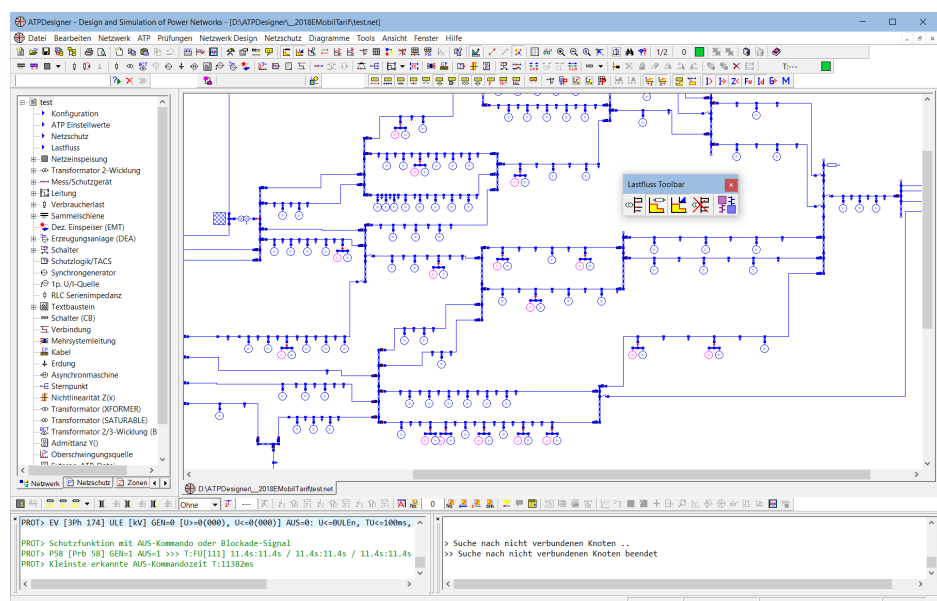








Einführung in ATPDesigner

Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

Anwendung der grafischen Benutzeroberfläche ATPDesigner und des Netzberechnungsprogramms ATP (Alternative Transients Program) zur Berechnung der stationären Zustände und dynamischen Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen



Inhalt Band 2.2

6	Einstellung der elektrischen Betriebsmittel.....	4
6.1	Mess/Schutzgerät 	4
6.1.1	Generische Netzschutzfunktionen.....	5
6.1.2	Erweiterte Funktionen für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge	5
6.1.3	Externe und interner Schalter für Schutzgeräte.....	5
6.1.4	Hauptmenü <i>Netzschutz</i>	6
6.1.5	Knotenamen und Stromflussrichtung des Messgerätes	8
6.1.6	Registerkarte <i>Allgemeine Daten</i> - Einstelldialog für ein Mess/Schutzgerät	9
6.1.7	Leistungsschalter für eine Schutzfunktion	16
6.1.8	Das Mess/Schutzgerät als physikalisches Messgerät	19
6.1.9	Schutzfunktionen und Schutzanalyse	26
6.1.10	Schutzgerät suchen: Liste der Schutzgeräte und Schutzfunktionen 	33
6.1.11	Schutzanalyse: Darstellung der Auslösekennlinie der Schutzfunktionen 	36
6.1.12	 Schutzanalyse: Ergebnisse der Netzschutzanalyse in einer Tabelle	58
6.1.13	Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen 	63
6.1.14	Schutzanalyse: Mehrere Auslösekennlinien in einem Diagramm.....	67
6.1.15	Schutzanalyse: Analyse und Bewertung des Anregesystems	74
6.1.16	Stationäre Netzberechnung: Liste der AUS-Kommandos.....	76
6.1.17	Schutzfunktionen: Farbmarkierungen im elektrischen Netz	76
6.1.18	Stationäre Netzberechnung : Ausführung der Schutzfunktionen.....	78
6.1.19	Stationäre Netzberechnung: Ergebnisse der Schutzanalyse	81
6.1.20	Stationäre Netzberechnung: Verfahren der Schutzanalyse	83
6.1.21	Dynamische Netzberechnung: <i>Betriebsart</i> des Messgerätes.....	84
6.1.22	Clarke-Transformation ($0\alpha\beta$ - oder $h\alpha\beta$ -Transformation).....	88
6.1.23	Park-Transformation - Berechnung von Komponenten im $0dq$ -System.....	88
6.1.24	UMZ: Überstromzeitschutz.....	90
6.1.25	U<>: 3-stufiger Über-/Unterspannungsschutz	109
6.1.26	DIST: Distanzschutz	112
6.1.27	DIST: Automatische Einstellung Distanzschutz.....	187
6.1.28	DIST: Berechnung des stationären Netzzustandes	209
6.1.29	DIST: Berechnung der dynamischen Netzvorgänge.....	210
6.1.30	SIGNAL: Signalvergleichsschutz.....	218
6.1.31	Leistungsschalter für Schutzfunktionen	232
6.1.32	Fuse: Sicherung	238
6.1.33	Udiff: Messen einer Differenzspannung 	252
6.1.34	DIFF: Differentialschutz	255
6.1.35	AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)	267
6.1.36	EWATT: <i>Erdschlusssortung</i> - Erdschlussrichtungserkennung.....	275

6.1.37	AWE: Automatische Wiedereinschaltung	286
6.1.38	Logikfunktionen für die Schutztechnik	290
6.1.39	Internes ATP basiertes Modell	307
6.1.40	QU: Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)	307
6.1.41	Betriebsart als Messgerät mit Schutzlogik - Netzzustandsbewertung	312
6.1.42	Netzschutz Design	312
6.1.43	CBLV: Leistungsschalter für Niederspannungsnetze	313

Mängelanzeige: Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner unverzüglich schriftlich mitzuteilen.

Änderungs- und Fehlerdokumentation: Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler in ATPDesigner werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter **Downloads** oder im **ATPDesigner OneDrive** bezogen werden.

6 Einstellung der elektrischen Betriebsmittel

6.1 Mess/Schutzgerät

Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** kann als Messgerät Spannungen, Ströme und Leistungen im natürlichem System (Leitergrößen L1, L2, L3 oder R, S, T) und im System der Symmetrischen Komponenten 012-System messen. Die Ergebnisse der **Berechnung stationärer Netzzustände** werden in Tooltips direkt in der Netzgrafik und **Berichten** [21] oder als Ergebnis der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** als Zeitverläufe in der **Diagrammdatei** ausgegeben, um diese als Diagramm darzustellen und mit z.B. der Frequenzanalyse weiter auszuwerten.

Darüber hinaus bietet das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** generische Modelle für **Netzschutzfunktionen** sowie zur Definition, Implementieren und Validieren von Netzschutzkonzepten.

In dem folgenden Kapitel werden die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Begriffe **vorgelagert** und **nachgelagert** sowie **überlagert** und **unterlagert** verwendet.

- Der Bezugspunkt der Begriffe im Stromnetz ist der Messort des **Mess/Schutzgerätes** (**Netzschutzeinrichtung**).
- **Nachgelagert** sind alle Betriebsmittel, die sich ausgehend von dem Bezugspunkt unter Annahme des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) in positiver Strommessrichtung befinden.
- **Unterlagert** sind alle Betriebsmittel, die **nachgelagert** sind und sich in einem Stromnetz mit verschiedener Nennspannung befinden.
- **Vorgelagert** sind alle Betriebsmittel, die sich ausgehend von dem Bezugspunkt unter Annahme des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) in negativer Strommessrichtung befinden.
- **Überlagert** sind alle Betriebsmittel, die **vorgelagert** sind und sich in einem Stromnetz mit verschiedener Nennspannung befinden.

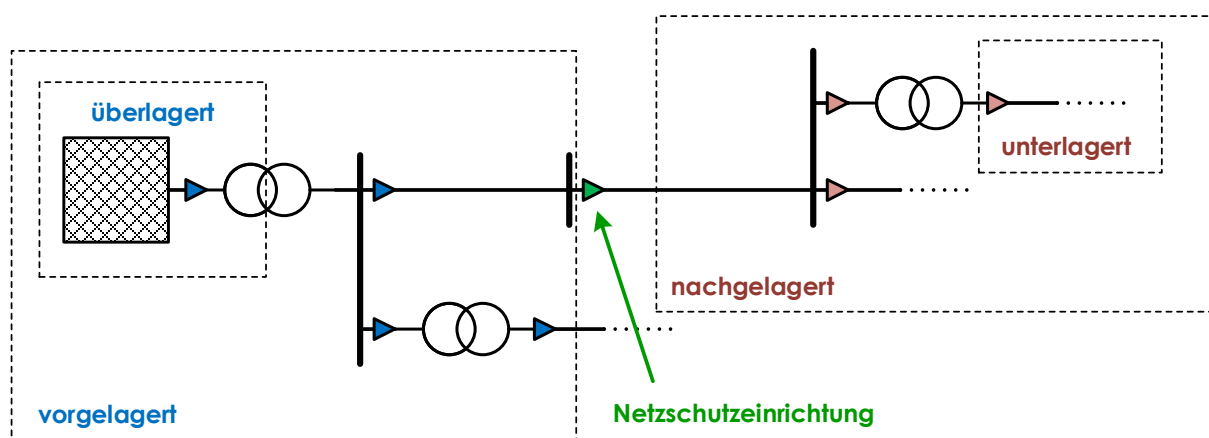


Abbildung 1: Begriffsdefinition – vorgelagert, nachgelagert, unterlagert, überlagert

6.1.1 Generische Netzschutzfunktionen


Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** stellt generische **Schutzfunktionen** zur Definition, Implementieren und Validieren von Netzschutzkonzepten zur Verfügung. Schutzfunktionen können sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** verwendet werden. Es ist dabei zu beachten, dass der Funktionsumfang der generischen Schutzfunktionen für die **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** nur eingeschränkt verfügbar ist.

6.1.2 Erweiterte Funktionen für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge

Die Berechnung des zeitabhängigen Betrages der Grundschiwingung von Spannungen, Strömen und Leistungen basiert auf dem Verfahren der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) und kann nur im Falle der **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** verwendet werden. Für die Ausführung von Schutzfunktionen werden verschiedene Algorithmen verwendet, die u.a. auf der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) basieren oder auch Integrationsalgorithmen verwenden.

Im Folgenden werden Spannungen und Ströme des RST- oder L123-Systems als das **natürliche oder physikalische System** bezeichnet. Darüber hinaus ist das Netzwerkelement in der Lage, die Spannungen und Ströme im **0αβ- oder αβ-System** mit Hilfe der **Clarke-Transformation**¹ und im 012-System der Symmetrischen Komponenten zu berechnen.

6.1.3 Externe und interner Schalter für Schutzgeräte

Das Netzwerkelement kann als **Schutzgerät** mit einem externen **Schalter** verbunden werden **Leistungsschalter für Schutzfunktionen**. Alternativ kann der **interne Schalter** verwendet werden. Der externe oder interne Schalter wird durch die **Schutzfunktion geöffnet oder geschlossen**. Die Verbindung zwischen dem **Mess/Schutzgerät** und einem externen Schalter kann mit einer grünen Verbindungslinie zwischen dem **Mess/Schutzgerät** und dem **Schalter** mit dem Toolbar-Button  sichtbar geschaltet werden.

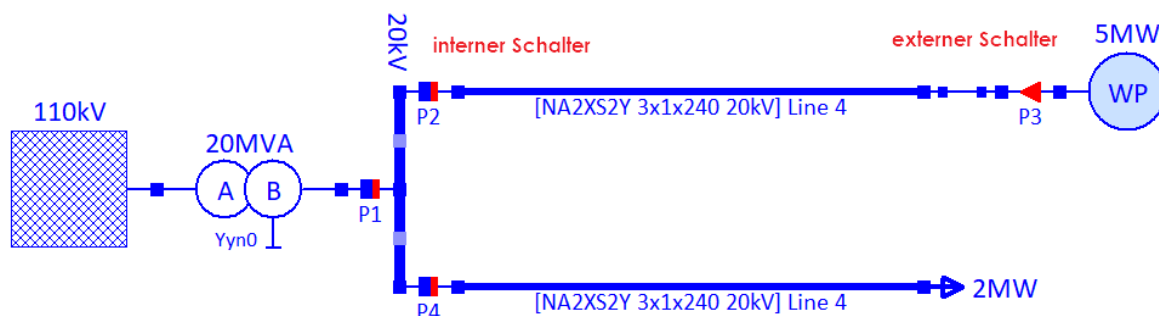


Abbildung 2: Mess/Schutzgeräte mit externen und internen Schaltern

¹ Die **Clarke-Transformation**, benannt nach Edith Clarke und auch als **α,β-Transformation** bezeichnet, dient dazu, dreiphasige Größen wie bei einer Drehstrommaschine mit den Achsen U,V,W in ein einfacheres zweiaxsiges Koordinatensystem mit den Achsen α,β zu überführen. Die Clarke-Transformation ist zusammen mit der d/q-Transformation eine der mathematischen Grundlagen zur Vektorregelung von Drehstrommaschinen und beschreibt eine von mehreren möglichen Raumzeigerdarstellungen.

6.1.4 Hauptmenü **Netzschutz**

Wegen der zentralen Bedeutung der Schutzfunktionen sowie der Schutzanalyse sind die schutzrelevanten Funktionen in dem Hauptmenü **Netzschutz** zusammengefasst.

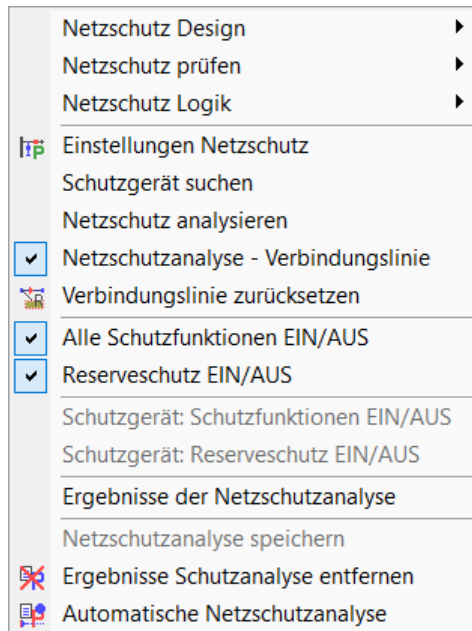


Abbildung 3: Hauptmenü **Netzschutz** – Schutzfunktionen und Schutzanalyse

- [Netzschutz Design](#)
- [Einstellungen Netzschutz](#)
In mehreren Registerkarten können Einstellwerte der **Netzschutz Analyse**, **Netzschutz** und **Kurzschluss** eingestellt werden.
- [Schutzgerät suchen: Liste der Schutzgeräte und Schutzfunktionen](#)
Die im Stromnetz vorhandenen Schutzgeräte werden sortiert nach den Schutzfunktionen in einem Dialog aufgelistet.
- [Netzschutz analysieren](#)
Die Auslösekennlinie einer Schutzfunktion kann mit Zusatzfunktionen in einem Diagramm dargestellt werden.
- **Netzschutzanalyse - Verbindungslinie**
Aktiviert oder deaktiviert die Verbindungslinie zwischen dem grafischen Symbol des Schutzgerätes und dem Textelement zur Ausgabe der Schutzanalyse – Ergebnisse in der Netzgrafik
- **Verbindungslinie zurücksetzen**
Setzt die Position der Textelemente zur Ausgabe der Schutzanalyse – Ergebnisse in der Netzgrafik auf die Grundposition unterhalb des zugehörigen Schutzgerätes zurück
- [Alle Schutzfunktionen EIN/AUS](#)
Die Ergebnisse der Schutzfunktionen aller Schutzgeräte werden nicht in der Netzgrafik ausgegeben.

- **Reserveschutz EIN/AUS**
Die Ergebnisse der Schutzfunktionen, für die kein AUS-Kommando ermittelt wurde, werden nicht in der Netzgrafik ausgegeben.
- **Schutzgerät: Schutzfunktionen EIN/AUS**
Wie **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS**, aber nur für die markierten Schutzgeräte
- **Schutzgerät: Reserveschutz EIN/AUS**
Wie **Reserveschutz EIN/AUS**, aber nur für die markierten Schutzgeräte
- **Ausgabe der Ergebnisse der Netzschutzanalyse**

Die nachfolgenden Menüpunkte werden für die Analyse von [Kaskadenabschaltungen](#) benötigt.

Menüpunkt	Bedeutung
Netzschutzanalyse speichern	Die Ergebnisse der Schutzanalyse werden intern gespeichert und stehen als Anfangsbedingung für den nächsten Schritt der Kaskadenanalyse zur Verfügung.
Netzschutzanalyse löschen	Die intern gespeicherten Ergebnisse der Schutzanalyse werden gelöscht. Diese Funktion muss vor dem Start einer neuen Kaskadenanalyse ausgeführt werden.
Automatische Netzschutzanalyse	Für einen definierten Fehlerort und eine definierte Fehlerart wird eine Kaskadenanalyse ausgeführt. Das Ergebnis der Kaskadenanalyse wird als Bericht mit der Kennung _PROTKASK im Projektverzeichnis gespeichert.

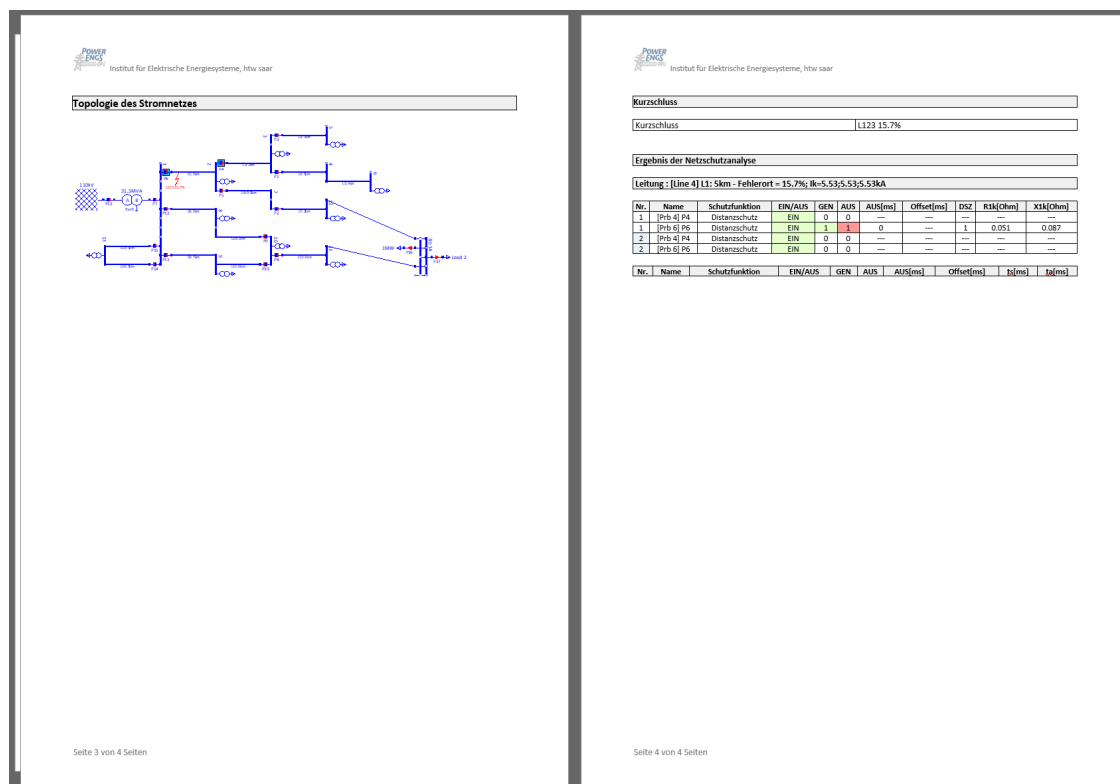


Abbildung 4: Ergebnisse der Automatischen Netzschutzanalyse im Bericht _PROTKASK

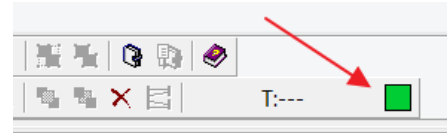
6.1.4.1 Alle Schutzgeräte EIN/AUS – Schutzfunktionen global ein- oder ausschalten

Die Schutzfunktionen aller **Mess/Schutzgeräte** können global ein- oder ausgeschaltet werden:

- mit dem Toolbar-Button  oder
- mit dem Menüeintrag **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS** im Hauptmenü **Netzschutz**

Der Status von **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS** wird durch eine LED in einer Toolbar angezeigt.

- **Grün** Alle Schutzfunktionen **EIN**
- **Rot** Alle Schutzfunktionen **AUS**



6.1.5 Knotennamen und Stromflussrichtung des Messgerätes

In der .ATP-Datei werden den Messgeräten automatisch Knotennamen (ABC)xxxxx zugewiesen, die sich allerdings vor jeder Netzberechnung auf Grund der automatischen Vergabe der Knotennamen durch ATPDesigner ändern können. Daher werden die Spannungen und Ströme, die durch ein **Mess/Schutzgerät** gemessen werden, mit speziellen Knotennamen in der Gruppe **TACS Knotenname** in die [Diagrammdatei \(.PL4-Datei\)](#) ausgegeben.

Signal	Bedeutung
(ABC)PVxxx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$
GPVxxx	Nullspannung $u_0(t)$
(ABC)PIxxx	Name der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$
GPIxxx	Name des Summenstromes $i_E(t)$
ABVxxx	Name der Leiter-Leiter-Spannung $u_{12}(t)$
BCVxxx	Name der Leiter-Leiter-Spannung $u_{23}(t)$
CAVxxx	Name der Leiter-Leiter-Spannung $u_{31}(t)$

$$u_0(t) = \frac{u_{L1}(t) + u_{L2}(t) + u_{L3}(t)}{3}$$

$$i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$$

Die Kennung **xxx** steht für die 3-stellige Nummer des Messgerätes, die in dem Editierfeld des Einstelldialogs angezeigt wird. Die in der obigen Tabelle oben dargestellten Knotennamen sind insbesondere für die **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** und die Anzeige der Signale in einem **Diagramm** von Bedeutung.

6.1.6 Registerkarte Allgemeine Daten - Einstelldialog für ein Mess/Schutzgerät

Der Einstelldialog für ein **Mess/Schutzgerät** ist nachfolgend dargestellt.

