oder Zwei-Leistungsschalter-Anwendung
Nenn-Hilfsspannung	7												24 bis 54 V DC
	8												48 bis 125 V DC (40 bis 100 V AC)
	9												110 bis 250 V DC (100 bis 240 V AC)
STW- und SPW-Bemessungen	1												In = 1 A/5 A ; Un = 100 bis 120 V AC
	C												Abgetastete Analogwerte nach IEC 61850-9-2LE, Ethernet-Prozessbusmodell
Hardware-Optionen	1												Standard - 1 serieller RS485-Kommunikationsanschluss an der Rückseite bei allen Bestelloptionen (geeignet für Courier, -103, DNP3)
	2												Zusätzlich mit IRIG-B (moduliert)
	4												Zusätzlich mit IRIG-B (moduliert) und serieller Glasfaserkommunikation Zusätzlich mit IRIG-B (unmoduliert)
	C												Mit 2. Anschluss an der Rückseite für Courier-Protokoll
	E												Mit 2. Anschluss an der Rückseite für Courier-Protokoll und IRIG-B (moduliert)
	F												Redundantes Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover: 2 Multimode-Glasfaseranschlüsse und IRIG-B (moduliert/unmoduliert)
	R												Redundantes Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover: 2 RJ45-Kupferanschlüsse und IRIG-B (moduliert/unmoduliert)
	S												Redundantes Ethernet PRP/HSR/RSTP/Failover: 2 RJ45-Kupferanschlüsse und IRIG-B (moduliert/unmoduliert)
Ein- und Ausgangsoptionen	T												Einfache und redundante Ethernet-Ausfallsicherung: 1 RJ45-Kupferanschluss und 1 Multimode-Glasfaseranschluss und IRIG-B (moduliert/unmoduliert)
	A												8 Eingänge, 7 Ausgänge (40TE, 60TE)
	B												8 Eingänge, 8 Ausgänge (40TE, 60TE)
	C												8 Eingänge, 14 Ausgänge (60TE)
	E												12 Eingänge, 12 Ausgänge (60TE)
	G												16 Eingänge, 14 Ausgänge (60TE)
	H												16 Eingänge, 16 Ausgänge (60TE)
	J												16 Eingänge, 16 Ausgänge und 4 Hochleistungskontakte (HSHB) (60TE, 80TE)
	K												16 Eingänge, 21 Ausgänge (60TE, 80TE)
	L												16 Eingänge, 24 Ausgänge (60TE, 80TE)
	T												24 Eingänge, 16 Ausgänge und 8 Hochleistungskontakte (HSHB) (80TE)
	V												24 Eingänge, 32 Ausgänge (80TE)
Kanaloptionen für Leitungsdifferentialschutz	Y												28 Eingänge, 43 Ausgänge (Nur P543 – 80TE)
	2												32 Eingänge, 32 Ausgänge (Nur P543 – 80TE)
	4												40 Eingänge, 24 Ausgänge (Nur P543 – 80TE)
	A												K1=850 nm Multimode, K2=850 nm Multimode
	B												K1=1300 nm Single-Mode, K2=nicht vorhanden (nur 2-pole)
	C												K1=1300 nm Single-Mode, K2=1300 nm Single-Mode
	D												K1=1300 nm Multimode, K2=nicht vorhanden (nur 2-pole)
	E												K1=1300 nm Multimode, K2=1300 nm Multimode
Gehäusegröße und Montage	F												K1=1550 nm Single-Mode, K2=nicht vorhanden (nur 2-pole)
	G												K1=1550 nm Single-Mode, K2=1550 nm Single-Mode
	H												K1=850 nm Multimode, K2=1300 nm Single-Mode
	J												K1=850 nm Multimode, K2=1300 nm Multimode
	K												K1=850 nm Multimode, K2=1550 nm Single-Mode
	S												80TE-Gehäuse –Einbau/Schalttafelmontage, mit Beschichtung für raue Umgebungsbedingungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten
	T												80TE-Gehäuse – für Einbau in 19-Zoll-Rack mit Beschichtung für raue Umgebungsbedingungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten
Gerätefunktionen	U												40TE-Gehäuse –Einbau/Schalttafelmontage, mit Beschichtung für raue Umgebungsbedingungen, mit USB-Anschluss, ohne Funktionstasten
	V												60TE-Gehäuse – Einabus/Schalttafelmontage, mit Beschichtung für raue Umgebungsbedingungen, mit USB-Anschluss und 10 Funktionstasten
	A												Distanzschutz für Übertragungs- und Verteilungsleitungen, nur 3-polige Auslösung
Software Version	B												Subcycle-Distanzschutz für Übertragungsleitungen
	**												
Kundenspezifische Ergänzungen	0												Standardausführung
	A												Kundenspezifische Konfiguration/Optionen
Hardware Version													Q Hardware der 5. Generation, Farbgrafik-HMI mit Hochleistungsprozessoren

Verlängerung der Anlagenlebensdauer

Neben dem Neubau können die MiCOM-Relais der 5. Generation von GE auch für die Modernisierung von in die Jahre gekommenen Schutzsystemen verwendet werden. Da das P54 mit den Vorgängerrelais P541, P542, P543, P544, P545 und P546 von Alstom, AREVA und GE Pin-Pin-kompatibel ist, können diese in Minutenschnelle ausgetauscht werden. Dies ermöglicht ein unkompliziertes Upgrade und reduziert Zeit und Kosten für die Nachrüstung drastisch.