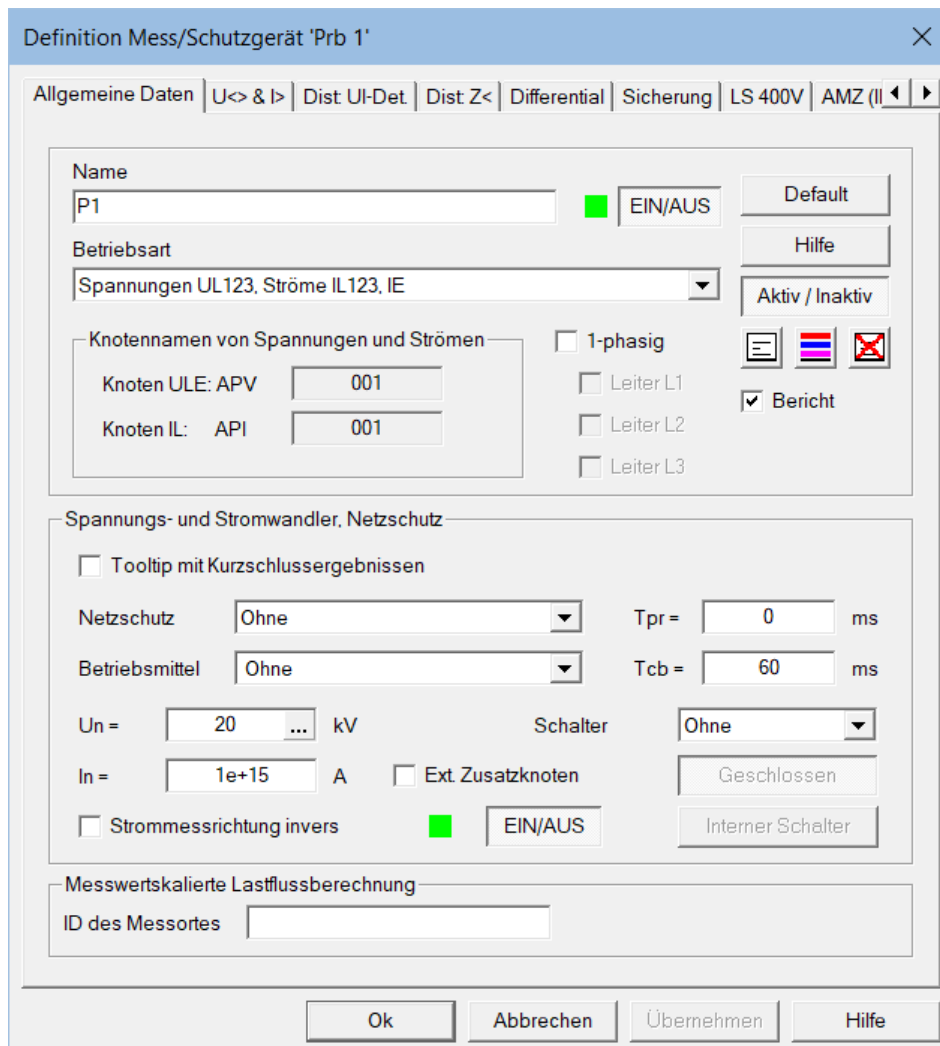


Abbildung 5: Einstelldialog Mess/Schutzgerät, Registerkarte Allgemeine Daten

Die Gruppe **Messwertskalierte Lastflussberechnung** wird für die gleichnamige Methode zur Lastflussberechnung mit Messwerten benötigt. Näheres dazu kann in dem entsprechenden Kapitel in Band 3 [Bd. 3] nachgelesen werden.

Registerkarte	Schutzfunktion
U<> & I>	UMZ: Gerichteter und ungerichteter Überstromzeitschutz
Dist: UI-Det. Dist: Z<	DIST: Distanzschutz
Differential	Differential – Differentialschutz
Sicherung	Sicherungen
LS 400V	Leistungsschalter für Niederspannungsnetze
AMZ (IDMT)	AMZ Schutz
Signal	Signalvergleichschutz
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
Z< Det.	Unterimpedanzanregung
Erdschluss	Erdschlussrichtungserkennung

QU	Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Parkregler (DEA)	siehe Kapitel Parkregler (RPI) - Parkregler für einen dezentralen Einspeiser (EMT) [Bd. 2]
Parkregler (RPI)	siehe Kapitel Parkregler (DEA) – Parkregler für Erzeugungsanlagen (DEA) [Bd. 2]

Tabelle 1: Liste der Registerkarten

Einstellwert	Bedeutung
Name: EIN/AUS	Der anwenderspezifische Name kann hinsichtlich der Darstellung in der Netzgrafik ein- und ausgeschaltet werden.
Geschlossen	Wird der interne Schalter SwtIntern des Schutzgerätes verwendet, so wird die Taste Geschlossen aktiviert. Mit der Taste kann der interne Schalter stationär geöffnet und geschlossen werden. Unabhängig davon kann der interne Schalter auch durch die Schutzfunktion als Ergebnis einer Netzberechnung geöffnet und geschlossen werden.
Interner Schalter	Falls der interne Schalter aktiviert ist, können typische Kennwerte des internen Schalters für Lastfluss und Kurzschluss für die Berechnung stationärer Netzzustände definiert werden.
Name	Anwenderspezifischer Name
1-phasig	Auswahl für ein leiterselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Leiter L1, L2, L3	Modell für Leiter L1, L2, L3 aktivieren / deaktivieren
ID des Messortes	Der Einstellwert wird zur eindeutigen Identifikation des Messortes benötigt, um bei Ausführung einer Messwertskalierten Lastflussberechnung [Bd. 3] die Messwerte mit dem Messort zu verbinden.

6.1.6.1 Schutzfunktionen Netzschutz

Mit der Option können dem Schutzgerät [Schutzfunktionen](#) zugeordnet werden, die bei der Berechnung des stationären Netzzustandes und/oder der dynamischen Netzvorgänge ausgeführt werden. Die Haupt- und Zusatzschutzfunktionen sind:

	Bedeutung
UMZ	Unabhängiger Überstromzeitschutz mit und ohne Kurzschlussrichtung
DIST	Distanzschutz
DIFF	Differentialschutz
FUSE	Sicherungen bzw. kennlinienbasierte Schutzelemente
U<>	Unter-/Überspannungsschutz
AMZ	Abhängiger Überstromzeitschutz (IDMT)
Signal	Signalvergleichschutz
Z< Def.	Unterimpedanzanregung
Erdschluss	Erdschlussdetektions- und Erdschlussortungsverfahren
QU	Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
LS400V	Leistungsschalter für Niederspannungsnetze
AWE	Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

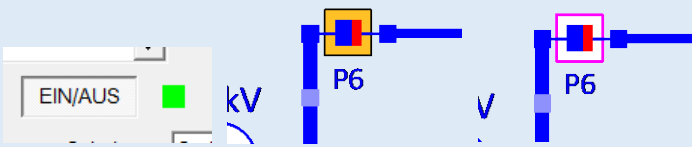
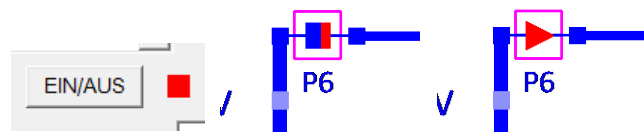
6.1.6.1.1 Schutzfunktionen und das zu schützende Betriebsmittel

Der Schutzfunktion kann ein zu schützendes Betriebsmittel z.B. eine [Leitung](#) oder ein [2-Wicklungs-Transformer](#) und ein [Schalter](#) automatisch zugewiesen werden.

- ⇒ Die Zuordnung eines Betriebsmittels ist bei Anwendung des Differentialschutzes für Transformatoren zwingend erforderlich. Nur durch die Zuordnung des Transformators die Schaltgruppe des Transformators (Phasendrehung der Spannungen und Ströme beschrieben durch die Kennzahl k in Vielfachen von 30°) bei der Berechnung der Differenz- und Haltströme berücksichtigt werden.

6.1.6.2 Schutzfunktionen EIN/AUS

Mit Hilfe des Schalters können die Schutzfunktionen aktiviert bzw. deaktiviert werden. Sind die Schutzfunktionen deaktiviert, erfolgt eine entsprechende Meldungsabgabe im [Meldungsfenster](#).

Bezeichner	Bedeutung
Schutzfunktionen EIN	Alle Schutzfunktionen sind aktiviert, die Einstellwerte der einzelnen Schutzfunktionen werden ausgewertet. 
Schutzfunktionen AUS	Alle Schutzfunktionen sind deaktiviert. 

Die Schutzfunktionen können alternativ auch in der [Schutzanalysetabelle](#) ein- und ausgeschaltet werden.

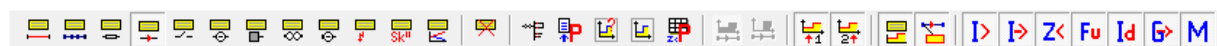





Abbildung 6: Toolbar-Buttons für Schutzfunktionen und Tooltips

Toolbar	Bedeutung
	Berechnung eines stationären Netzzustandes
	Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen
	Schutzanalyse: Ausgabe der Ergebnisse der Schutzgeräte



Netzschutz: für ausgewählte Schutzgeräte EIN/AUS: Die Schutzfunktionen eines markierten Schutzgerätes können mit dem Toolbar-Schalter ein- oder ausgeschaltet

werden. Im ausgeschalteten Zustand werden keine Meldungen ausgegeben. Im Meldungsfenster wird das Schutzgerät mit **Schutzfunktion AUS** ausgegeben. Der Toolbar-Schalter wird nur dann aktiviert, wenn ein Schutzgerät markiert ist. Die [Anzeige des Schaltzustandes](#) erfolgt mit Hilfe einer LED in einer Toolbar.

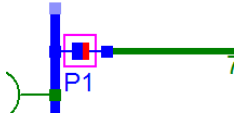







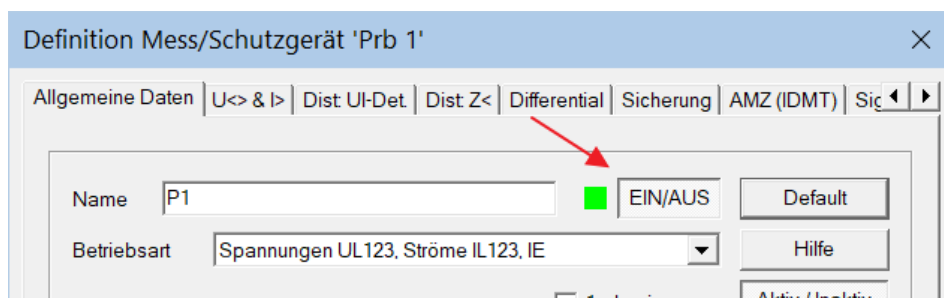
Abbildung 7: Grafische Markierung eines Schutzgerätes mit ausgeschalteter Schutzfunktion

Toolbar Netzschutz	Bedeutung
	Netzschutz: Reserveschutz EIN/AUS: Falls die Schutzfunktion ausgeführt wird, werden die Meldungen bzgl. der Reserveschutzfunktion nicht in der Netzgrafik ausgegeben. Die Ausgabe in das Meldungsfenster erfolgt, auch wenn dieser Einstellwert auf AUS gestellt wurde.
	Netzschutz: Alle Schutzfunktionen EIN/AUS: Die Schutzfunktionen jedes Schutzgerätes können ein- oder ausgeschaltet werden. Im ausgeschalteten Zustand werden keine Meldungen ausgegeben.
	Netzschutz: Reserveschutz EIN/AUS: Falls Schutzfunktionen eines Mess/Schutzgerätes ausgeführt werden, werden die Ergebnisse des Reserveschutzes für den Einstellwert AUS nicht in der Netzgrafik ausgegeben. Die Ausgabe in das Meldungsfenster erfolgt, auch wenn dieser Einstellwert auf AUS gestellt wurde.
	Netzschutz: Schutzgerät suchen Es wird ein Dialog geöffnet, mit dessen Hilfe ein Schutzgerät mit Schutzfunktion im Netz gesucht werden kann. Darüber hinaus sind die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse angegeben.
	Auslösekennlinie der Schutzfunktionen Es wird ein Dialog geöffnet, in dem die Auslösekennlinie einer Schutzfunktion grafisch mit Zusatzinformationen dargestellt wird.

6.1.6.3 Anzeige eines anwenderspezifischen Namens in der Netzgrafik

Der Anwender kann für ein **Mess/Schutzgerät** einen anwenderspezifischen Namen im Eingabefeld **Name** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingeben. Um den anwenderspezifischen Namen in der Netzgrafik anzuzeigen muss

1. die Anzeige des anwenderspezifischen Namens mit dem Schalter EIN/AUS eingeschaltet sein **und**



2. eine Schutzfunktion in der Auswahlliste **Netzschutz** ausgewählt sein.

Es muss hier beachtet werden, dass im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** in der Registerkarte **Netzwerk** in der Gruppe **Anzeige der Namen von ..** Namen und Bezeichner der Netzwerkelemente zusätzlich global, d.h. für das ganze Stromnetz aus- und eingeschaltet werden können.

6.1.6.4 Darstellung der Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse in einem Tooltip

Die Ergebnisse der Schutzanalyse werden durch einen Ausgabebetext im elektrischen Netz angezeigt. Wird der Mauszeiger über ein **Mess/Schutzgerät** mit aktivierter Schutzfunktion positioniert, so wird das Ergebnis der Schutzanalyse in einem Tooltip angezeigt. Mit dem Toolbar-Button kann die Anzeige der Tooltips für Schutzfunktionen ein- oder ausgeschaltet werden.

- Referenzname und anwenderspezifischer Name
- Schutzfunktion und Ergebnis der Schutzanalyse
- Referenzname des zu schützenden Netzwerkelementes
- Für den Distanzschutz: Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k im Mitsystem der ausgewählten Impedanzmessschleifen

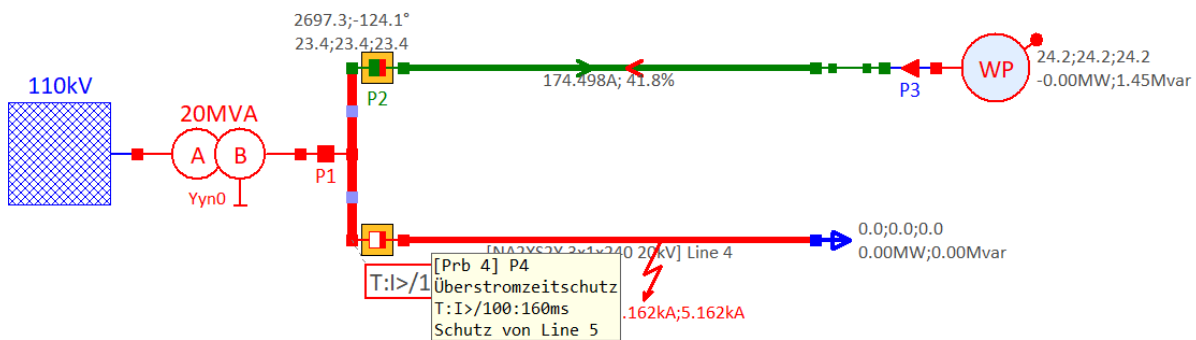



Abbildung 8: Ergebnisse der Schutzanalyse in einem Tooltip

Der Toolbar-Button  aktiviert oder deaktiviert die Verbindungslinie zwischen dem **Mess/Schutzgerät** und dem Textelement zur Ausgabe der Ergebnisse der Schutzanalyse in der Netzgrafik. Im Hauptmenü **Netzwerk Design** kann wie nachfolgend dargestellt mit dem Menüpunkt **Mess/Schutzgerät einstellen** oder im Hauptmenü **Netzschutz** ebenfalls die Schutzfunktion ein- oder ausgeschaltet werden.

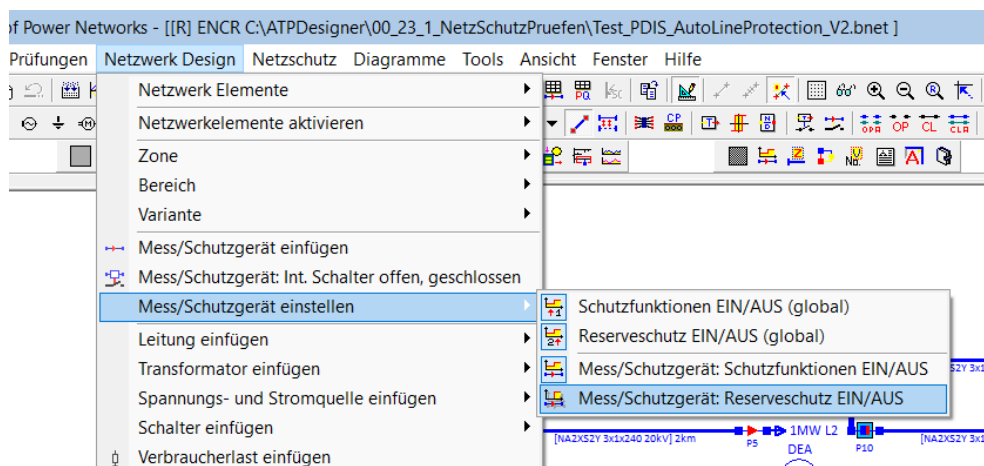


Abbildung 9: Hauptmenü Netzwerk Design – Menüpunkte für Schutzfunktionen

Die nachfolgende Abbildung zeigt ein 110kV-Referenznetz mit einem 3pE-Kurzschluss an einer Leitung und den Reaktionen der Netzschutzgeräte.

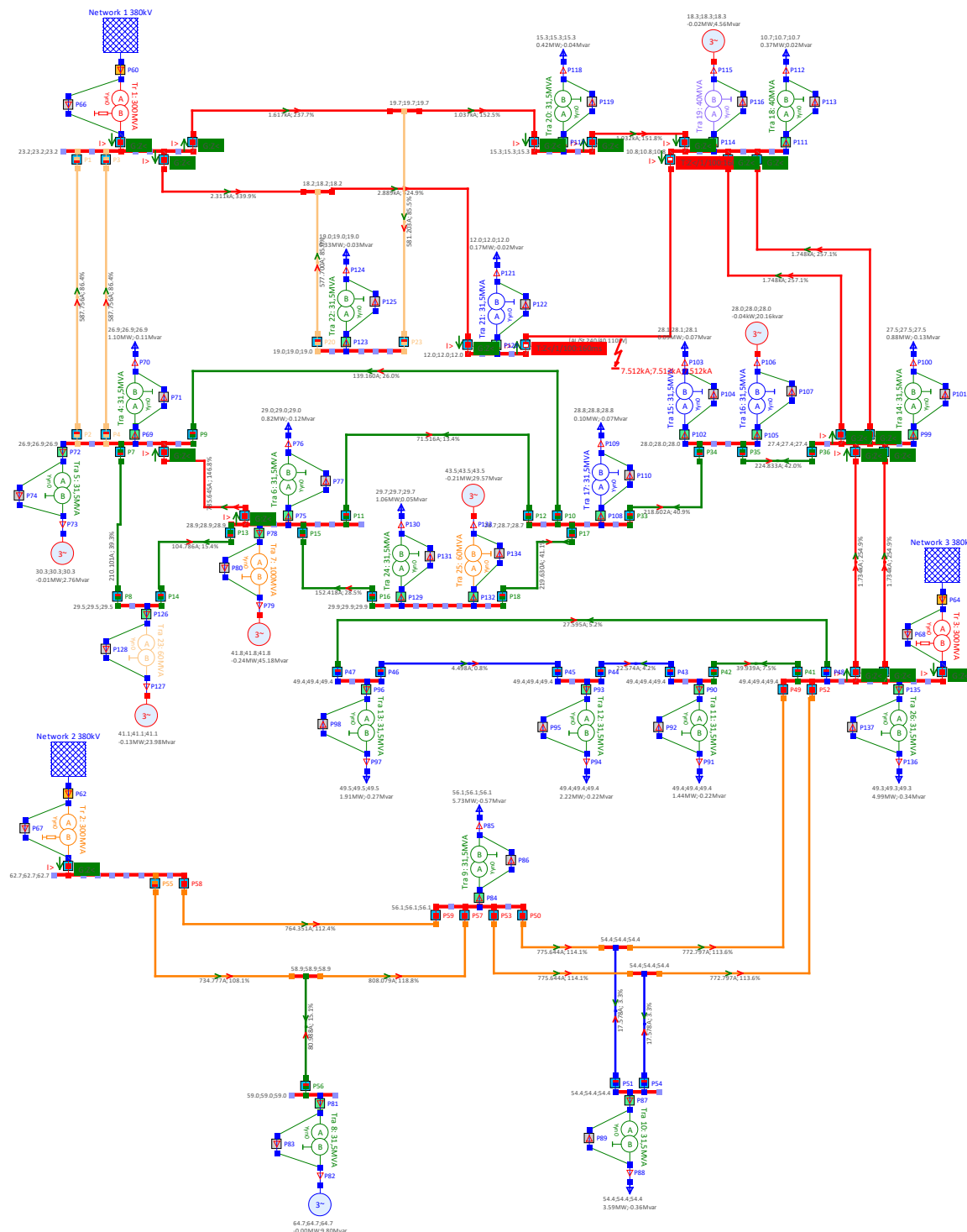


Abbildung 10: Berechnung des stationären Netzzustandes mit Schutzfunktionen und Schaltern

Nach der Berechnung eines stationären Netzzustandes werde, wie in obiger Abbildung gezeigt in der Netzgrafik angezeigt: **rot (T:...)** die in der ermittelten Schnellzeit auslösenden Schutzgeräte, **grün (G:...)** die Schutzgeräte mit Generalanregung im Sinne der Reserveschutzgeräte.

6.1.6.4.1 Farbmarkierung der Mess/Schutzgeräte mit Schutzfunktionen

Die in der Netzgrafik dargestellten Farbmarkierungen für die eingestellten Schutzfunktionen der Schutzgeräte können mit Hilfe der Toolbar **I> I> Z< F_u I_d G> M C_b** einzeln ein- oder ausgeschaltet werden.

6.1.6.5 Primäre Nennwerte der Strom- und Spannungswandler U_n , I_n

Primärer Nennstrom I_n und primäre Nennspannung U_n werden für die Anzeige von Strömen und Spannungen in **Vielfachen der Nenngrößen**, d.h. in **p.u.** aber auch für die interne Berechnung der Schutzfunktionen verwendet.

Einstellwert	Bedeutung	
Un	Nennspannung U_n am Messort in kV	$U_n = 1$ p.u.
In	Nennstrom I_n am Messort in A	$I_n = 1$ p.u.

6.1.6.6 Sekundäre Impedanzen für die Distanzzonen des Distanzschutzes

Wird die Schutzfunktion **Distanzschutz** verwendet, so können die von der Schutzfunktion verwendeten Impedanzen der Distanzzonen als primäre oder sekundäre Impedanzen eingestellt werden. Sollen für die Distanzzonen sekundäre Impedanzen verwendet werden, so müssen in der Registerkarte **Dist: Z<** die primären und sekundären Nennwerte der **Spannungs- und Stromwandler** entsprechend eingestellt werden. Es wird empfohlen, die primären Nennwerte in den Registerkarten **Allgemeine Daten** und **Dist: Z<** identisch einzustellen.

6.1.6.7 Einstellwerte des internen Schalters für Lastfluss und Kurzschluss

Die Einstellwerte können dazu verwendet werden, typische Kennwerte eines Schalters für den Normalbetrieb und den Kurzschlussbetrieb zu definieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog.

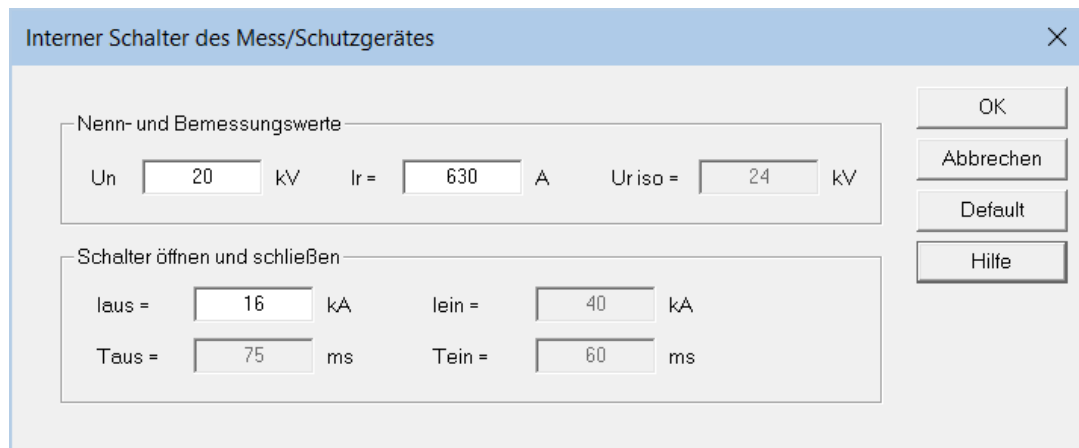


Abbildung 11: Einstellwerte des internen Schalters für Lastfluss und Kurzschluss

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung
Ir	Bemessungsstrom

Ur iso	Maximal zulässige Isolationsspannung
laus	Maximal zulässiger Ausschaltstrom im Kurzschlussfall
Taus	Typische Ausschaltzeit
Iein	Maximal zulässiger Einschaltstrom im Kurzschlussfall
Tein	Typische Einschaltzeit

Die Einstellwerte werden in der Netzzustandsanalyse zur **Überwachung des Netzzustandes** verwendet und im **Meldungsfenster** ausgegeben. In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhafte Ergebnisse für ein **Mess/Schutzgerät** und einen **Schalter** dargestellt.

Anwendungsfall	Anzeigewerte
Normalbetrieb	Betrag der Leiterströme in A und in %I _r
Kurzschlussbetrieb	Betrag der Leiterströme in A und in %I _{aus}

```
x> Überwachung P(Q)-Kennlinie: Erzeugungsanlage (DEA)
>> Alle P(Q)-Kennlinien sind deaktiviert

> Leiterstromüberwachung: Mess/Schutzgerät
>> [Prb 4] Iaus=16.00kA; IL1=3819.27A=23.87%; IL2=3819.27A=23.87%; IL3=3819.27A=23.87%: P4

> Leiterstromüberwachung: Schalter
>> [Swt 1] Iaus=16.00kA; IL1=3819.27A=23.87%; IL2=3819.27A=23.87%; IL3=3819.27A=23.87%: S1

> Kurzschluss Ik(L123 11.8%)=3.819kA;3.819kA;3.819kA; Te=20.0°; Sk/max/min=Sk
```

Abbildung 12: Ausgabe der Ergebnisse der Netzzustandsanalyse im Meldungsfenster

6.1.7 Leistungsschalter für eine Schutzfunktion

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Schalter** kann jedem **Mess/Schutzgerät** ein Leistungsschalter zugeordnet werden, der im Falle eines AUS-Kommandos geöffnet wird, aber auch durch die **Automatische Wiedereinschaltung (AWE)** geschlossen werden kann. ATPDesigner bietet die Möglichkeit, einen externen Schalter oder den internen Schalter des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** zu verwenden.

6.1.7.1 Schutzgerät mit externem Schalter

Soll ein externer Schalter verwendet werden, so kann ein **Schalter** wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** verbunden werden.

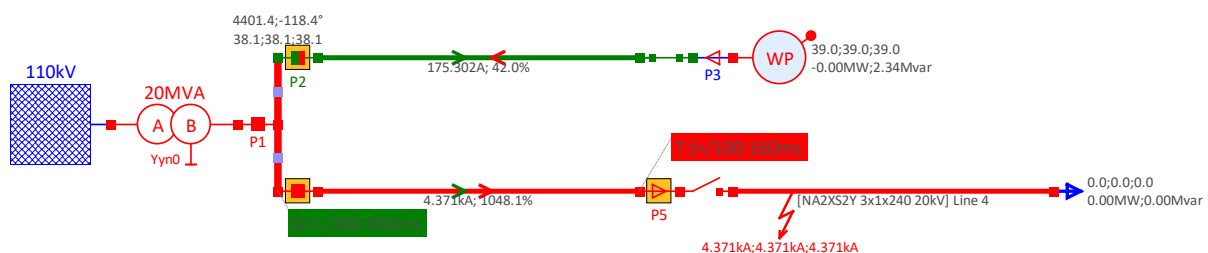



Abbildung 13: Öffnen des Leistungsschalters nach einem AUS-Kommando

- Der **Schalter** kann mit dem Toolbar-Button  oder mit dem Hauptmenü **Netzwerk Design**, Menüpunkt **Schalter einfügen** oder per **Drag&Drop** hinzugefügt werden.
- Die Verbindung zwischen dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** und dem **Schalter** wird mit der **Combine-Funktion** hergestellt.
- Alternativ kann mit dem Button **Betriebsmittel** des Dialogs **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** der **Schalter** automatisch dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** zugewiesen werden.
- Der externe Schalter kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

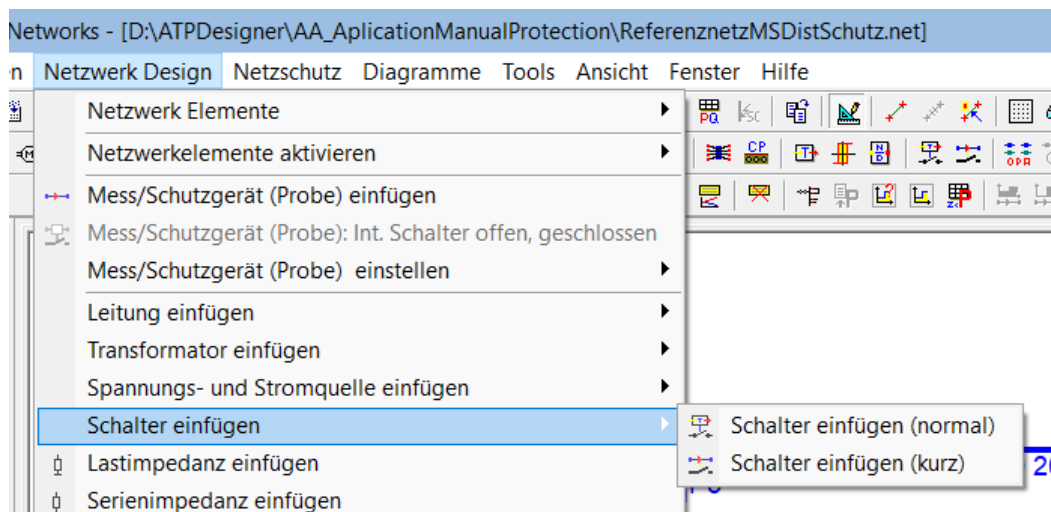


Abbildung 14: Hauptmenü Netzwerk Design, Menüpunkt Schalter einfügen

6.1.7.1.1 Schalter einfügen: Symbol für normale oder kurze Länge

Der **Schalter** kann wahlweise mit dem normal großen Symbol oder mit einem kürzeren Grafiksymboll eingefügt werden. Das kürzere Symbol ist speziell dafür geeignet, zwischen die benachbarten Abgänge einer **Doppelsammelschiene** als Sammelschienenkuppelungsschalter verwendet zu werden.

6.1.7.2 Schutzgerät mit internem Schalter SwtIntern

Der interne Schalter eines Schutzgerätes kann mit dem Einstellwert **SwtIntern** aktiviert werden. Durch diese Konfiguration wird das Symbol des Schutzgerätes verändert. Der Zustand des internen Schalters wird in dem Symbol dargestellt.

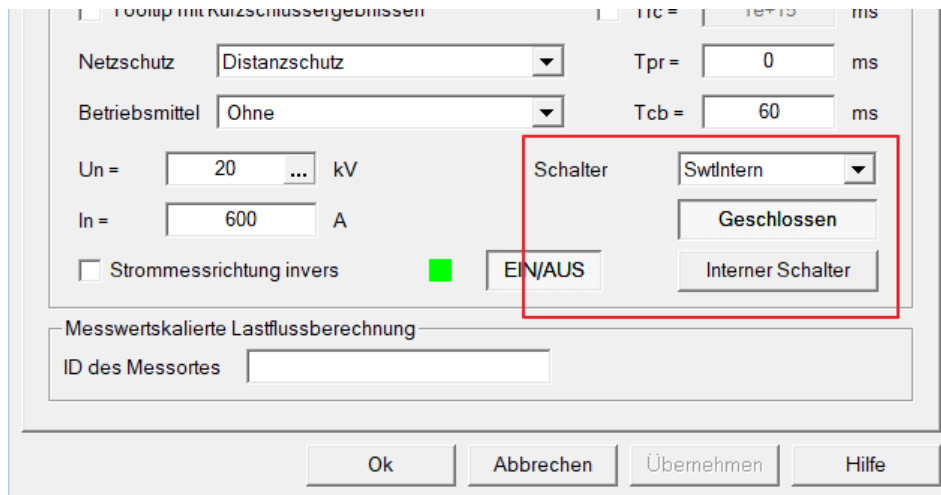


Abbildung 15: Schalter eines Schutzgerätes als interner Schalter SwtIntern

Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt wird das Symbol eines Schutzgerätes mit aktivem internen Schalter **SwtIntern** und dem Schaltzustand **Geschlossen** verändert.

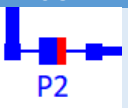
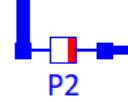

Symbol	Bedeutung
	Schalter geschlossen Schutzgerät mit geschlossenem internen Schalter SwtIntern
	Schalter offen Schutzgerät mit offenem internem Schalter SwtIntern

Abbildung 16: Verändertes grafisches Bild des Schutzgerätes mit internem Schalter

Der **rote Balken** zeigt die Messrichtung des Schutzgerätes an und entspricht der sonst verwendeten **roten Pfeilspitze**. Der **interne Schalter** kann für die **Berechnung stationärer Netzzustände** wie ein externer [Schalter](#) verwendet werden.

Im Falle der **Berechnung dynamischer Netzzorgänge** kann der interne Schalter ebenfalls verwendet werden, allerdings mit einer Einschränkung. Das grafische Abbild wird durch die zugeordnete Schutzfunktion als geöffnet dargestellt, es wird aber keine elektrische Trennstelle wie durch einen externen [Schalter](#) hergestellt.

6.1.7.2.1 Schutzgerät mit internem Schalter - Taste **Geschlossen**

Der interne Schalter des Schutzgerätes kann mit der Taste **Geschlossen** stationär geöffnet und geschlossen werden. Alternativ kann auch der Toolbar-Button  in der oberen Toolbar verwendet werden.

6.1.7.2.2 Öffnen und Schließen des internen Schalters mit **Right Mouse Button Click**

Der interne Schalter kann mit einem einfachen **Right Mouse Button Click** geöffnet oder geschlossen werden, wenn der Mauscursor „über“ dem Symbol des internen Schalters positioniert wird. Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** darf dazu nicht markiert sein.

6.1.8 Das Mess/Schutzgerät als physikalisches Messgerät

Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** kann zusätzlich zu seiner schutztechnischen Funktion zur Messung und Berechnung von Spannungen, Strömen, Leistungen, etc. sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge** verwendet werden.

6.1.8.1 Stationäre Netzberechnung: Messung von \underline{U} , \underline{I} , \underline{S} , P , Q , etc.

Die Messung und Anzeige der Ergebnisse werden im Kapitel **Berechnung stationärer Netzzustände** erläutert.

6.1.8.2 Dynamische Netzberechnung: Messung von $u(t)$, $i(t)$, etc.

Mit Hilfe des Netzwerkelementes können Spannungen, Ströme und Leistungen gemessen werden. Die Darstellung der berechneten Signale in einem Diagramm wird im Kapitel **Berechnung dynamischer Netzzustände** erläutert. In den nachfolgenden beiden Tabellen sind die Namen der Signale angegeben, die direkt von dem ATP als zeitlich veränderliche Größen berechnet und in die Diagrammdatei (**.PL4-Datei**) ausgegeben werden. In der Signalliste wird das Präfix **TACS** vorangestellt. Das Präfix **TACS** (**T**ransient **A**nalysis of **C**ontrol **S**ystems) kennzeichnet, dass die in der Diagrammdatei enthaltenen Signale mit Hilfe von **TACS**-Elementen generiert wurden. Es können aus Spannungen und Strömen z.B. Summenstrom und Verlagerungsspannung berechnet werden.

Signal	Bedeutung
APVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ [V]
BPVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ [V]
CPVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ [V]
APIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L1}(t)$ [A]
BPIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L2}(t)$ [A]
CPIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L3}(t)$ [A]

Tabelle 2: Liste der in einem Diagramm darstellbaren Zeitsignale

Die Struktur der Signalnamen ist durch das ATP weitgehend festgelegt. Die Signalnamen bestehen aus maximal 6 Zeichen (Buchstaben A...Z und Ziffern 0...9). Um eine einfache Identifikation der Signalbedeutung zu ermöglichen, gelten die nachfolgend erläuterten ATPDesigner spezifische Regeln.

- Der erste Buchstabe kennzeichnet die Leiter **A** = L1, **B** = L2 und **C** = L3.
- Der zweite Buchstabe kennzeichnet **P** = primäre Signale oder **S** = sekundäre Signale.
- Der dritte Buchstabe kennzeichnet die Art des physikalischen Signals **V** = Spannung oder **I** = Strom.
- Die drei letzten Stellen **xxx** kennzeichnen die Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**. Es werden führende Nullen vorangestellt.

Die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Signale werden mit Hilfe der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) über eine Grundschwingungsperiode $T = 1/f_n$ aus den in Tabelle 2 enthaltenen Signalen berechnet. Es muss darauf geachtet werden, dass die

Nennspannung U_n zur Berechnung der p.u.-Größen korrekt eingestellt ist. In der Signalliste ist das Präfix **MODELS** vorangestellt.

Signal	Bedeutung
S_xxx	Scheinleistung [MVA]
P_xxx	Wirkleistung [MW]
Q_xxx	Blindleistung [Mvar]
CPxxx	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$
VAGxxx	Grundswingungsbetrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L1E} [p.u.]
VBGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L2E} [p.u.]
VCGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L3E} [p.u.]
VABxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L12} [p.u.]
VBCxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L2L3} [p.u.]
VCAxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L3L1} [p.u.]
IAxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L1} [A]
IBxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L2} [A]
ICxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L3} [A]

Tabelle 3: Liste der DFT-basierten Signale

Die Norm **DIN EN 61400-21** [10] definiert u.a. Verfahren, um Effektivwerte von Spannungen und Strömen in Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem zu berechnen. Die nachfolgenden Signale werden zusätzlich zu den bisherigen Signalen nach **DIN EN 61400-21** [10] für das Mitsystem (**P** = positive-sequence system) berechnet.

Signal	Bedeutung
PV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Mitkomponente der Grundschiwingung [V]
PI1xxx	Effektivwert des Mitsystemstroms der Grundschiwingung [A]
PIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Mitkomponente der Grundschiwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung
PIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Mitkomponente der Grundschiwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
PP1xxx	Wirkleistung der Mitkomponente der Grundschiwingung [W]
PQ1xxx	Blindleistung der Mitkomponente der Grundschiwingung [var]
PC1xxx	Verschiebungsfaktor der Mitkomponente der Grundschiwingung $\cos \varphi_1$

Tabelle 4: Liste der nach DIN EN 61400-21 berechneten Signale im Mitsystem

In Anlehnung an die Berechnung nach **DIN EN 61400-21** [10], werden weiterhin folgende Signale für das Gegensystem (**N** = negative-sequence system) und das Nullsystem (**Z** = zero-sequence system) berechnet.

Signal	Bedeutung
NV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Gegenkomponente der Grundschiwingung [V]

NI1xxx	Effektivwert des Gegensystemstroms der Grundschiwingung [A]
NIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Gegenkomponente der Grundschiwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung
NIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Gegenkomponente der Grundschiwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
NP1xxx	Wirkleistung der Gegenkomponente der Grundschiwingung [W]
NQ1xxx	Blindleistung der Gegenkomponente der Grundschiwingung [var]
NC1xxx	Verschiebungsfaktor der Gegenkomponente der Grundschiwingung $\cos \varphi_2$
ZV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Nullkomponente der Grundschiwingung [V]
ZI1xxx	Effektivwert des Nullsystemstroms der Grundschiwingung [A]
ZIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Nullkomponente der Grundschiwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung
ZIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Nullkomponente der Grundschiwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
ZP1xxx	Wirkleistung der Nullkomponente der Grundschiwingung [W]
ZQ1xxx	Blindleistung der Nullkomponente der Grundschiwingung [var]
ZC1xxx	Verschiebungsfaktor der Nullkomponente der Grundschiwingung $\cos \varphi_0$

Tabelle 5: Liste der analog zu DIN EN 61400-21 berechneten Signale in Gegen- und Nullsystem

Die Berechnung der Komponenten im 012-System (Mit-, Gegen und Nullsystem) erfolgt aus der Grundschiwingung (50-Hz-Komponente) des Drehstromsystems mittels der **Dis-kreten Fourier Transformation (DFT)** und unter Berücksichtigung der Fourier-Koeffizienten. Exemplarisch werden die folgenden Gleichungen am Beispiel des Leiters L1 aufgezeigt, diese gelten unter Anpassung der Indizes auch für die Leiter L2 und L3.

Für die Leiter-Erd-Spannungen ergeben sich für den Zeitpunkt t_0 , aus den analogen, zeit- und wertkontinuierlichen Messsignalen der vergangenen Periode T , die Fourier-Koeffizienten mit der Frequenz der Grundschiwingung f_1 zu:

$$u_{L1,cos} = \frac{2}{T} \int_{t_0-T}^{t_0} u_{L1}(t) \cdot \cos(2\pi f_1 t) dt$$

$$u_{L1,sin} = \frac{2}{T} \int_{t_0-T}^{t_0} u_{L1}(t) \cdot \sin(2\pi f_1 t) dt$$

Analog dazu ergeben sich die Leiterströme zu:

$$i_{L1,cos} = \frac{2}{T} \int_{t_0-T}^{t_0} i_{L1}(t) \cdot \cos(2\pi f_1 t) dt$$

$$i_{L1,sin} = \frac{2}{T} \int_{t_0-T}^{t_0} i_{L1}(t) \cdot \sin(2\pi f_1 t) dt$$

Somit lassen sich die Fourier-Reihen der Grundschiwingung wie folgt zusammenfassen:

$$u_{L1}(t) = u_{L1,cos} \cdot \cos(2\pi f_1 t) + u_{L1,sin} \cdot \sin(2\pi f_1 t)$$

$$i_{L1}(t) = i_{L1,cos} \cdot \cos(2\pi f_1 t) + i_{L1,sin} \cdot \sin(2\pi f_1 t)$$

Da die meisten Messgeräte digitale, somit zeit- und wertdiskrete Signale aufnehmen, werden die Fourier-Koeffizienten mittels Mikroprozessoren und Software mit dem Verfahren der Diskrete Fouriertransformation (DFT) berechnet. Auch bei dem Modell des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** wird die DFT angewandt.

Zur Anwendung der komplexen Zeigerrechnung muss die Fourier-Reihe, z.B. $u_{L1}(t)$, in einen Term $u_{L1}(t) = \hat{u}_{L1} \cdot \sin(2\pi f_1 t + \varphi)$ umgeformt werden. Entsprechend der Additionstheoreme gilt:

$$u_{L1}(t) = \hat{u}_{L1} \cdot \sin(2\pi f_1 t + \varphi) = \hat{u}_{L1} \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(2\pi f_1 t) + \hat{u}_{L1} \cdot \cos(\varphi) \cdot \sin(2\pi f_1 t)$$

Daraus folgt für die Fourier-Koeffizienten:

$$u_{L1,cos} = \hat{u}_{L1} \cdot \sin(\varphi) \quad \text{und} \quad u_{L1,sin} = \hat{u}_{L1} \cdot \cos(\varphi)$$

Mit der Eulerschen Formel kann $\underline{U}_{L1} = \frac{\hat{u}_{L1}}{\sqrt{2}} \cdot e^{j\varphi} = \frac{\hat{u}_{L1}}{\sqrt{2}} \cdot \cos(\varphi) + j \cdot \frac{\hat{u}_{L1}}{\sqrt{2}} \cdot \sin(\varphi)$ beschrieben werden. Damit entspricht $\frac{u_{L1,sin}}{\sqrt{2}}$ dem Realteil und $\frac{u_{L1,cos}}{\sqrt{2}}$ dem Imaginärteil des komplexen Zeigers \underline{U}_{L1} .

Die Effektivwerte der netzfrequenten Grundschiwingung der Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströme berechnen sich mit:

$$U_{L1} = \sqrt{\frac{u_{L1,cos}^2 + u_{L1,sin}^2}{2}}$$

$$I_{L1} = \sqrt{\frac{i_{L1,cos}^2 + i_{L1,sin}^2}{2}}$$

Zur Berechnung der Komponenten des 012-Systems werden die Fourier-Reihen der Grundschiwingung des natürlichen Systems mittels

$$\begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ u_0(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_{L1}(t) \\ u_{L2}(t) \\ u_{L3}(t) \end{bmatrix}$$

$$\underline{u}_S = \underline{T}_S^{-1} \cdot \underline{u}_L$$

und

$$\begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \\ i_0(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L1}(t) \\ i_{L2}(t) \\ i_{L3}(t) \end{bmatrix}$$

$$\underline{i}_S = \underline{T}_S^{-1} \cdot \underline{i}_L$$

Ins 012-System transformiert.

Mit den Drehoperatoren $\underline{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ und $\underline{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ sowie $\underline{a}^3 = \underline{a}^0 = 1$, wobei j eine Winkeldrehung von $+90^\circ$ in mathematisch positiver Drehrichtung bzw. im Zeitbereich eine Zeitverschiebung von 5ms bedeutet, ergeben sich letztlich die Größen im 012-System ebenfalls als Fourier-Reihen (z.B. $u_1(t) = u_{1,cos} \cdot \cos(2\pi f_1 t) + u_{1,sin} \cdot \sin(2\pi f_1 t)$). Durch eine Multiplikation mit j wird ein Sinusterm zu einem Kosinusterm ($\sin \rightarrow \cos$) und ein Kosinusterm zu einem negativen Sinusterm ($\cos \rightarrow -\sin$).

Für die Fourier-Koeffizienten im Mitsystem folgt dann, wie auch in der Norm DIN EN 61400-21 festgehalten [10]:

$$u_{1,cos} = \frac{1}{6} \cdot (2u_{L1,cos} - u_{L2,cos} - u_{L3,cos} - \sqrt{3} \cdot (u_{L3,sin} - u_{L2,sin}))$$

$$u_{1,sin} = \frac{1}{6} \cdot (2u_{L1,sin} - u_{L2,sin} - u_{L3,sin} - \sqrt{3} \cdot (u_{L2,cos} - u_{L3,cos}))$$

Die Ströme im 012-System werden jeweils analog zu den Spannungen berechnet. Daher werden hier nur die Formeln für die Spannungen exemplarisch angegeben.