Das MiCOM P54 ist auch Pin-Pin-kompatibel mit den Vorgängermodellen P441, P442, P443, P444, P445 und P446, so dass eine Nachrüstung von Distanzschutzrelais mit Leitungsdifferentialschutz möglich ist oder das Ziel eines gemeinsamen Leitungsschutzstandards für alle Anwendungen erreicht werden kann.

Verantwortung für die Umwelt

Die Relais werden in einem bleifreien Lötverfahren mit bleifreien Komponenten hergestellt. Die Verlustleistung ist gering, um kleinere Stationsbatterien zu ermöglichen und das Treibhauspotenzial (GWP) während der Nutzungsdauer zu reduzieren.

Die MiCOM P40-Relais der Marke GE haben keine eingebaute Batterie, um die Luftfrachtlogistik zu vereinfachen und auf ein Wartungselement zu verzichten.

Cyber-Sicherheit

Die Ausgereiftheit der Schutzsysteme in Verbindung mit dem technischen Fortschritt führt dazu, dass Geräte und Unterstationen zunehmend vernetzt werden. Dies stellt ein potenzielles Sicherheitsrisiko dar und macht das Netz anfällig für Cyber-Angriffe. Um die Kommunikation in solchen Umgebungen zu sichern, bietet MiCOM Agile P54 NERC®-konforme Cyber-Sicherheit.

Die gesamte MiCOM-Sortiment von GE wird in nach ISO 27001 zertifizierten Fabriken hergestellt.

Eingebaute Qualität (QBi)

Die Belastungsanalyse von Bauteilen in der Forschung und Entwicklung, die strenge Auswahl von Zulieferern und ein Versandkarton, der den ISTA-Schutzanforderungen entspricht, sind Beispiele für bewährte Praktiken zur Maximierung der Zuverlässigkeit bei langer Lebensdauer. Sämtliche Leiterplatten sind standardmäßig mit einer Beschichtung für raue Umgebungsbedingungen versehen, damit sie Feuchtigkeit, Salz, aggressiven Atmosphären und Industrieumgebungen widerstehen können. Das Gehäuse des Relais ist vollständig gekapselt und weist keine Lüftungsöffnungen auf, durch die Staub eindringen könnte.

In der Leiterplattenproduktion werden In-Circuit-Tests, Boundary-Scanning, integrierte Selbsttests, automatische optische Inspektion und Röntgen-Scanning eingesetzt, um einen maximalen Testumfang zu erreichen.

Zusätzlich zu den standardmäßigen Anforderungen an die Betriebstemperaturen von -25 °C bis +55 °C gemäß IEC 60255-6 hat die P40-Reihe ihre Widerstandsfähigkeit bei extremen Temperaturen gemäß IEC 60068-2 unter Beweis gestellt. Diese anspruchsvollen Prüfungen wurden in jedem Fall bei -40°C und +85°C ununterbrochen über 96 Stunden bestanden.

Alle MiCOM-Modelle bieten Einschalt diagnose und kontinuierliche Selbstüberwachung für hohe Verfügbarkeit.

Gehäusedaten

GEHÄUSETYPEN	40 TE / 60 TE / 80 TE
Gewicht (40TE-Gehäuse)	7 kg - 8 kg*
Gewicht (60TE-Gehäuse)	9 kg - 12 kg*
Gewicht (80TE-Gehäuse)	13 kg - 16 kg*
Abmessungen (40TE-Gehäuse)	B: 206,0 mm H: 177,0 mm T: 243,1 mm
Abmessungen (60TE-Gehäuse)	B: 309,6 mm H: 177,0 mm T: 243,1 mm
Abmessungen (80TE-Gehäuse)	B: 413,2 mm H: 177,0 mm T: 243,1 mm
Befestigungen	Schaltschrank, Rack oder Nachrüstung

*(abhängig von den gewählten Optionen)



ERFOLGSBILANZ DER MICOM-REIHE VON GE

400 000	MiCOM P40-Relais aus GE-Fertigungsstätten ausgeliefert
45 000	Differentialschutzrelais P54x für Leitungen und Kabel ausgeliefert
75 000	Distanzschutzrelais P44x für Leitungen und Kabel ausgeliefert
160 000	Abzweigschutz und -steuergeräte und Leitungsschutzrelais ausgeliefert

GE

Worldwide Contact Center

Web: www.GEGridSolutions.com/contact

Email: contact.center@ge.com

Phone: +44 (0) 1785 250 070

GEGridSolutions.com

IEC ist eine eingetragene Marke der Commission Electrotechnique Internationale. IEEE ist eine eingetragene Marke des Institute of Electrical Electronics Engineers, Inc. Modbus ist ein eingetragenes Warenzeichen von Schneider Automation. NERC ist eine eingetragene Marke des North American Electric Reliability Council. NIST ist eine eingetragene Marke des National Institute of Standards and Technology.

GE und das GE-Monogramm sind Marken der General Electric Company.

GE behält sich das Recht vor, jederzeit und ohne Vorankündigung Änderungen an den technischen Daten der beschriebenen Produkte vorzunehmen, ohne dass eine Verpflichtung besteht, eine Person über solche Änderungen zu informieren.

Copyright 2022, General Electric Company. Alle Rechte vorbehalten.

GEA-33215-(DE)
German
221116