Im Gegensystem ergibt sich:

$$u_{2,cos} = \frac{1}{6} \cdot (2u_{L1,cos} - u_{L2,cos} - u_{L3,cos} - \sqrt{3} \cdot (u_{L2,sin} - u_{L3,sin})) = u_{1,sin}$$

$$u_{2,sin} = \frac{1}{6} \cdot (2u_{L1,sin} - u_{L2,sin} - u_{L3,sin} - \sqrt{3} \cdot (u_{L3,cos} - u_{L2,cos})) = u_{1,cos}$$

und im Nullsystem:

$$u_{0,cos} = \frac{1}{3} \cdot (u_{L1,cos} + u_{L2,cos} + u_{L3,cos})$$

$$u_{0,sin} = \frac{1}{3} \cdot (u_{L1,sin} + u_{L2,sin} + u_{L3,sin})$$

In der Norm DIN EN 61400-21 wird der Effektivwert der netzfrequenten Mitsystemspannung als Leiter-Leiter-Spannung über

$$U_{1LL} = \sqrt{3} \cdot U_1 = \sqrt{3} \cdot \sqrt{\frac{u_{1,cos}^2 + u_{1,sin}^2}{2}}$$

berechnet [10]. Die Effektivwerte von Gegen- und Nullsystemspannungen als Leiter-Leiter-Spannung ergeben sich analog. Die Scheinleistung \underline{S} im Drehstromsystem ergibt sich aus der Scheinleistung im 012-System \underline{S}_{012} über:

$$\underline{S}_{ges} = 3 \cdot \underline{S}_{012} = 3 \cdot (\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_0) = \underline{S}_{1ges} + \underline{S}_{2ges} + \underline{S}_{0ges}$$

Für die komplexe Scheinleistung gilt im Allgemeinen $\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^*$.

Die Wirk- und Blindleistung der Mitkomponente der Grundschiwingung, die in der Norm DIN EN 61400-21 angegeben wird, berechnet sich daher aus:

$$\underline{S}_{1ges} = 3 \cdot \underline{S}_1 = 3 \cdot \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^*$$

Wie zuvor erläutert können aus den Fourier-Koeffizienten komplexe Zeiger berechnet werden und es folgt:

$$\underline{S}_{1ges} = 3 \cdot \underline{S}_1 = 3 \cdot \left(\frac{u_{1,sin}}{\sqrt{2}} + j \cdot \frac{u_{1,cos}}{\sqrt{2}} \right) \cdot \left(\frac{i_{1,sin}}{\sqrt{2}} - j \cdot \frac{i_{1,cos}}{\sqrt{2}} \right)$$

Der resultierende Realteil entspricht der Wirkleistung, der Imaginärteil entspricht der Blindleistung. Es ergeben sich die folgenden Zusammenhänge:

$$P_{1ges} = 3 \cdot P_1 = \frac{3}{2} \cdot (u_{1,cos} \cdot i_{1,cos} + u_{1,sin} \cdot i_{1,sin})$$

$$Q_{1ges} = 3 \cdot Q_1 = \frac{3}{2} \cdot (u_{1,cos} \cdot i_{1,sin} - u_{1,sin} \cdot i_{1,cos})$$

⇒ **An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass die Formel zur Berechnung von P_{1ges} in der DIN EN 61400-21 fehlerhaft ist. Dort wird der hintere Term subtrahiert statt addiert.** [10]

Die Leistungen der Gegen- und Nullsystemkomponenten werden analog aus den zugehörigen Fourier-Koeffizienten berechnet. Wirk- und Blindstrom sowie Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ können damit ebenfalls nach Norm berechnet werden.

$$I_{W1} = \frac{P_{1ges}}{\sqrt{3} \cdot U_{1LL}} = \frac{3 \cdot P_1}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{P_1}{U_1}$$

$$I_{B1} = \frac{Q_{1ges}}{\sqrt{3} \cdot U_{1LL}} = \frac{3 \cdot Q_1}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{Q_1}{U_1}$$

$$\cos(\varphi) = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}}$$

Analog hierzu erfolgt die Berechnung der Größen im Gegen- und Nullsystem.

6.1.8.3 Auswahl einer geeigneten Abtastschrittweite Δt_{ATP}

Wird das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** im Rahmen der Berechnung dynamischer Netzvorgänge zur Berechnung der netzfrequenten Leistungen oder Beträge von Spannungen und Strömen verwendet, so wird empfohlen, die interne Rechenschrittweite des ATP so einzustellen, dass die im ATPDesigner verwendete DFT-Filterfunktion (Diskrete-Fourier-Transformation), die eine Netzperiode $T = 1/f$ auswertet, keinen Leckeffekt erzeugen.

- ⇒ Im Folgenden wird dieses Verfahren der üblichen Fachliteratur folgend als DFT-Vollwellenfilter bezeichnet, obwohl es sich um eine zeitliche Größe also um eine Schwingung handelt.

Der Leckeffekt tritt bei einem DFT-Vollwellenfilter auf, wenn das zeitliche Messfenster nicht exakt der Netzperiodendauer entspricht. Um den Leckeffekt zu vermeiden, müssen die Einstellwerte **dt** und **Step** im Einstelldialog **ATP Daten** korrekt eingestellt werden. Aus den beiden Einstellwerten wird die interne Rechenschrittweite des ATP Δt_{ATP} berechnet.

$$\Delta t_{ATP} = \frac{dt}{Step}$$

Die Darstellung von zeitlichen Signalen z.B. $i(t)$ in einem Diagramm erfolgt immer mit der Schrittweite **dt**.

Die hier verwendete DFT-Vollwellenfilterung geht davon aus, dass eine Netzperiode exakt durch **N_{DFT} = 20** Abtastwerte dargestellt werden kann, um einen Leckeffekt zu vermeiden. Diese Restriktion begrenzt die Rechenzeiten des ATP und ist für eine Berechnung der netzfrequenten Beträge ausreichend. Ausgehend von einer Netzfrequenz $f_n = 50\text{Hz}$ ergibt sich mit $N_{DFT} = 20$ z.B. die folgende interne Rechenschrittweite Δt_{ATP} des ATP.

$$\Delta t_{ATP} = \frac{1/f_n}{N_{DFT}} = \frac{1}{f_n \cdot N_{DFT}} = \frac{1}{50\text{Hz} \cdot 20} = 1\text{ms}$$

Weiter kann die interne Anzahl der Abtastwerte des ATP N_{ATP} je Netzperiode berechnet werden.

$$N_{ATP} = \frac{1/f_n}{\Delta t_{ATP}} = \frac{1}{f_n \cdot \Delta t_{ATP}} = \frac{1}{50\text{Hz} \cdot 1\text{ms}} = 20$$

- ⇒ Bei der Wahl der internen Rechenschrittweite des ATP N_{ATP} muss unbedingt berücksichtigt werden, dass die DFT-Filter (Diskrete-Fourier-Transformation) des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** für eine Anzahl von $N_{DFT} = 20$ Abtastwerten je Netzperiode ausgelegt sind. Ausgehend von einer Netzfrequenz $f_n = 50\text{Hz}$ ergibt sich dadurch eine virtuelle zeitliche Schrittweite von 1ms für den DFT-Algorithmus.

Das interne Modell berechnet aus dem Verhältnis der internen ATP-Rechenschrittweite Δt_{ATP} und der Randbedingung $N_{DFT} = 20$ Abtastwerte je Netzperiode, mit welcher

Schrittweise intern berechnete Abtastwerte im DFT-Algorithmus verwendet werden. Es wird dazu eine Modulo-Steuerung verwendet.

6.1.8.3.1 Beispiel: Netzfrequenz $f_n = 50\text{Hz}$, $\Delta t = 1\text{ms}$, Step = 10

Mit einer internen Abtastschrittweite von $\Delta t_{\text{ATP}} = 100\mu\text{s}$ nach Gleichung (1.66) und der Anzahl von $N_{\text{DFT}} = 20$ Abtastwerten für den DFT-Algorithmus ergibt sich:

- Interne Schrittweite $\Delta t_{\text{ATP}} = 100\mu\text{s} \rightarrow 200$ Abtastwerte je Netzperiode intern
- 200 Abtastwerte je Netzperiode intern / ($N_{\text{DFT}} = 20$) \rightarrow interne Schrittweite 10 für die Modulo-Steuerung

Daraus resultierend wird jeder 10. intern berechnete Abtastwert in der DFT-Filterung zur Berechnung der Netzspannungen verwendet. Ein Leckeffekt wird vermieden.

\Rightarrow Um eine fehlerhafte Berechnung der DFT-Vollwellenfilter durch den Leckeffekt zu vermeiden, muss die interne Anzahl Abtastwerte je Netzperiode, die durch die interne Rechenschrittweite Δt_{ATP} bedingt ist, immer ein ganzes Vielfaches von $N_{\text{DFT}} = 20$ sein.

6.1.8.4 Markierung eines deaktivierten Mess/Schutzgerätes in der Netzgrafik

Ein deaktiviertes **Mess/Schutzgerät** kann oftmals in der Netzgrafik nicht sofort als deaktiviert und damit elektrisch unwirksam erkannt werden. Daher werden deaktivierte **Mess/Schutzgeräte** wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt mit einem **farblichen Rahmen (magenta)** markiert. In der nachfolgenden Abbildung sind die **Mess/Schutzgeräte** P3 und P19 deaktiviert. Damit stehen keine Funktionen des Netzwerkelementes zur Verfügung und die beiden Mess/Schutzgeräte werden im elektrischen Modell des Stromnetzes nicht berücksichtigt.

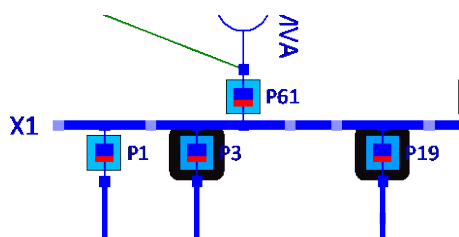


Abbildung 17: Markierung von deaktivierten Mess/Schutzgeräten in der Netzgrafik

6.1.9 Schutzfunktionen und Schutzanalyse

Schutzfunktionen können in ATPDesigner mit Hilfe des **Mess/Schutzgerätes** sowohl während der **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch während der **Berechnung dynamischer Netzzustände** ausgeführt werden.

6.1.9.1 Berechnung des stationären Netzzustandes

Während der **Berechnung des stationären Netzzustandes** werden die komplexen Vektoren von Spannungen, Strömen und Impedanzen berechnet und ausgewertet. Das Ergebnis der Schutzfunktionen z.B. $I >$ oder die erkannte Kurzschlussrichtung werden in

der Netzgrafik als Anregeentscheide z.B. $I >$ angezeigt. Darüber hinaus werden die eingestellten Staffelzeiten der Schutzfunktionen nach erfolgter Netzberechnung ausgewertet, um das Schutzgerät zu ermitteln, das zeitlich gesehen als erstes ein AUS-Kommando ausgegeben hat (erhalten hat). Das Schutzgerät wird in der Netzgrafik durch die Kennung **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) gekennzeichnet. Falls mehrere angeregte Schutzgeräte mit identischen Staffelzeiten eingestellt sind, werden mehrere Schutzgeräte gekennzeichnet (**T:...**). Auch Reserveschutzanregungen mit den Staffelzeiten werden ausgegeben (**G:...**).

- ⇒ Es muss darauf hingewiesen werden, dass weder dynamische Ausgleichsvorgänge noch das Interagieren von Schutzgeräten berücksichtigt werden kann, da die Staffelzeiten nur statisch durch ATPDesigner ausgewertet werden können.
- ⇒ Die Schutzfunktionen werden nach einer **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** nicht ausgeführt.

Die Eigenzeit der Schutzalgorithmen wird durch den Einstellwert T_{pr} definiert. Eigenzeit der Schutzfunktion T_{pr} und Schaltereigenzeit T_{cb} werden zusammen mit der AUS-Kommandozeit als **Kurzschlussstromunterbrechungszeit (Auslösezeit)** zusätzlich zur Staffelzeit in der Netzgrafik angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
T_{pr}	Eigenzeit der Schutzfunktion Mindestzeit, die von einem realen Schutzgerät zur Ausführung der Schutzfunktion benötigt wird
T_{cb}	Eigenzeit des Schalters (Schaltereigenzeit) Mindestzeit, die zum Öffnen des Schalters nach der Ansteuerung der Auslösespule benötigt wird

Staffelzeit	Bedeutung
Staffelzeit \leq Eigenzeit der Schutzfunktion	Kurzschlussstromunterbrechungszeit (Auslösezeit) = Eigenzeit T_{pr} + Schaltereigenzeit T_{cb}
Staffelzeit $>$ Eigenzeit der Schutzfunktion	Kurzschlussstromunterbrechungszeit (Auslösezeit) = Staffelzeit + Schaltereigenzeit T_{cb}

In der nachfolgenden Abbildung wird für den Distanzschutz **Z<** ein AUS-Kommando (**T:...**) in der 2. Distanzzone mit einer Staffelzeit von 200ms und einer Auslösezeit von 260ms angezeigt.

Reservedistanzschutzgeräte zeigen ein AUS-Kommando (**G:...**) z.B. in der 4. Distanzzone nach einer Staffelzeit von 400ms und eine Auslösezeit von 460ms an.

Für die Schutzfunktionen wurden eine Eigenzeit $T_{pr} = 20\text{ms}$ und eine Schaltereigenzeit $T_{cb} = 60\text{ms}$ eingestellt. Da in den Fällen die Staffelzeit größer als die Eigenzeit der Schutzfunktion ist, wird die Auslösezeit als Summe von Staffelzeit und Schaltereigenzeit berechnet.

Im Weiteren ist zu erkennen, dass die Schutzgeräte mit AUS-Kommando mit einem **roten** Rahmen, die Schutzgeräte mit Generalanregung mit einem **grünen** Rahmen versehen sind.

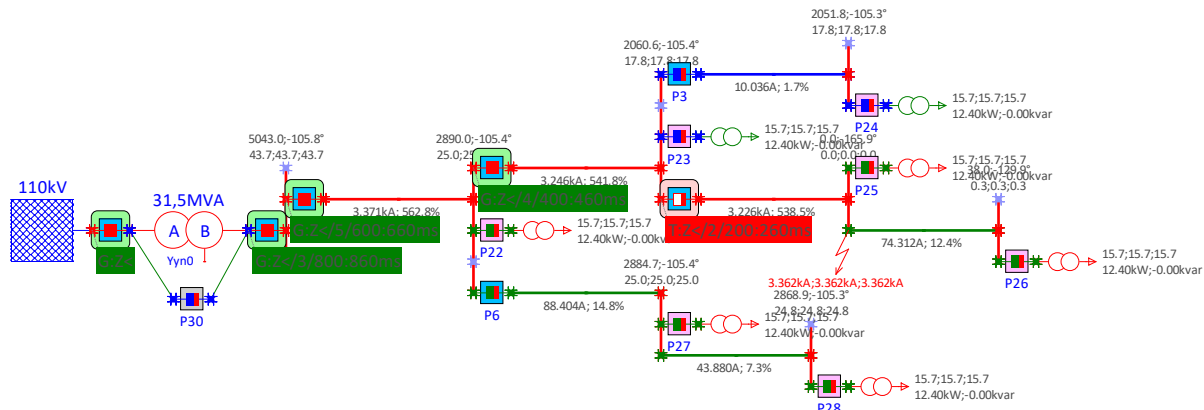


Abbildung 18: Ausgabe von Staffelzeiten und Auslösezeiten in der Netzgrafik

6.1.9.2 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge werden mit Hilfe der ATP-Programmiersprache **MODELS** algorithmische Modelle der Schutzfunktionen implementiert. Eine Kenntnis der ATP-Programmiersprache **MODELS** ist nicht erforderlich. Im Falle der Anwendung von Schutzfunktionen während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann ein [Schalter mit einem Mess/Schutzgerät verbunden](#) und als Ergebnis der Schutzfunktionen AUS- als auch wieder EIN - geschaltet werden. Das zeitliche Verhalten des AUS-/EIN-Schaltens des Schalters kann durch die Zeitstufen T_{cb} und T_{rc} definiert werden. Die Eigenzeit der Schutzalgorithmen wird innerhalb der algorithmischen **MODELS** Modelle berücksichtigt. Der Einstellwert T_{pr} wird nicht berücksichtigt.

- ⇒ Es muss darauf geachtet werden, dass die Simulationsdauer **Zeit**, die in der Registerkarte [ATP Daten](#) des Einstelldialogs [ATP Einstellwerte](#) eingestellt wird, größer als die Summe aus größter Staffelzeit + Eigenzeit des Leistungsschalters + ggfs. Wiedereinschaltzeit der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) eingestellt wird.

6.1.9.3 Verwenden eines Schalters zur Kurzschlussabschaltung

Einer Schutzfunktion kann ein [Schalter](#) im Sinne eines Leistungsschalters zugeordnet werden, der von der Schutzfunktion im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge und im Falle der Berechnung stationärer Netzzustände geöffnet werden kann. Ist ein [Schalter](#) mit einem Schutzgerät verbunden, so wird der Schalter nach Beendigung der Netzberechnung ggfs. als geöffnet dargestellt. Ist kein Schalter mit einem Schutzgerät verbunden, so wird eine Warnung erkannt und im Fenster für [Netzschutzmeldungen](#) und als LED-Signal ausgegeben.

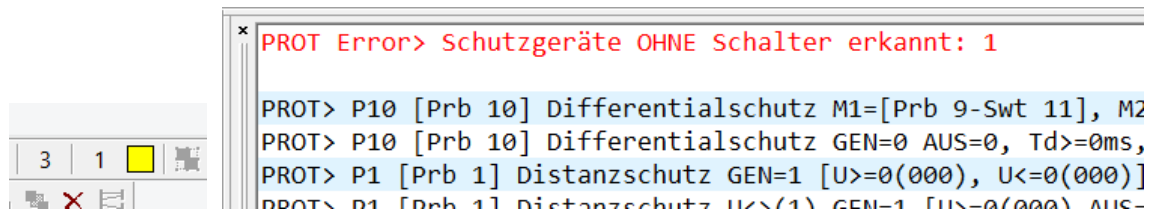


Abbildung 19: Warnungen - Schutzgerät ohne Schalter

6.1.9.4 Verwenden von Schutzfunktionen und Schutzanalyse

Der Einstellwert **Netzschutz** in der Registerkarte [Allgemeine Daten](#) definiert die während der Netzberechnung ausgeführte Hauptschutzfunktion. Zusätzlich können weitere Zusatzfunktionen aktiviert werden. Es muss darauf geachtet werden, dass bei der Berechnung des stationären Netzzustandes Staffelpzeiten und sonstige Zeitstufen ausgewertet werden, um das Schutzgerät zu ermitteln, das als erstes den zugeordneten Leistungsschalter öffnet. Eine Öffnung des Leistungsschalters wird nach der Schutzanalyse in der Netzgrafik dargestellt. Mit der [Kaskadenanalyse](#) kann ein geöffneter Leistungsschalter weiterverarbeitet werden.

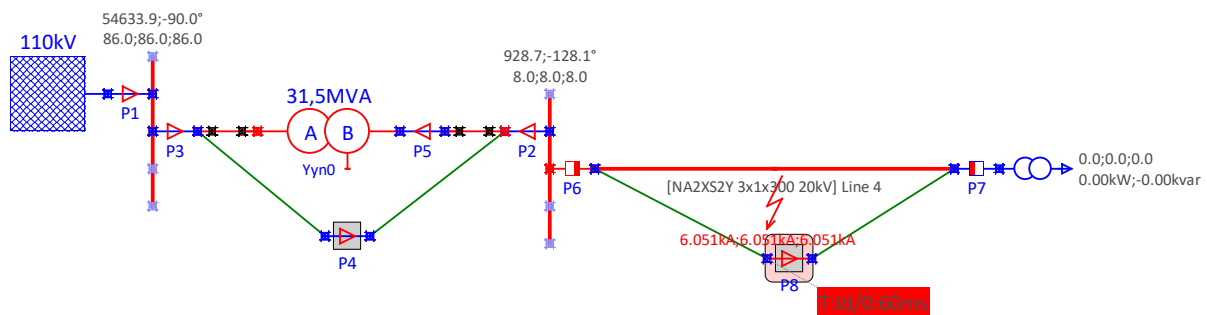


Abbildung 20: Leitungsschutz mit Distanzschutz Z< und Differentialschutz Id

6.1.9.4.1 Schutzfunktionen - Berechnung des stationären Netzzustandes

Wird nur der **stationäre Netzzustand** betrachtet, so ist es nicht zwingend erforderlich, [Schalter](#) in der Netzgrafik zu verwenden. Falls Schalter verwendet werden, werden diese durch ein AUS-Kommando geöffnet. In der obigen Abbildung ist beispielhaft der Schutz einer Leitung mit einem [Differentialschutz](#) als Hauptschutz und einem [Distanzschutz](#) als Reserveschutz dargestellt.

- Distanzschutz **PDIS** als Reserveschutz **Z<**
- Differentialschutz **PDIF** als Hauptschutz **Id**

Bei einem 3-poligen Kurzschluss auf der Leitung löst der **Differentialschutz PDIF** mit der Kennung **Id** aus (**T:...**). Die Kurzschlussstromunterbrechungszeit beträgt 80ms. Der Differentialschutz verwendet die beiden **Mess/Schutzgeräte** als Messorte, die mit den **grünen Messleitungen** verbunden sind. Der Distanzschutz **PDIS** würde beim Versagen des Differentialschutzes in Distanzzone 1 mit einer Staffelpzeit von 100ms auslösen (**G:...**). Die Auslösezeit beträgt im Reserveschutzfall 160ms.

6.1.9.4.2 Schutzfunktionen - Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Werden die algorithmischen Modelle von Schutzfunktionen für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet, so werden die Staffelzeiten durch Zeitstufen ähnlich denen in realen Schutzgeräten verwendet. Darüber hinaus wird der Einfluss transients Vorgänge oder auch die Interaktion von Schutzgeräten berücksichtigt. Nach Ablauf der Staffelzeit wird der zugeordnete Leistungsschalter ggfs. geöffnet. Im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** werden die Staffelzeiten der angeregten Schutzfunktionen statisch ausgewertet, Generalanregungen und AUS-Kommandos in der Netzgrafik angezeigt. Ggfs. vorhandene **Schalter** und deren Schaltzeiten werden nicht berücksichtigt. Die Eigenzeit wird innerhalb der **MODELS** Software berücksichtigt. Der Einstellwert T_{pr} wird nicht berücksichtigt.

6.1.9.4.3 Schutzfunktionen – Verfügbarkeit stationär und dynamisch

In der nachfolgenden Tabelle ist dargestellt, welche Schutzfunktionen für die **Berechnung stationärer Netzzustände** und/oder für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verfügbar sind.

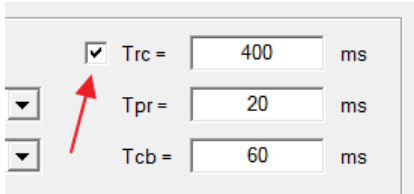
Schutzfunktion	Berechnung stationärer Netzzustände	Berechnung dynamischer Netzvorgänge
Überstromzeitschutz	X	X
Überstromzeitschutz mit Richtung	X	X
Distanzschutz	X	X
Sicherung	X	X
Differentialschutz mit zwei Messorten	X	X
Differentialschutz mit drei Messorten	X	-
AMZ (IDMT)	X	-
Signal	X	-
Z < Det.	X	-
Erdschluss	X	-
QU	X	-
Parkregler (DEA)	X	-
Parkregler (RPI)	-	X

6.1.9.4.4 Eigenzeit des Schutzalgorithmus T_{pr}

Im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes kann die interne Verarbeitungszeit des Schutzalgorithmus durch die Eigenzeit des Schutzverfahrens T_{pr} definiert und in der Analyse des Netzschutzkonzeptes berücksichtigt werden.

6.1.9.4.5 Leistungsschalter

Der mit dem **Mess/Schutzgerät** verbundene Schalter (**Switch Swt x**) wird bei der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge oder eines stationären Netzzustandes dazu verwendet, ein AUS-Kommando, das durch einen Schutzalgorithmus erteilt wurde, im elektrischen Netz auszuführen. Der Schalter kann durch zwei Zeitstufen in seinem schutztechnischen Verhalten definiert werden. Der Schaltzustand des Schalters wird optisch in der Netzgrafik angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
Tcb	<p>AUS-Kommandozeit des Schalters</p> <p>Die Zeitstufe wird mit dem internen AUS-Kommando der Schutzfunktionen gestartet. Der Schalter bleibt bis zum Ablauf der Zeitstufe geschlossen und öffnet mit Ablauf der Zeitstufe, um den Kurzschlussstrom zu unterbrechen. Damit kann die Eigenzeit des Leistungsschalters nachgebildet werden. Das zugehörige Statussignal folgt dem Schalterzustand. Der Schalter kann nach Ablauf der Zeitstufe in Abhängigkeit der Zeitstufe T_{rc} geschlossen werden.</p> <ol style="list-style-type: none"> Der Einstellwert wird nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge berücksichtigt, um die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) zu starten. Bei der Berechnung eines stationären Netzzustandes wird der Einstellwert nur informativ in der Netzgrafik ausgegeben, hat aber keinen Einfluss auf die Berücksichtigung der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) im Rahmen der Analyse der Schutzreaktionen z.B. der Kaskadenanalyse.
Trc	<p>Wiedereinschaltzeitpunkt des Schalters</p> <p>Um die Wiedereinschaltzeit zu aktivieren, muss die Checkbox mit einem Left Mouse Button Click ausgewählt werden.</p> 

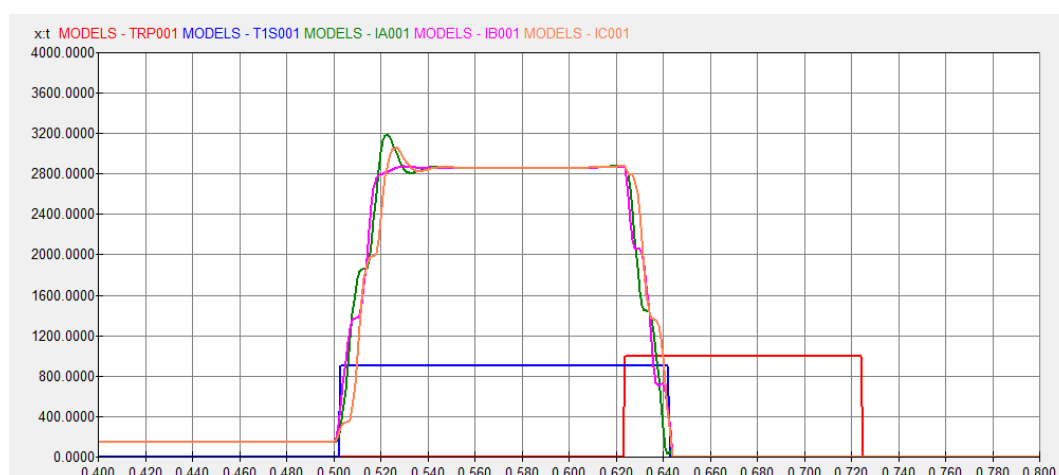


Abbildung 21: Statussignale des Schalters TRPxxx, TRCxxx

- Fehlereintritt bei $t = 500\text{ms}$: Start der Generalanregung **T1S001**
- AUS-Kommando bei $t = 620\text{ms}$: Start des AUS-Kommandos **TRP001**
- Rückfall der Generalanregung **T1S001** bei $t = 645\text{ms}$
- Abstimmung des AUS-Kommandos **TRP001** bei $t = 725\text{ms}$

In der vorangehenden Abbildung ist im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge an den Beträgen der Leiterströme **IA001**, **IB001** und **IC001** am Messort des Schutzsystems zu erkennen, dass nach Abstimmung des AUS-Kommandos der Schalter weiterhin geöffnet bleibt, da kein Laststrom fließt.

Zusätzlich zu den Schutzfunktionen können die Beträge der Grundsicherungen der Leiterströme, der Leiter-Erd-Spannungen und der Leistungen zeitabhängig gemessen werden.

6.1.9.5 EIN / AUS der Schutzfunktionen: Gleichzeitig für alle Schutzgeräte

ATPDesigner bietet mehrere Möglichkeiten, die Schutzfunktionen der **Mess/Schutzgeräte**, die im elektrischen Netz verwendet werden, gleichzeitig für alle Schutzgeräte alternierend EIN oder AUS zu schalten. Wie in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, muss der Bezeichner **Mess/Schutzgerät** in den **Projektinformationen**, Registerkarte **Netzwerk** mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. Danach kann das **Right Mouse Button Menu** geöffnet und der Menüpunkt **Schutzfunktionen EIN/AUS** ausgewählt werden.

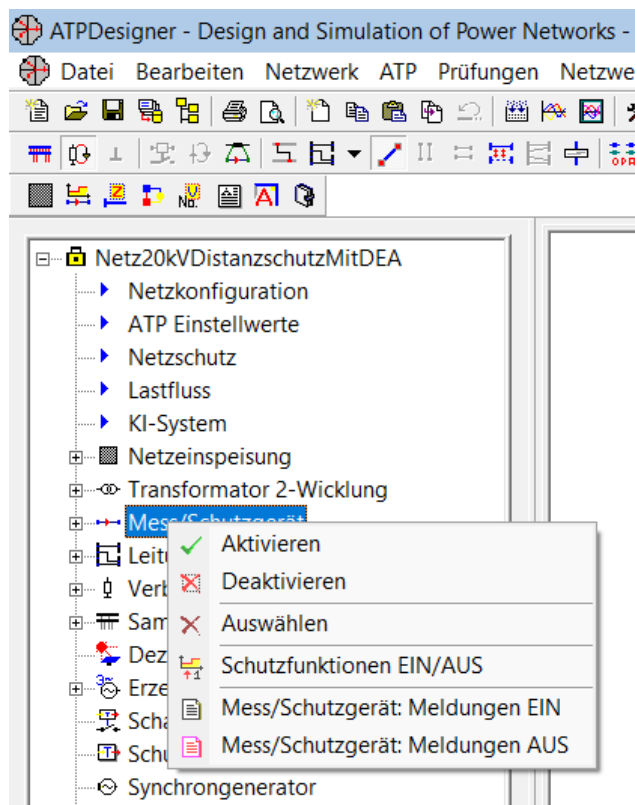




Abbildung 22: Schutzfunktionen für jedes Schutzgerät EIN oder AUS

Es ist zu beachten, dass die Schutzfunktionen alternierend EIN - oder AUS - geschaltet werden können. Es werden die Schutzfunktionen aller im Netz verwendeten **Mess-/Schutzgeräte** EIN - oder AUS - geschaltet.

Eine zweite Möglichkeit besteht darin, zuerst mit dem in obiger Abbildung dargestellten Menüpunkt **Auswählen** jedes verwendete **Mess/Schutzgerät** zu markieren. Dann kann die Schutzfunktion der markierten **Mess/Schutzgeräte** mit dem Menüpunkt **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS** im Hauptmenü **Netzschutz** oder dem Toolbar-Button  gleichzeitig alternierend EIN oder AUS geschaltet werden.

6.1.10 Schutzgerät suchen: Liste der Schutzgeräte und Schutzfunktionen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die im elektrischen Netz vorhandenen Schutzgeräte entsprechend der eingestellten Schutzfunktionen in einem Dialog wie nachfolgend dargestellt aufzulisten. Der Dialog kann auf verschiedene Weise geöffnet werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Schutzgeräte suchen**
- **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button 

Nach dem Öffnen des Dialogs kann die nachfolgend gezeigte Darstellung durch einmaliges Drücken des Buttons **Erweitern +** erreicht werden.

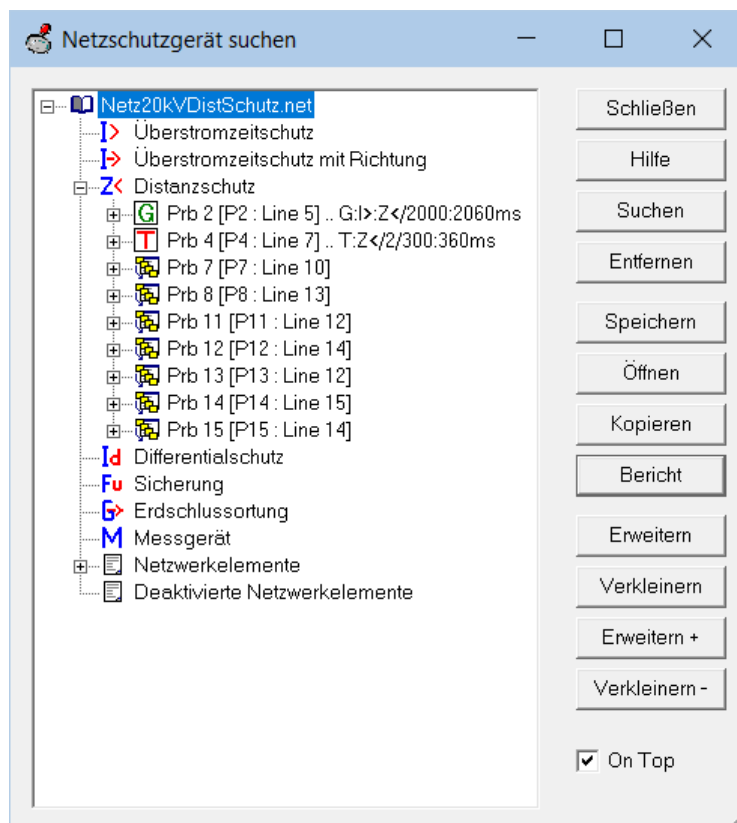




Abbildung 23: Liste der im Stromnetz verwendeten Netzschutzgeräte

In dem Dialog werden die Ergebnisse der Schutzanalyse dargestellt. Wurde eine Generalanregung oder ein AUS-Kommando identifiziert, so werden die Schutzgeräte durch die beiden Symbole

-  : Schutzfunktion mit Generalanregung
-  : Schutzfunktion mit AUS-Kommando

gekennzeichnet. Zusätzlich wird der in der Netzgrafik dargestellte Ausgabetext ausgegeben. Die Ergebnisse einer Schutzanalyse werden damit übersichtlich dargestellt.

Im Weiteren ist es möglich, ein Netzwerkelement hier ein Schutzgerät mit Schutzfunktion schnell im elektrischen Netz zu finden.

1. Markieren des Schutzgerätes im Dialog **Netzschutzgerät suchen** mit einem **Left Mouse Button Click**.

2. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Suchen** im Dialog wird das Schutzgerät mit einer **roten Markierungsfläche** im elektrischen Netz markiert.
3. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Entfernen** wird die **rote Markierungsfläche** gelöscht.

Alternativ kann auch wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt das zu suchende Schutzgerät in der Liste mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und danach mit einem **Right Mouse Button Click** ein kontextsensitives Menü geöffnet werden. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüeintrag **Suchen** wird das Schutzgerät mit einer **roten Markierungsfläche** im elektrischen Netz markiert.

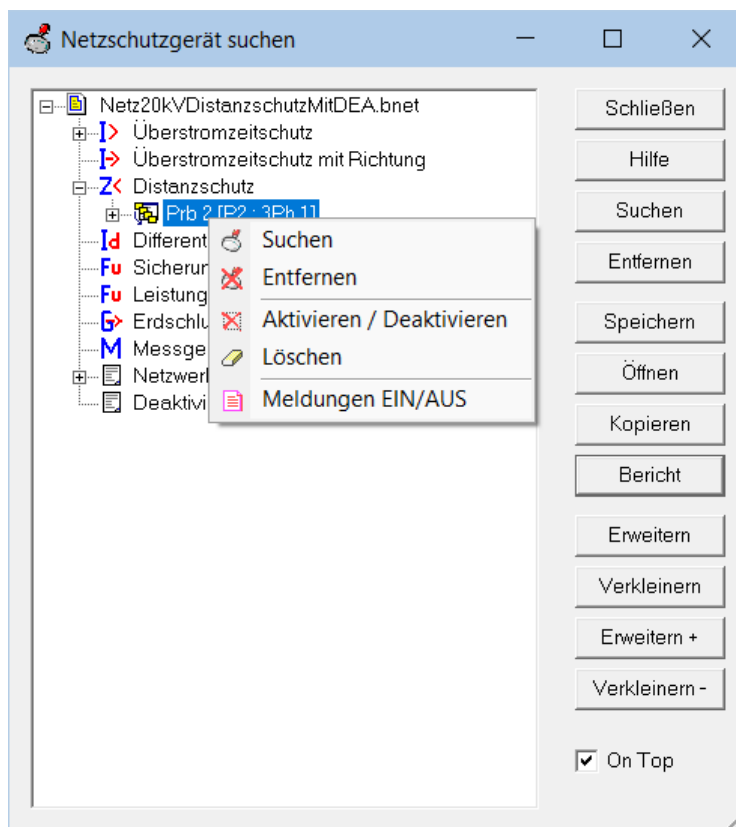


Abbildung 24: Schutzgerät suchen mit einem Right Mouse Button Click Menü

Menüpunkt	Bedeutung
Suchen	Das in der Liste markierte Schutzgerät wird gesucht und mit einer roten Markierungsfläche in der Netzgrafik markiert.
Entfernen	Die rote Markierungsfläche wird aus der Netzgrafik entfernt.
Aktivieren / Deaktivieren	Das Netzwerkelement wird aktiviert bzw. deaktiviert.
Löschen	Das markierte Netzwerkelement wird gelöscht.

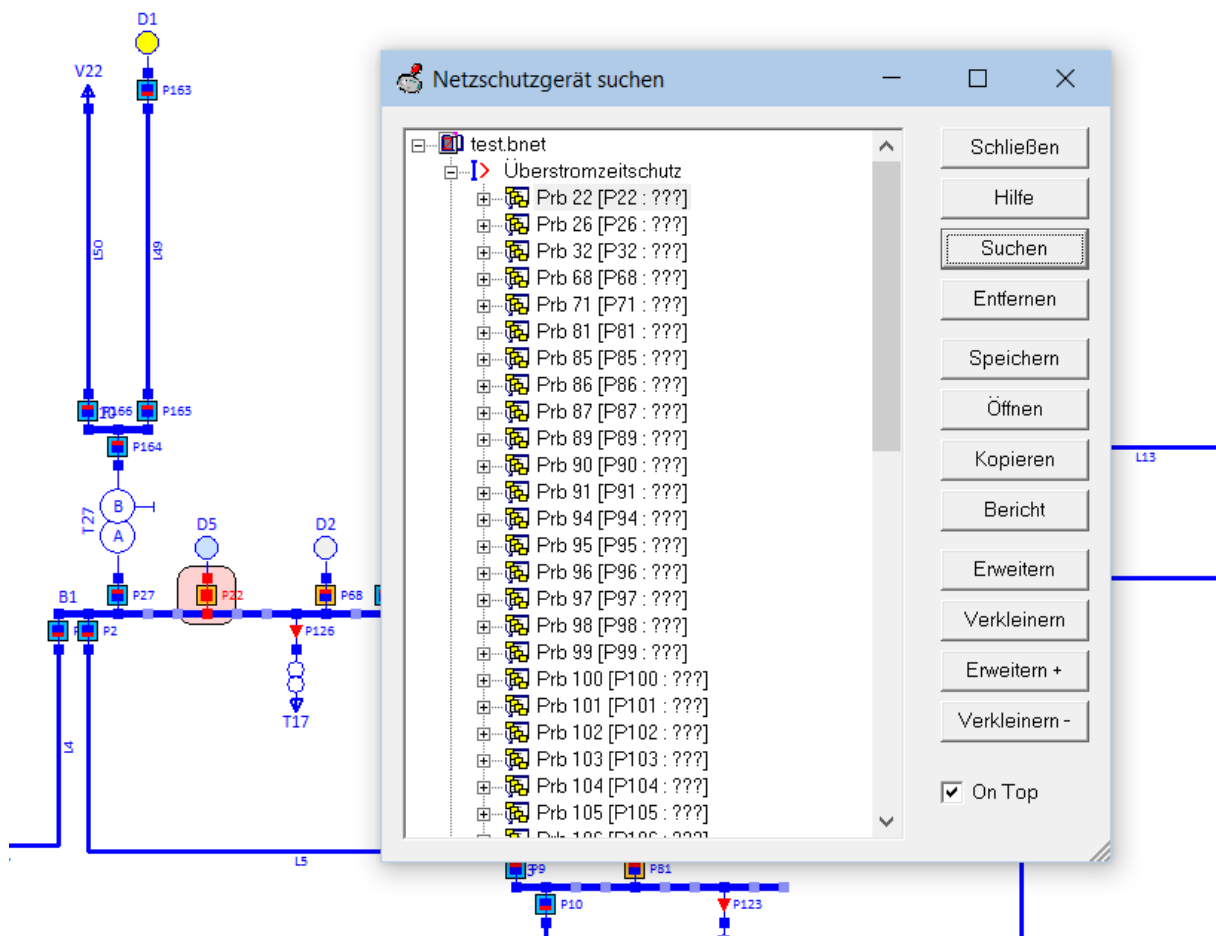



Abbildung 25: Suche eines Schutzgerätes mit Schutzfunktion im Stromnetz



Der Dialog **Netzschutzgerät suchen** kann im Hauptmenü **Netzschutz** mit dem Menüpunkt **Schutzgerät suchen** oder mit dem Toolbar-Button  oder der Tastenkombination **STRG + F12** geöffnet werden. Der Dialog kann parallel zum Hauptfenster von ATPDesigner geöffnet bleiben. In der ersten Anzeigeebene werden der eindeutige Referenzname des Schutzgerätes, der anwenderspezifische Name sowie das zu schützende Netzbetriebsmittel angezeigt. Die Anzeige **???** zeigt an, dass dem Schutzgerät kein zu schützendes Betriebsmittel zugeordnet ist.

6.1.11 Schutzanalyse: Darstellung der Auslösekennlinie der Schutzfunktionen

Die Auslösekennlinie einer Schutzfunktion kann mit Zusatzfunktionen in einem Diagramm dargestellt werden.

-  : Öffnen des Dialogs **Netzschutz analysieren** zur Darstellung der Auslösecharakteristik wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt

Ein Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** kann mit Hilfe verschiedener Dialoge in der Netzgrafik gesucht und die Auslösecharakteristik mit Berechnungsergebnissen dargestellt werden.

-  : Dialog **Netzschutzgerät suchen**
 - Markieren des **Mess/Schutzgerätes** mit Schutzfunktion mit einem **Left Mouse Button Click**
 - Taste **Suchen** mit einem **Left Mouse Button Click** betätigen
-  : Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse**
 - Markieren des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** mit Schutzfunktion mit einem **Left Mouse Button Click**
 - Taste **Suchen** mit einem **Left Mouse Button Click** betätigen

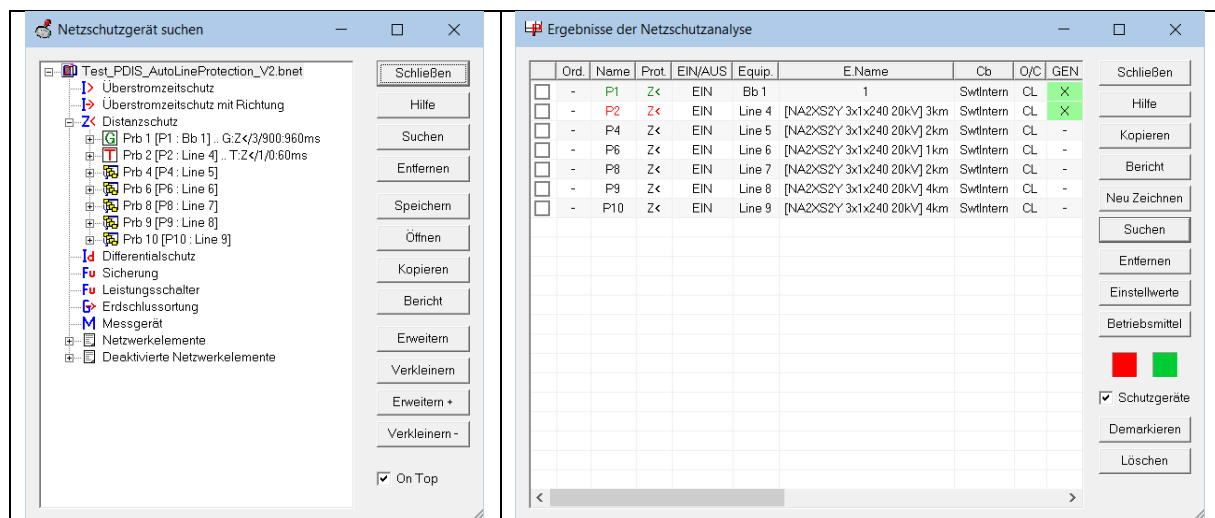


Abbildung 26: Dialoge Netzschutzgerät suchen und Ergebnisse der Netzschutzanalyse

Der Dialog zur Darstellung der Auslösecharakteristik ist nachfolgend dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
Schließen	Dialog schließen
Kopieren	Grafische Darstellung der Auslösecharakteristik als Bilddatei (.EMF-Datei) in die Zwischenablage kopieren
Schriftart	Schriftart der grafischen Darstellung einstellen
Neu Zeichnen	Grafische Darstellung neu zeichnen
Nur Zk	Der Einstellwert ist nur für die Anzeige der Kurzschlussimpedanzen in der Impedanzauslösekennlinien $X=f(R)$ als Polygon oder Kreis bei Verwendung des Distanzschutzes Distanzschutz von Bedeutung.

	<p>Wenn aktiviert, werden sowohl die Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife und die Scheinimpedanzen der verbleibenden Messschleifen Leiter-Leiter und Leiter-Erde angezeigt.</p> <p>Wenn deaktiviert, wird nur die Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife angezeigt.</p>
Nur DZ	Distanzschutz: nur die Zeitstaffelkennlinie ohne gerichtete und ungerichtete Endzeiten anzeigen

Darüber hinaus kann mit Auswahlliste und Spin-Feld die Strichstärke der Linien eingestellt werden.

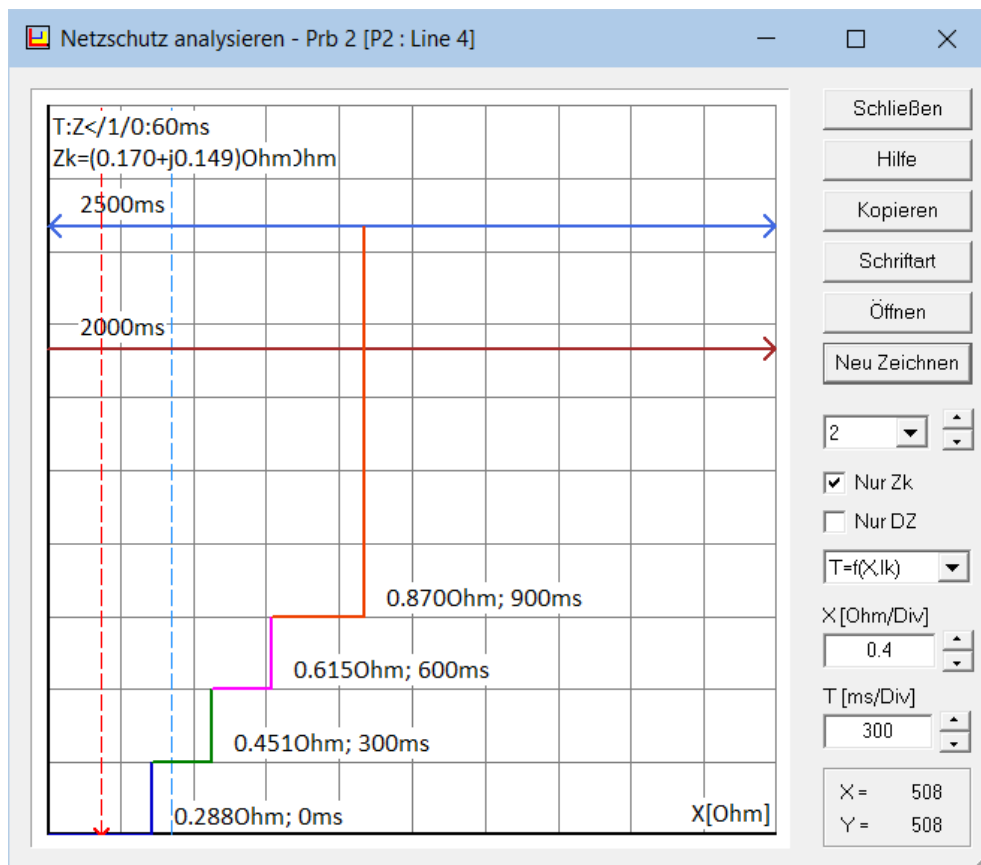


Abbildung 27: Dialog zur Darstellung der Auslösecharakteristik

Es wird vorausgesetzt, dass eine **Netzberechnung mit oder ohne Kurzschluss** durchgeführt wurde. Für das ausgewählte **Mess/Schutzgerät** wird dann abhängig von der eingestellten Schutzfunktion das Diagramm der Schutzanalyse gezeichnet. Das Diagramm wird solange unverändert angezeigt, bis ein neues Schutzgerät ausgewählt und das Diagramm mit **Suchen** erneut gezeichnet wurde.

- ⇒ Die Dialoge **Netzschutz analysieren**, [Netzschutzgerät suchen](#) und [Ergebnisse der Netzschutzanalyse](#) können gleichzeitig und parallel zum Hauptfenster von ATPDesigner geöffnet bleiben. Änderungen des Stromnetzes oder eine erneute Netzberechnung können ohne Schließen des Dialogs durchgeführt werden. Die Ergebnisse werden aktualisiert.

Mit Hilfe der Einstellwerte der Editierfelder mit Spin-Feldern kann die Skalierung des Diagramms verändert werden. Die Dialoge in den nachfolgenden Abbildungen können in der Größe verändert werden („Grip“ in der rechten unteren Ecke des Dialogs).

Einheit einer Achse	Bedeutung
T[ms/Div]	Maximal dargestellte Auslösezeit (Staffelzeit)
R[Ohm]	Maximal dargestellte Resistanz
X[Ohm]	Maximal dargestellte Reaktanz
Ik[p.u./Div]	Maximal dargestellter Kurzschlussstrom
ULE[p.u.]	Maximal dargestellte Kurzschlussspannung
Id[p.u.]	Maximal dargestellter Differenzstrom
Ir[p.u.]	Maximal dargestellter Haltestrom
Tvs[s]	Maximal dargestellte virtuelle Schmelzzeit
Ik[A]	Maximal dargestellter Kurzschlussstrom
IE[p.u.]	Maximal dargestellter Summenstrom
U0[p.u.]	Maximal dargestellte Nullspannung

Tabelle 6: Schutzanalyse - Einheiten der Diagramme

ATPDesigner ermittelt optimierte Werte für die Einstellwerte der Diagramme automatisch, wenn ein **Mess/Schutzgerät** im Einstelldialog [Netzschutzgerät suchen](#) oder im Dialog [Ergebnisse der Netzschutzanalyse](#) ausgewählt und der **Suchen**-Button mit einem **Left Mouse Button Click** wurde. Die Werte können davon unabhängig auch manuell eingestellt werden.

6.1.11.1 DIST: Zeitstaffelkennlinie, Polygon-/Kreiskennlinie, Anregekennlinien

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, die Einstellung des Distanzschutzgerätes in Diagrammen darzustellen.

- ⇒ Es wird darauf hingewiesen, dass die in den Diagrammen der Distanzschutzgeräte verwendeten Impedanzwerte abhängig vom Einstellwert [Gerätetyp](#) und den primären und sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler in der Registerkarte [Dist: Z<](#) verschiedene Bedeutungen haben können.
- Primäre Impedanzen
 - Sekundäre Impedanzen
 - Sekundäre Impedanzen multipliziert mit dem sekundären Nennstrom des Stromwandlers

6.1.11.1.1 Zeitstaffelkennlinie $T=f(X, I_k)$

Der Zeitstaffelschutzplan für die Schutzfunktion **Distanzschutz** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. In der Kopfzeile des Dialogs sind der Name des **Mess/Schutzgerätes Prb x**, der anwenderspezifische Name **Z<** sowie der Name des zu schützenden Netzwerkelementes angegeben. Mit der Option **$T=f(X, I_k)$** wird für die Schutzfunktion **Distanzschutz** der Zeitstaffelschutzplan wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
$T=f(X, I_k)$	Zeitstaffelkennlinie des Distanzschutzes

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Mitsystemreaktanz X_1 der Zeitstaffelkennlinie in Ohm
Vertikale Y-Achse	Staffelzeit T in ms

Zur Darstellung des Diagramms werden immer die unveränderten Impedanzwerte der Polygon- oder Kreiskennlinie verwendet, die in der Registerkarte [Dist: Z<](#) verwendet werden: primäre oder sekundäre Impedanzen ggfs. multipliziert mit dem sekundären Nennstrom der Stromwandler. Bei einem direkten Vergleich der Diagramme von verschiedenen Distanzschutzgeräten muss dies unbedingt berücksichtigt werden.

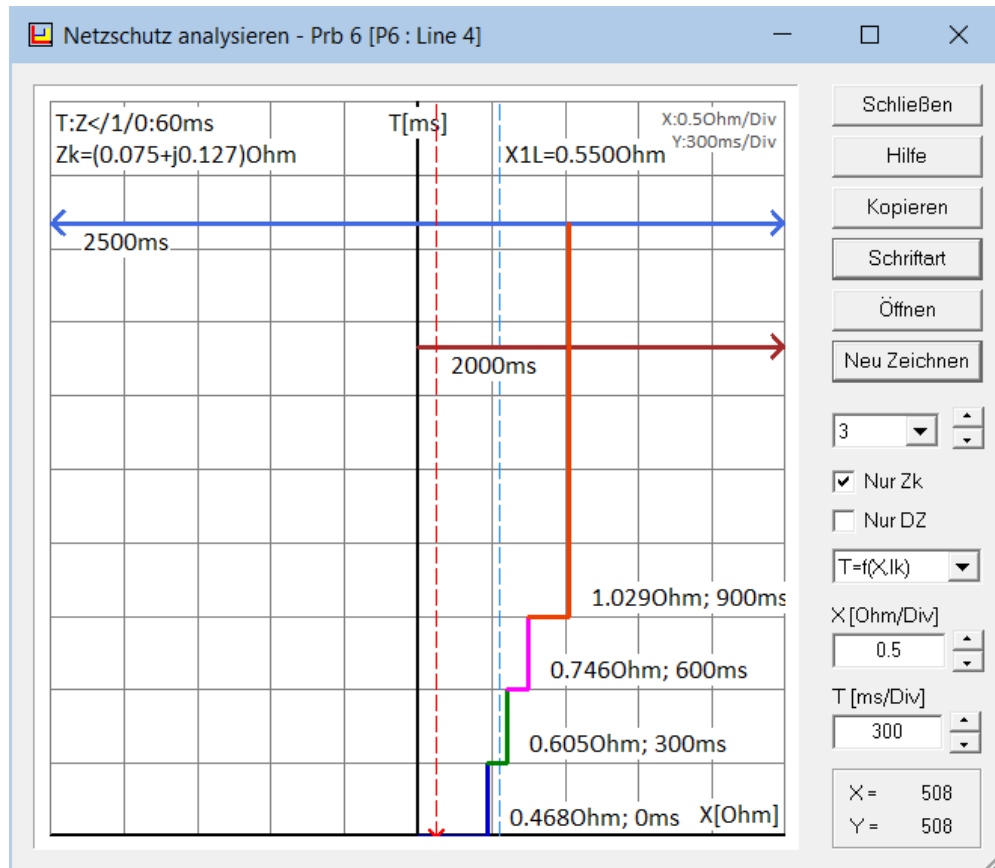


Abbildung 28: Diagramm $T=f(X, I_k)$: Zeitstaffelschutzplan Distanzschutz

Folgende Funktionen sind in obiger Abbildung zu erkennen:

- Mitreaktanz der Distanzzonen DZ_n vorwärts: $X_{1DZ1} = 0,288\Omega$, $T_1 = 0\text{ms}$; $X_{1DZ2} = 0,451\Omega$, $T_2 = 300\text{ms}$; $X_{1DZ3} = 0,615\Omega$, $T_3 = 600\text{ms}$; $X_{1DZ4} = 0,870\Omega$, $T_4 = 900\text{ms}$
- Gerichtete Endzeit vorwärts: $T = 2000\text{ms}$
- Ungerichtete Endzeit: $T = 2500\text{ms}$
- Sekundäre Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $Z_{lk} = (0,170 + j0,149)\Omega$
Die sekundäre Kurzschlussimpedanz wird entsprechend der Schleifenauswahl des einsystemigen Distanzschutzes berechnet.
- Sekundäre Reaktanz des zu schützenden Betriebsmittels $X_{1L} = 0,339\Omega$

Das **rote Kreuz** mit der **roten gestrichelten Linie** kennzeichnet die Lage der Kurzschlussreaktanz X_1 des Mitsystems mit der ermittelten Staffelzeit. Im oberen Bereich nahe der

roten gestrichelten Linie ist der Ausgabetext, der in der Netzgrafik angezeigt wird, dargestellt. Man erkennt, dass der Distanzschutz $Z<$ in der Distanzzone 1 mit einer Staffelzeit von 100ms ein AUS-Kommando erteilt hat.

Einstellwert	Bedeutung
$X=f(R)$	Polygonale Auslösekennlinie des Distanzschutzes ggfs. mit der Unterimpedanzanregekennlinie, falls die Unterimpedanzanregung aktiviert ist

6.1.11.1.2 Polygonkennlinie und Kreiskennlinie $T=f(X, I_k)$ und $X=f(R)$

Mit den Optionen **$T=f(X, I_k)$** und **$X=f(R)$** kann zwischen der **Zeitstaffelkennlinie** und der **Polygonkennlinie** umgeschaltet werden. Die **Polygondarstellung** ist in nachfolgender Abbildung dargestellt. Die Darstellung enthält auch die Kennlinie der [Unterimpedanzanregung](#), falls die [Unterimpedanzanregung](#) aktiviert ist.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Resistanz R in Ohm
Vertikale Y-Achse	Reaktanz X in Ohm

Zur Darstellung des Diagramms werden immer die unveränderten Impedanzwerte der Polygon- oder Kreiskennlinie verwendet, die in der Registerkarte [Dist: \$Z<\$](#) verwendet werden: primäre oder sekundäre Impedanzen ggfs. multipliziert mit dem sekundären Nennstrom der Stromwandler. Bei einem direkten Vergleich der Diagramme von verschiedenen Distanzschutzgeräten muss dies unbedingt berücksichtigt werden.

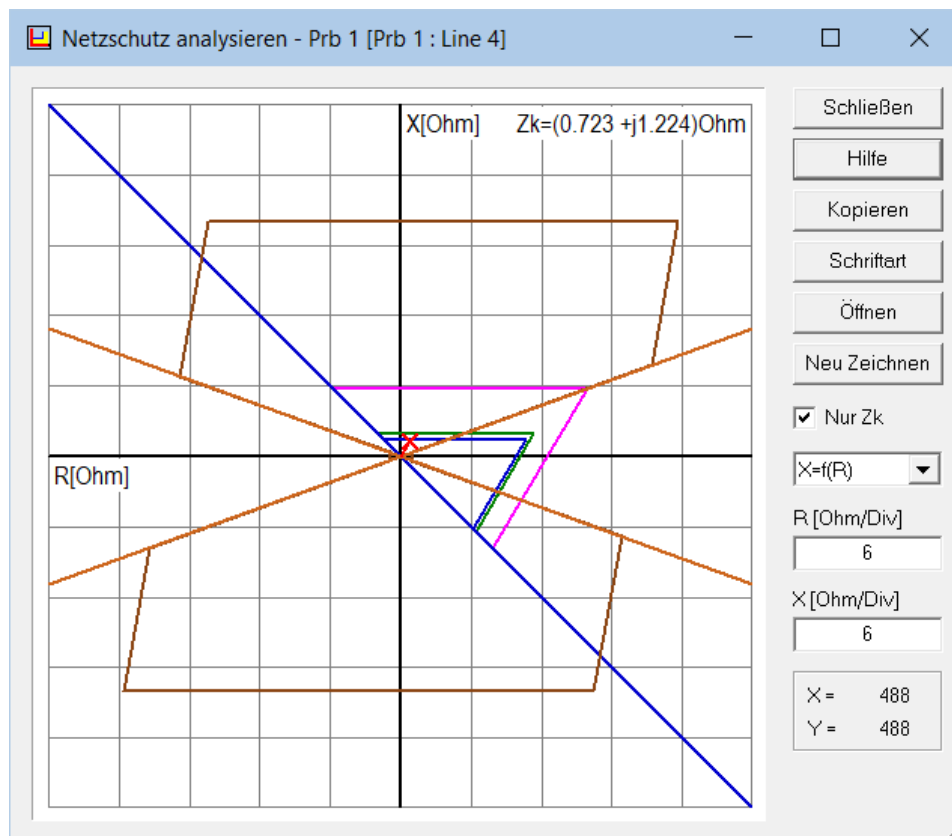


Abbildung 29: Diagramm $X=f(R)$: Polygonkennlinie und Unterimpedanzanregekennlinie

Folgende Funktionen sind in obiger Abbildung zu erkennen:

- Polygonkennlinien mit Richtungsgerade
- Sekundäre Kurzschlussimpedanz im Mitsystem \underline{Z}_k
Die sekundäre Kurzschlussimpedanz wird entsprechend der Auswahl der Impedanzmessschleife des einsystemigen Distanzschutzes berechnet. Der Vektor der sekundären Kurzschlussimpedanz wird im Diagramm als **rote Linie** mit einem **roten Kreuz** angezeigt.

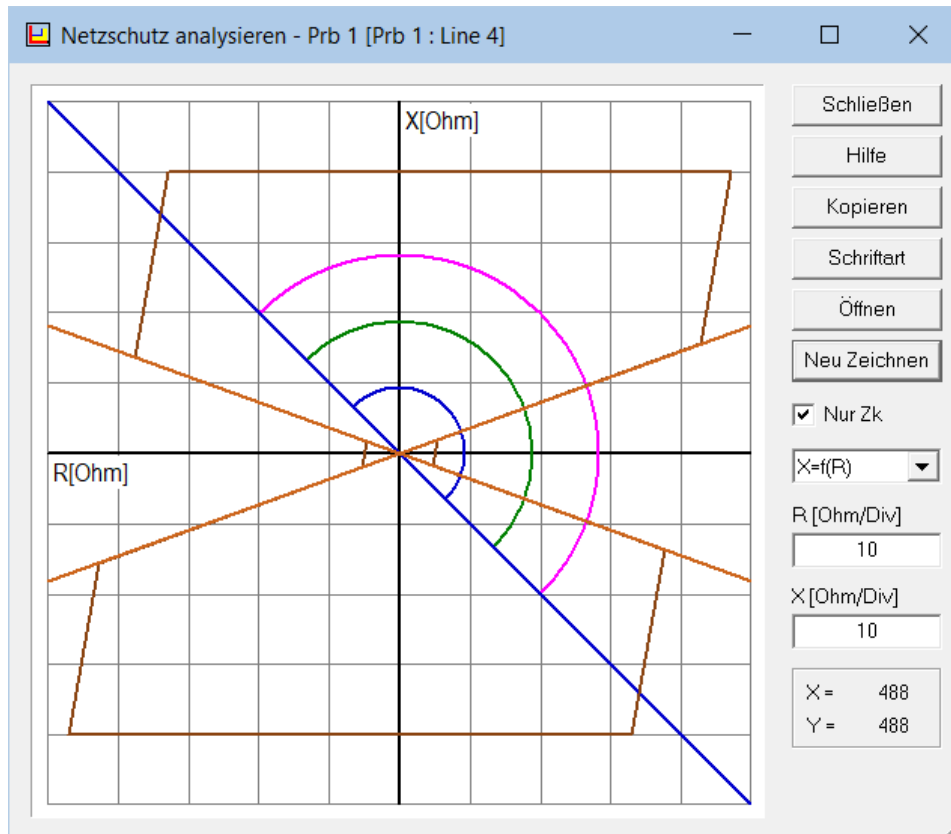
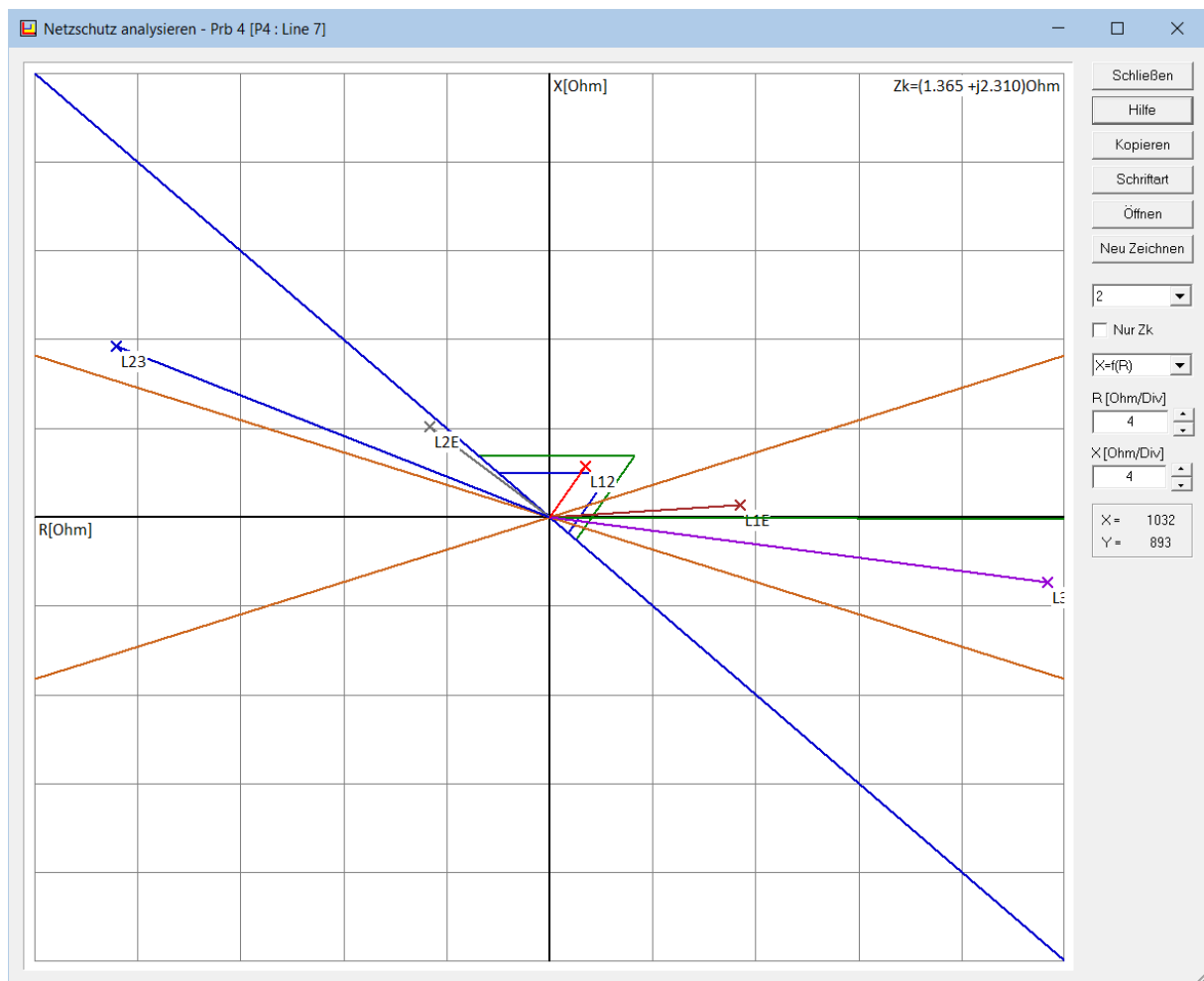


Abbildung 30: Diagramm $X=f(R)$: Kreiskennlinie und Unterimpedanzkennlinie

6.1.11.1.3 Anzeigen von Kurzschlussimpedanz und Scheinimpedanzen

Wird ein unsymmetrischer Kurzschluss z.B. L12E berechnet, so ergeben sich neben der Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife weitere Scheinimpedanzen. Scheinimpedanzen können im Diagramm durch zusätzliche Vektoren dargestellt. Mit Hilfe der Checkbox **Nur Zk** kann die Anzeige der Scheinimpedanzen ein- und ausgeschaltet werden.

Im nachfolgenden Diagramm sind für einen unsymmetrischen Kurzschluss die Kurzschlussimpedanz sowie alle Scheinimpedanzen dargestellt. Die Zuordnung der Scheinimpedanzen zu den Impedanzmessschleifen wird durch die Bezeichner z.B. L1E oder L12 im Diagramm angezeigt.

Abbildung 31: Diagramm $X=f(R)$ mit zusätzlichen Impedanzvektoren

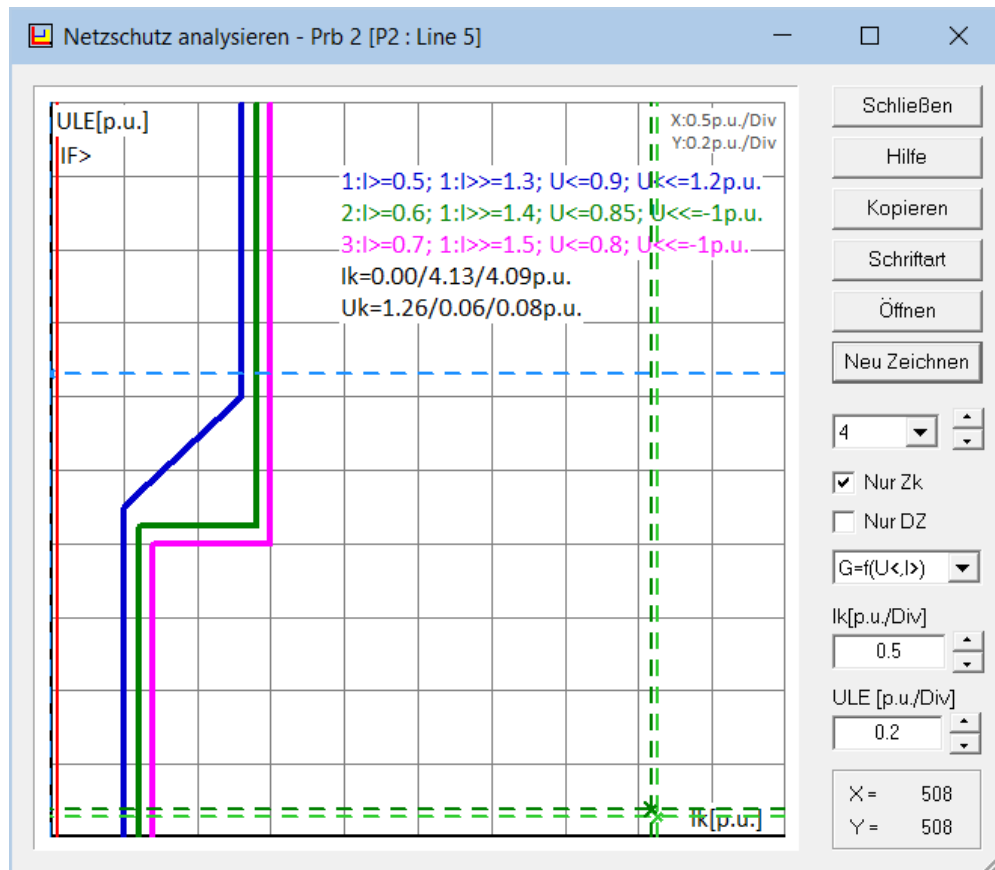
6.1.11.1.4 UI-Anregekennlinien $G=f(U<, I>)$

Ein weiteres Diagramm $G=f(U<, I>)$ zeigt in der nachfolgenden Abbildung die **UI-Anregekennlinien** (Strom-/Spannungsanregekennlinie) des Distanzschutzes. Es ist hier zu beachten, dass sowohl die UI-Anregekennlinie des Anregesystems des Distanzschutzes (im Diagramm 1:) als auch die aktivierten UI-Anregekennlinien der [Endzeitstufen](#) (im Diagramm 1: und 2:) dargestellt werden.

Die Anregewerte $\{I_k, U_k\}$ werden leiterspezifisch mit Hilfe von gestrichelten Linien und farbigen Kreuzen sowie als Zahlwerte dargestellt. Damit ist die Lage der Anregung in dem Diagramm zu erkennen.

Einstellwert	Bedeutung
$G=f(U<, I>)$	<ul style="list-style-type: none"> 1: UI-Anregekennlinie des Distanzschutzes 2: UI-Anregekennlinie einer Endzeitstufe 3: UI-Anregekennlinie einer Endzeitstufe

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Kurzschlussstrom I_k in p.u.
Vertikale Y-Achse	Kurzschlussspannung U_{LE} in p.u.

Abbildung 32: Diagramm $G=f(U,I)$: U/I-Anregekennlinie Distanzschutz

6.1.11.2 UMZ: Zeitstaffelschutzplan

Das Diagramm der Schutzanalyse für die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz** und **Überstromzeitschutz mit Richtung** ist in der folgenden Abbildung dargestellt. In der Kopfzeile des Dialogs sind der Name des **Schutzgerätes**, der anwenderspezifische Name sowie der Name des zu schützenden Netzwerkelementes angegeben.

Mit der Option **$T=f(X, I_k)$** wird für die o.g. Schutzfunktionen der Zeitstaffelschutzplan wie in Abbildung 28 gezeigt dargestellt. Das Diagramm kann durch die Einstellwerte **$T[\text{ms/Div}]$** und **$I_k[\text{p.u./Div}]$** skaliert werden.

Einstellwert	Bedeutung
$T=f(X, I_k)$	Zeitstaffelkennlinie des Überstromzeitschutzes

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Kurzschlussstrom I_k in p.u. <ul style="list-style-type: none"> Nach rechts → Kurzschlussrichtung vorwärts Nach links ← Kurzschlussrichtung rückwärts Nach rechts <u>und</u> links ↔ Kurzschlussrichtung ungerichtet
Vertikale Y-Achse	Staffelzeit T in ms

Der berechnete Kurzschlussstrom I_k in den Leitern L1, L2 und L3 wird als Textelement im Diagramm dargestellt.

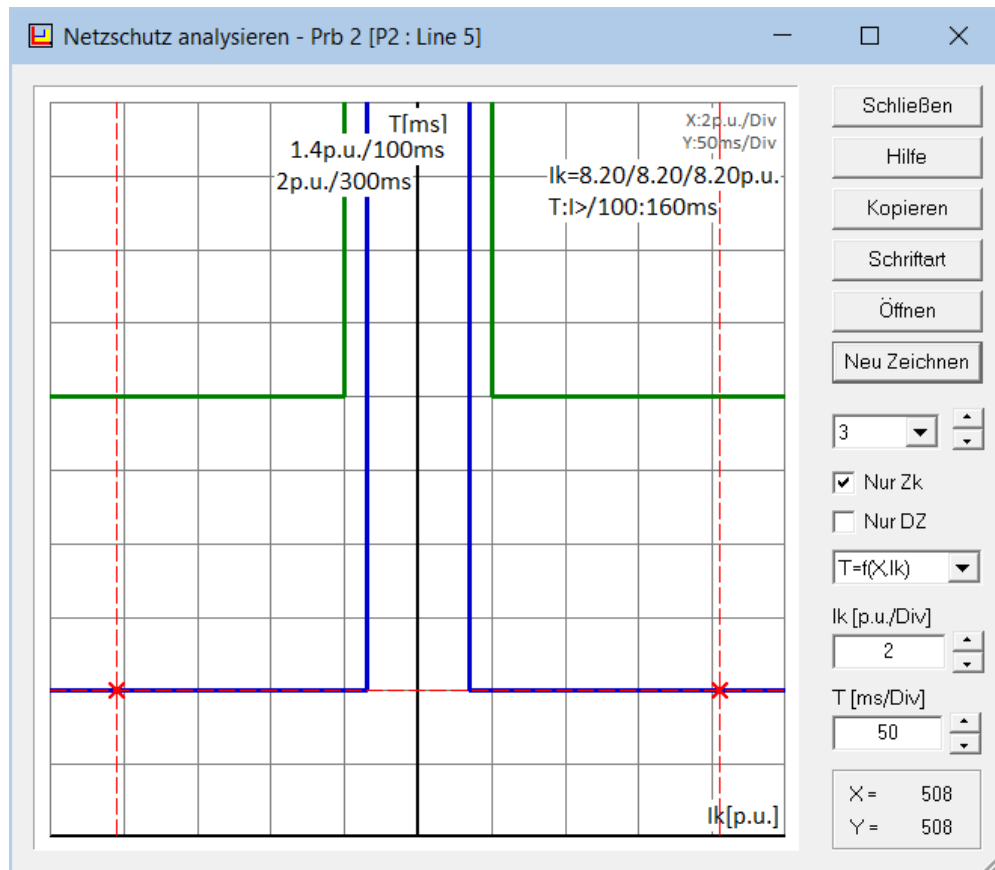


Abbildung 33: $T=f(X, I_k)$: Zeitstaffelschutzplan Überstromzeitschutz

Folgende Funktionen sind in obiger Abbildung zu erkennen:

- Ungerichtete Überstromzeitschutzstufe: $I > = 1,7\text{p.u.}$, $T I > = 400\text{ms}$
- Ungerichtete Überstromzeitschutzstufe: $I > = 4\text{p.u.}$, $T I > = 600\text{ms}$

6.1.11.3 DIFF: Auslösekennlinie

Die Auslösekennlinie des Differentialschutzes ist in nachfolgender Abbildung dargestellt. Die rot gestrichelte Linie stellt die Auslösekennlinie (I_d , I_r) bei einseitiger Speisung des Kurzschlusses dar. Die berechneten Differential- und Halteströme (I_d , I_r) in den Leitern L1, L2 und L3 werden als Textelement dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
$I_d=f(I_r)$	Auslösecharakteristik des Differentialschutzes

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Haltestrom I_r in p.u.
Vertikale Y-Achse	Differenzstrom I_d in ms

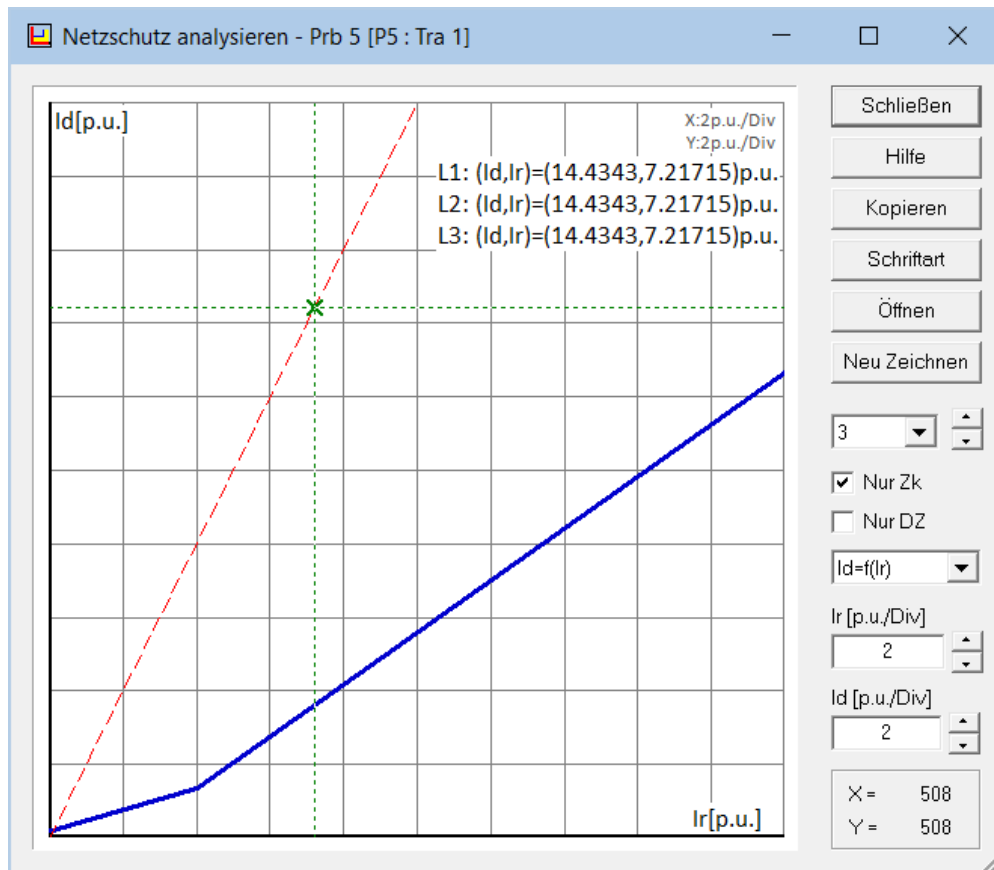


Abbildung 34: Diagramm $I_d=f(I_r)$: Auslösekennlinie Differentialschutz

Die Datenpaare (I_d, I_r) werden durch Kreuze und zugeordnete horizontale/vertikale gestrichelte Linien markiert.

6.1.11.4 FUSE: Sicherung

Die Auslösekennlinie bzw. Schmelzkennlinie der Sicherung ist in dem nachfolgenden Diagramm dargestellt. Dabei entspricht die **blaue** Kennlinie der Schmelzzeit/Stromkennlinie. Durch die beiden grünen Kennlinien werden zusätzlich die Ausschaltzeiten t_a bei Leiter-Erd-Spannung (**hellgrün**) und Leiter-Leiter-Spannung (**dunkelgrün**) angegeben. Mit der Annahme eines konstanten Ausschaltintegrals ($I^2 t_a$ -Wert) im Bereich kleiner Schmelzzeiten ergibt sich für die Darstellung der Ausschaltzeiten im logarithmischen System ein linearer Verlauf.

Einstellwert	Bedeutung
$T_v=f(I_k)$	Auslösecharakteristik von Sicherungen mit Schmelzkennlinie und Auslösekennlinie

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Kurzschlussstrom I_k in A
Vertikale Y-Achse	Virtuelle Schmelzzeit T_{vs} bzw. Ausschaltzeit $T_{a,max}$ in s

⇒ Wegen der doppelt-logarithmischen Darstellung werden als Grenzwerte für das Diagramm nur Zahlwerte akzeptiert, die eine ganze Potenz der Basis 10 sind.

In dem Diagramm sind um die **blaue** Schmelzzeit/Stromkennlinie auch die beiden Toleranzkennlinien als rot gestrichelte Linien dargestellt. In Anlehnung an die Norm IEC 60269 wird als Grundeinstellung der Sicherungskennlinien eine Toleranz von $\pm 10\%$ verwendet. Die Toleranz kann im Einstelldialog der Sicherungen verändert werden.

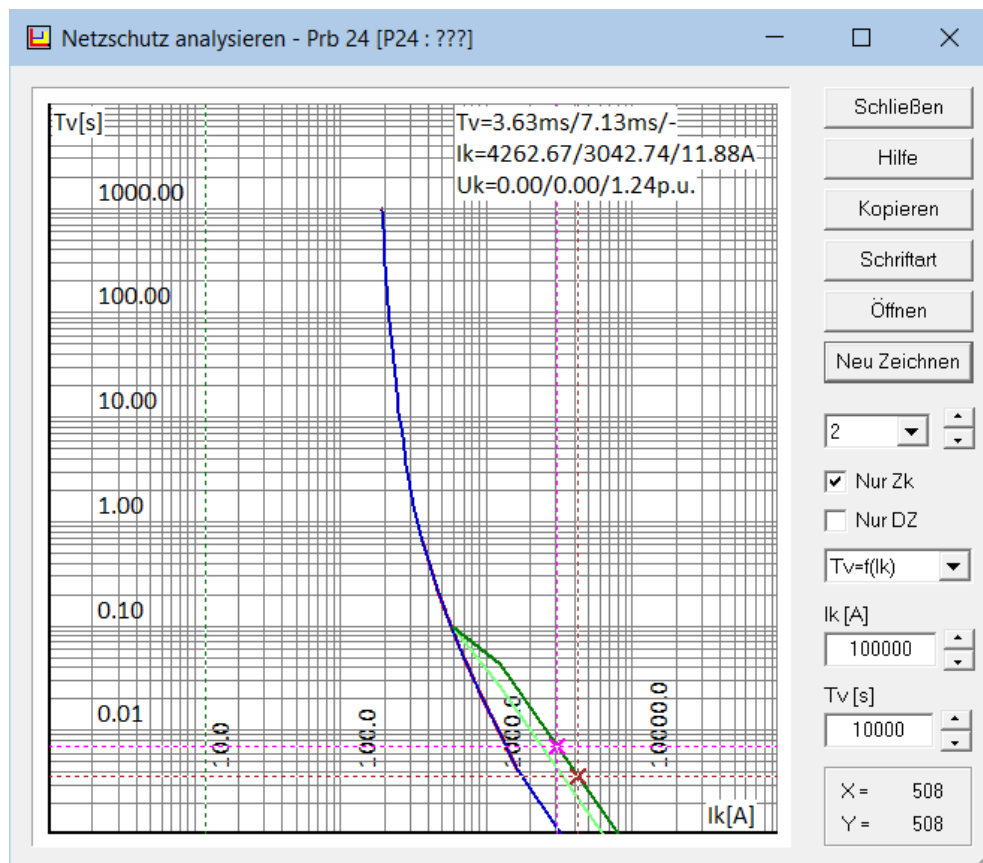


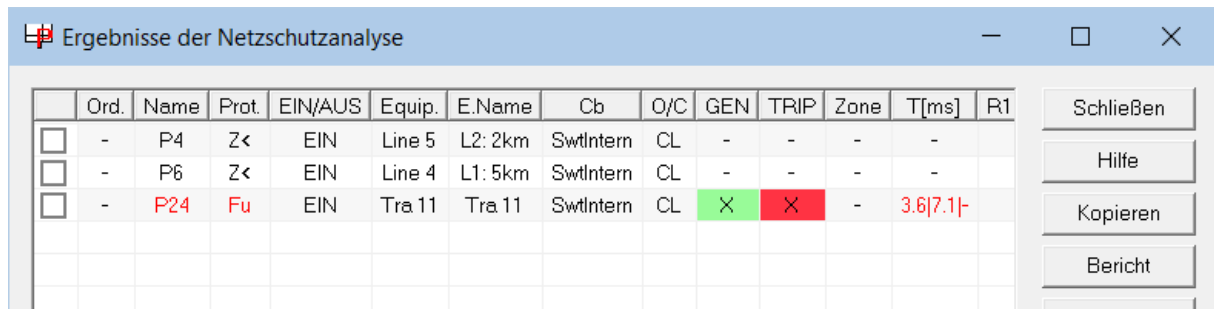
Abbildung 35: Diagramm $T_v=f(I_k)$: Schmelz- und Auslösekennlinie Sicherung

- ⇒ Die Zahlen der Achsenbeschriftung der horizontalen Achse **Ik[A]** werden wegen der logarithmischen Teilung nur angezeigt, wenn der Einstellwert **Ik [A]** eine ganzzahlige 10er-Potenz z.B. 1000 oder 10000 ist.

Die Sicherung wird, wie in Mittel- und Niederspannungsnetzen üblich leiterselektiv verwendet. In dem oben dargestellten Diagramm sind für einen 2pE-Kurzschluss die berechneten Arbeitspunkte $\{T_v, I_k\}$ durch Kreuze mit gestrichelten Linien markiert.

- Leiter L1: **Braun**
- Leiter L2: **Magenta**
- Leiter L3: **Grün**

Im oberen Bereich des Diagramms sind die virtuellen Schmelzzeiten T_{vs} , die berechneten Kurzschlussströme I_k und die Kurzschlussspannung U_k am Messort der Sicherungen leiterselektiv angegeben. Bei Sicherungen mit Generalanregung wird jeweils T_{vs} angegeben, bei Sicherungen mit AUS-Kommando dagegen die Ausschaltzeiten $T_{a,max}$. Analog dazu wird auch in der Ergebnistabelle der Netzschutzanalyse $T_{a,max}$ bei AUS-Kommando und T_{vs} bei Generalanregung eingetragen. Der Wert für $T_{a,max}$ wird dabei **rot** markiert, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.



	Ord.	Name	Prot.	EIN/AUS	Equip.	E.Name	Cb	O/C	GEN	TRIP	Zone	T[ms]	R1
<input type="checkbox"/>	-	P4	Z<	EIN	Line 5	L2: 2km	SwtIntern	CL	-	-	-	-	
<input type="checkbox"/>	-	P6	Z<	EIN	Line 4	L1: 5km	SwtIntern	CL	-	-	-	-	
<input type="checkbox"/>	-	P24	Fu	EIN	Tra 11	Tra 11	SwtIntern	CL	X	X	-	3.6 7.1 	

Abbildung 36: Ausgabe der Ergebnisse im Dialog *Ergebnisse der Netzschutzanalyse*

Die berechneten Werte werden im Diagramm ausgegeben, wenn nur eine Sicherungskennlinie in dem Diagramm gleichzeitig dargestellt wird, bei der Darstellung mehrerer Sicherungskennlinien erfolgt keine Ausgabe.

6.1.11.5 UMZ: Richtungskennlinie I_{L123} - Methode $U_{LE} - I_L$

Die Richtungskennlinie für den gerichteten Überstromschutz (**UMZ-Schutz**), die mit dem Einstellwert $\emptyset(U_{LE}, I_L)$ ausgewählt wird, ist in Abbildung 37 für einen Kurzschluss L23E mit **roten Linien** dargestellt. Die vom Ursprung nach rechts gezeichnete Linie in **violetter** Farbe zeigt an, dass die Zeiger der Leiterströme I_{L123} auf die horizontale Achse bezogen gezeichnet werden. Die p.u.-Werte sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

Einstellwert	Bedeutung
Dir=f(U_k, I_k)	Richtungskennlinie des Überstromschutzes

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Realteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.
Vertikale Y-Achse	Imaginärteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.

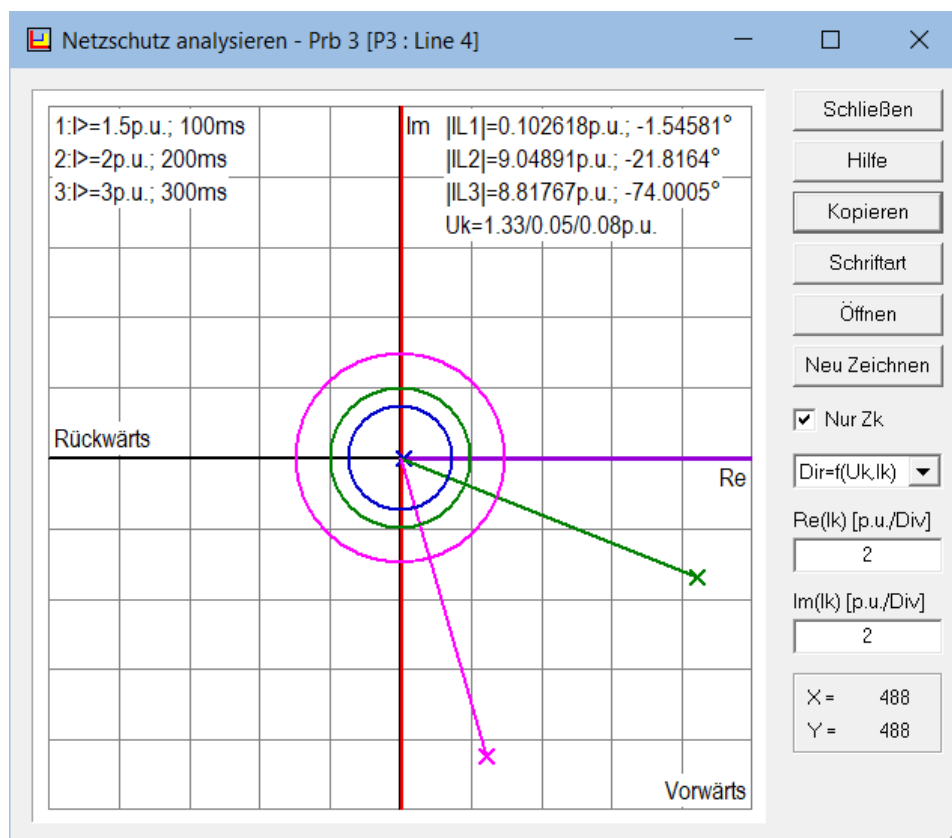


Abbildung 37: Diagramm $Dir=f(U_k, I_k)$: Kurzschlussrichtung nach $\emptyset(U_{LE}, I_L)$

Zusätzlich werden die aktiven Anregungen $I>$ als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt. In der rechten oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben. Die im Diagramm angegebenen Winkel sind die Phasenverschiebungen des Leiterstromes bezogen auf die in der horizontalen Achse liegende Leiter-Erd-Spannung.

⇒ Die Skalierungsfaktoren der beiden Achsen werden immer gleichgesetzt.

6.1.11.6 UMZ/AMZ: Richtungskennlinie I_{L123} - Charakteristischer Winkel

Die Richtungsgerade für den gerichteten Überstromzeitschutz für die Leiterströme I_{L123} ([UMZ-Schutz](#) und [AMZ-Schutz](#)), die mit dem Einstellwert **Char. Winkel** ausgewählt wird, ist in Abbildung 38 für einen Erdkurzschluss L2E dargestellt. Die vom Ursprung nach rechts oben gezeichnete **rote Linie** steht senkrecht auf der **rot gezeichneten Richtungsgeraden**, hier allerdings durch die verschiedenen Seitenlängen des Diagramms optisch verzerrt dargestellt. Der Winkel zwischen der horizontalen Achse und der Senkrechten zur Richtungsgeraden ist der eingestellte charakteristische Winkel.

Der Kurzschlussstrom I_{L2} ist als **blaue Linie** vom Ursprung ausgehend nach rechts gezeichnet dargestellt. Das Ende des komplexen Zeigers ist mit einem **blauen Kreuz** markiert. Die Werte in p.u. sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

Der Phasenwinkel des Kurzschlussstromes wird auf die horizontale Achse **ULLref** bezogen gezeichnet. Die Leiter-Leiter-Referenzspannung U_{LL} wird als **violette** Linie gezeichnet.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Imaginärteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.
Vertikale Y-Achse	Realteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.

Zusätzlich werden die aktiven Anregungen $I>$ als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt. In der linken oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben.

Einstellwert	Bedeutung
Dir=f(U_k, I_k)	Richtungskennlinie des Überstromzeitschutzes

Es muss beachtet werden, dass der charakteristische Winkel erst bestimmt wird, wenn ein Kurzschluss erkannt und einer der Leiterströme als Kurzschlussstrom ausgewählt wurde. Ohne eine $I>$ -Anregung wird das Diagramm mit Grundeinstellungswerten gezeichnet.

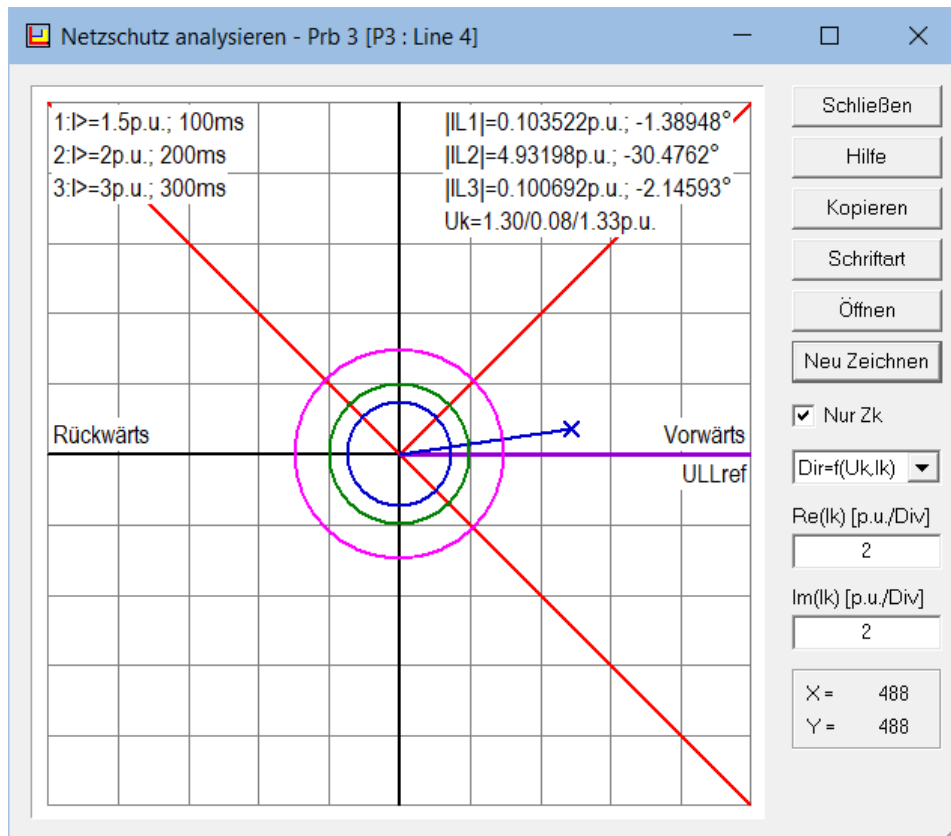


Abbildung 38: Diagramm $Dir=f(U_k, I_k)$: Kurzschlussrichtung nach Char. Winkel

6.1.11.6.1 Angezeigte Messwerte (rechts oben)

1. Betrag und Phasenwinkel Leiterstrom I_{L1}
2. Betrag und Phasenwinkel Leiterstrom I_{L2}
3. Betrag und Phasenwinkel Leiterstrom I_{L3}
4. Betrag der Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_{L1} , \underline{U}_{L2} , \underline{U}_{L3} in p.u. ($1 \text{ p.u.} = U_n/\sqrt{3}$)

6.1.11.6.2 Angezeigte Einstellwerte (links oben)

In der linken oberen Ecke des Diagramms werden die wichtigsten Einstellwerte der Überstromzeitstufen 1...3 angezeigt: Anregung $I >$ mit der zugehörigen Staffelzeit $T_I >$.

6.1.11.7 AMZ: Kennlinie Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

Die Kennlinie in nachfolgender Abbildung zeigt die Auslösekennlinie des AMZ-Schutzes mit den eingemessenen Kurzschlussmesspunkten.

Einstellwert	Bedeutung
$T_{idmt}=f(I_k)$	Auslösekennlinie des AMZ-Schutzes für das natürliche System, Gegen-system und Nullsystem
$T_{idmt}=f(I_k)$	Auslösekennlinie für die Leiterströme I_{L123} im natürlichen System
$T_{idmt}=f(I_2)$	Auslösekennlinie für den Gegensystemstrom I_2
$T_{idmt}=f(I_E)$	Auslösekennlinie für den Summenstrom I_E

Der Summenstrom I_E ist das Dreifache des Nullstromes I_0 .

Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Betrag des Kurzschlussstromes I_k in p.u.
Vertikale Y-Achse	Auslösezeit T in s

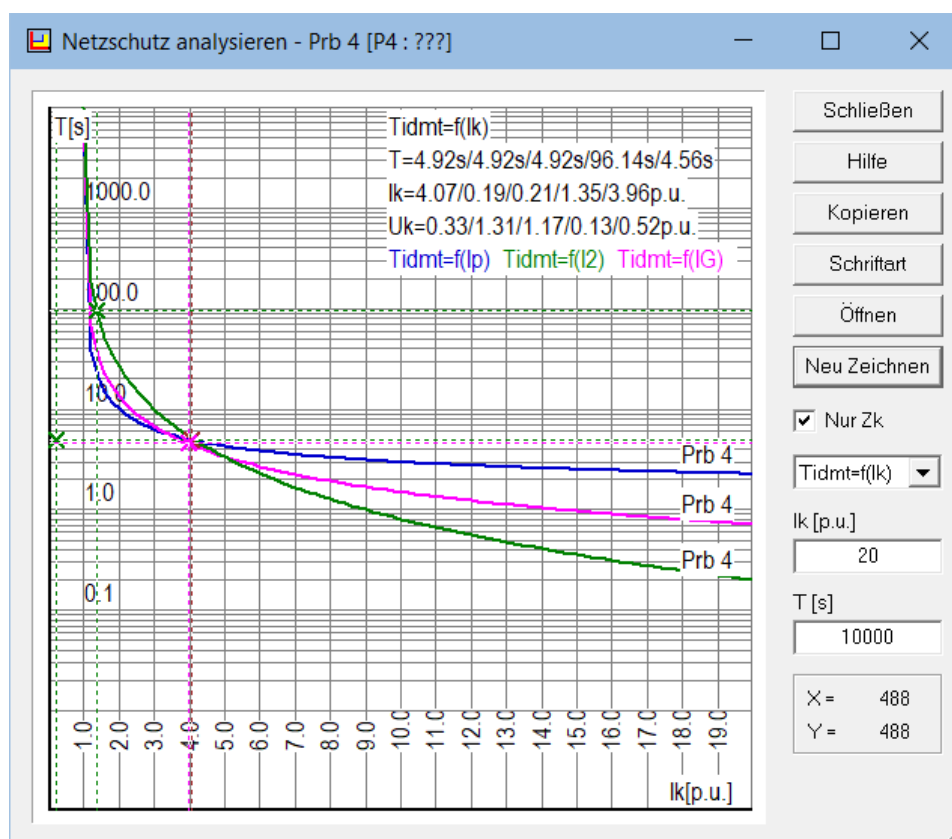


Abbildung 39: Diagramm $T_{idmt}=f(I_k)$: Kennlinie AMZ-Schutz (IDMT)

Die in obiger Abbildung enthaltene Darstellung der Auslösekennlinie wird für alle drei AMZ-Teilsysteme im [natürlichen System](#), im [Nullsystem](#) und [Gegensystem](#) verwendet. Die Zeichenfarben der Auslösekennlinien werden im Diagramm mit den Einstellwerten ausgegeben.

Farbe der Kennlinie	Bedeutung
grün	Auslösekennlinie im Gegensystem
magenta	Auslösekennlinie im Nullsystem
blau	Auslösekennlinie im natürlichen System

Werden mehrere Mess/Schutzgeräte mit AMZ-Schutz (IDMT) verwendet, können diese Auslösekennlinien in einem gemeinsamen Diagramm dargestellt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel mit den **Mess/Schutzgeräten Prb 1** und **Prb 2**.

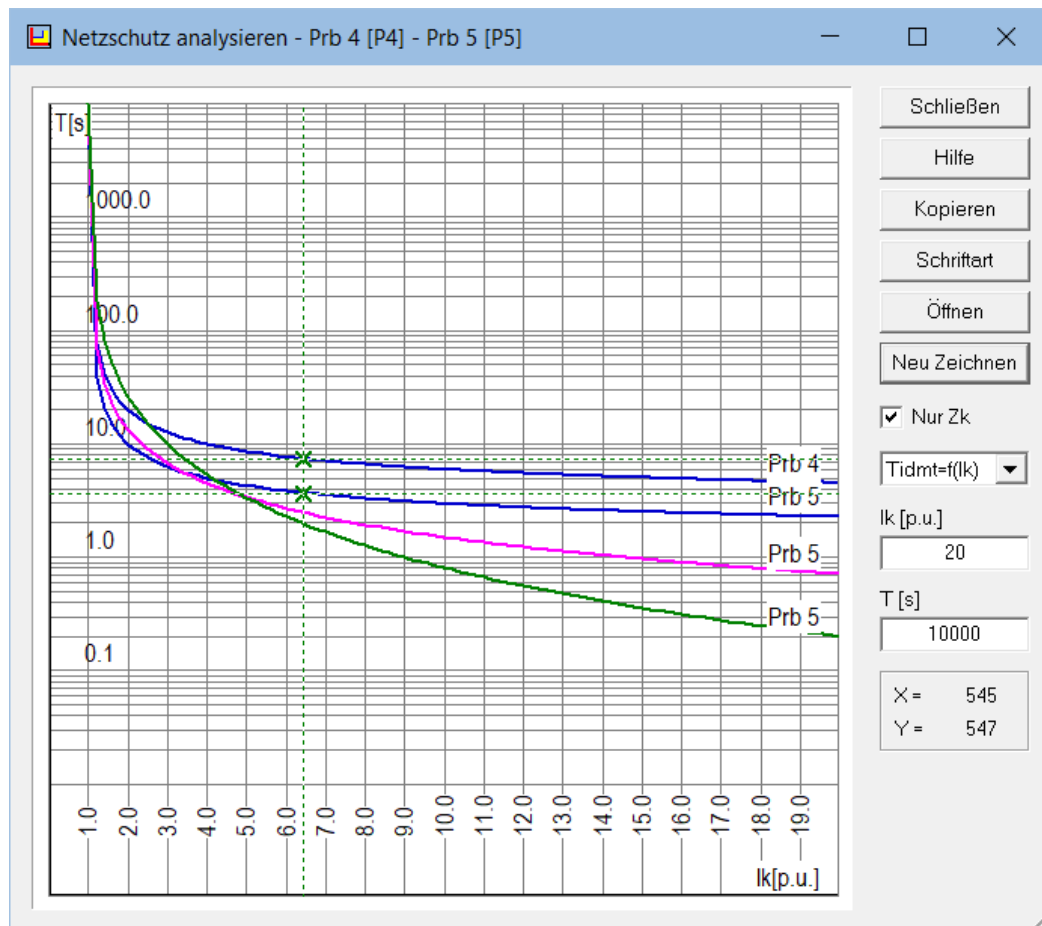
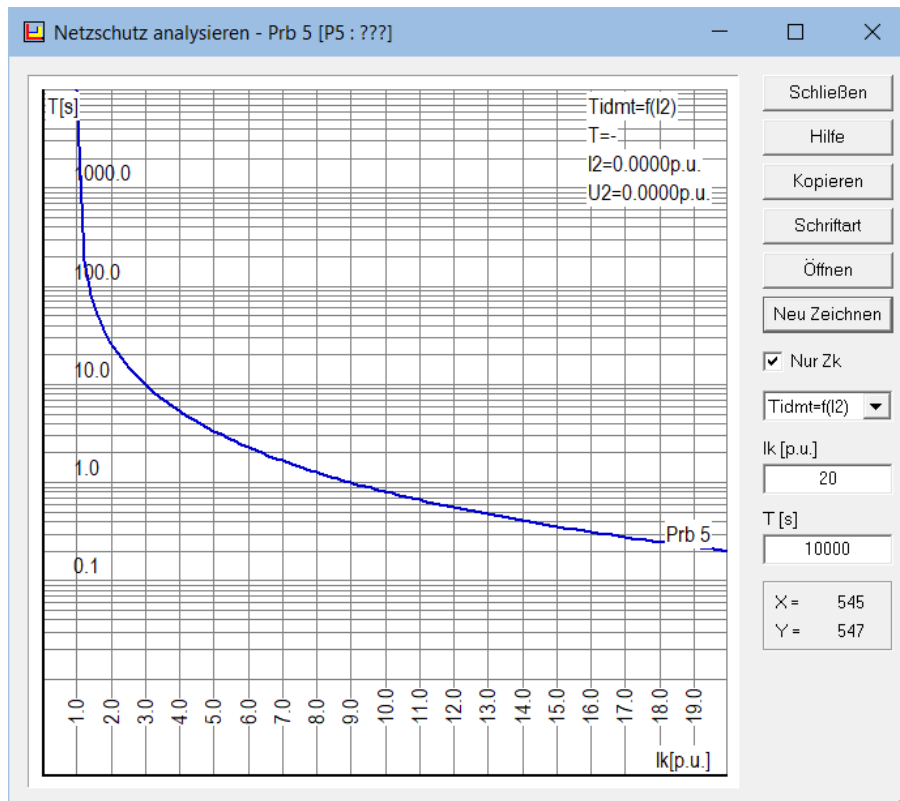
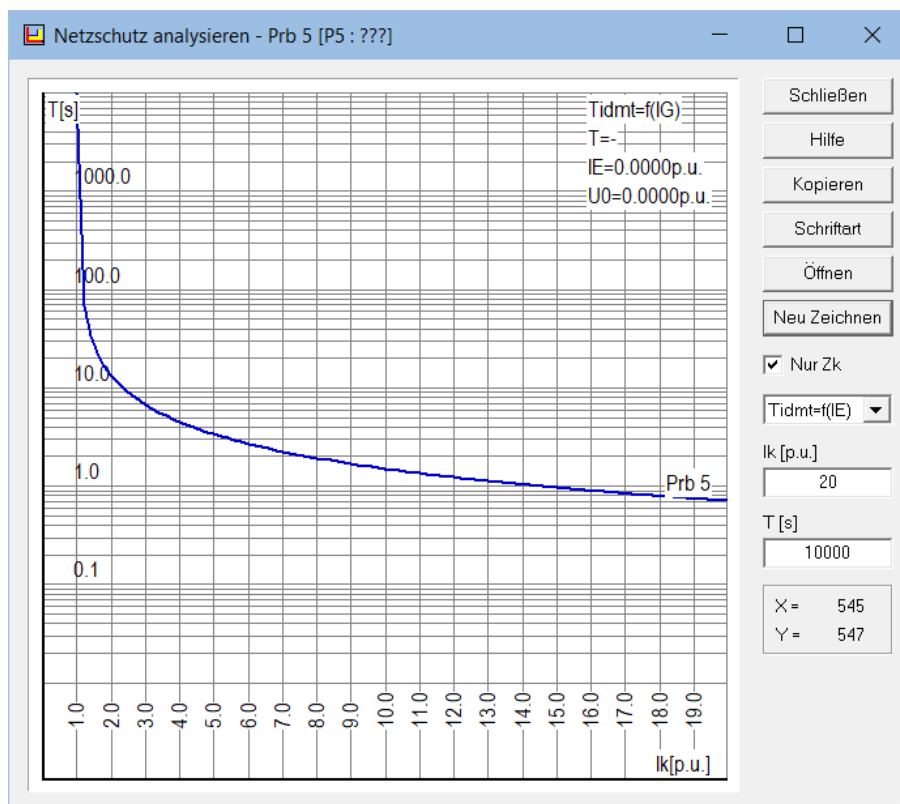


Abbildung 40: Diagramm $Tidmt=f(I_k)$: Mehrere Kennlinien in einem Diagramm

Mit weiteren Einstellwerten können die Auslösekennlinien der drei Teilsysteme des AMZ-Schutzes in eigenen Diagrammen dargestellt werden: **$Tidmt=f(I_L)$** , **$Tidmt=f(I_2)$** und **$Tidmt=f(I_E)$** . In der nächsten Abbildung ist beispielhaft die Auslösekennlinie des AMZ-Schutzes im Gegensystem dargestellt.

Abbildung 41: Kennlinie $Tidmt=f(I_2)$: Kennlinie AMZ-Schutz GegensystemAbbildung 42: Kennlinie $Tidmt=f(I_E)$: Kennlinie AMZ-Schutz Summenstrom

6.1.11.8 EWATT: Kennlinien der Erdschlussrichtungserkennung

Die Kennlinie in der nächsten Abbildung zeigt die Kennlinie der Erdschlussrichtungserkennung mit den komplexen Zeigern der Nullspannung und des Summenstromes für **isoliert betriebene Netze** nach dem $\sin \varphi$ - Verfahren.

Einstellwert	Bedeutung
GF=f(U₀,I_E)	Kennlinie für die Erdschlussrichtungserkennung

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Nullspannung U_0 in p.u.
Vertikale Y-Achse	Summenstrom I_E in p.u.

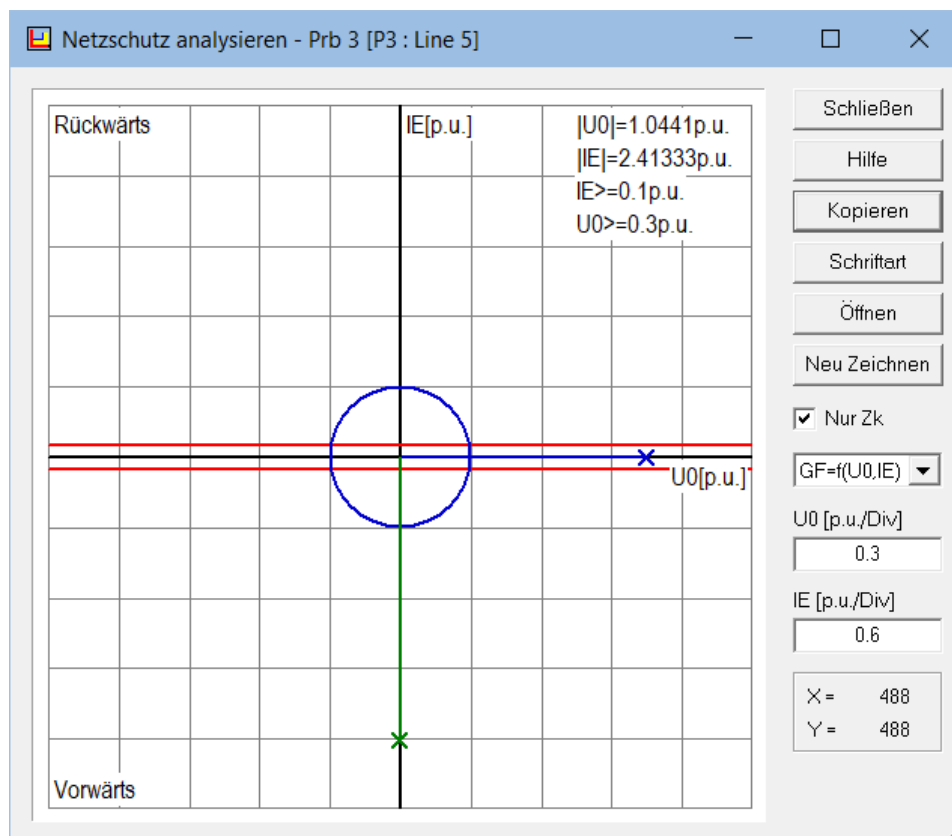


Abbildung 43: Kennlinie Erdschlussrichtungserkennung für isoliert betriebene Netze

- **Blau:** Komplexer Zeiger der Nullspannung U_0
- **Grün:** Komplexer Zeiger des Summenstroms I_E
- **Rote Geraden:** Überstromanregung $IE>$
- **Blauer Kreis:** Überspannungsanregung $U0>$

Die Kennlinie in der folgenden Abbildung zeigt die Kennlinie der Erdschlussrichtungserkennung mit den komplexen Zeigern der Nullspannung und des Summenstromes für **kompensiert betriebene Netze** nach dem wattmetrischen Verfahren (auch $\cos \varphi$ - Verfahren genannt).

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Nullspannung U_0 in p.u.
Vertikale Y-Achse	Summenstrom I_E in p.u.

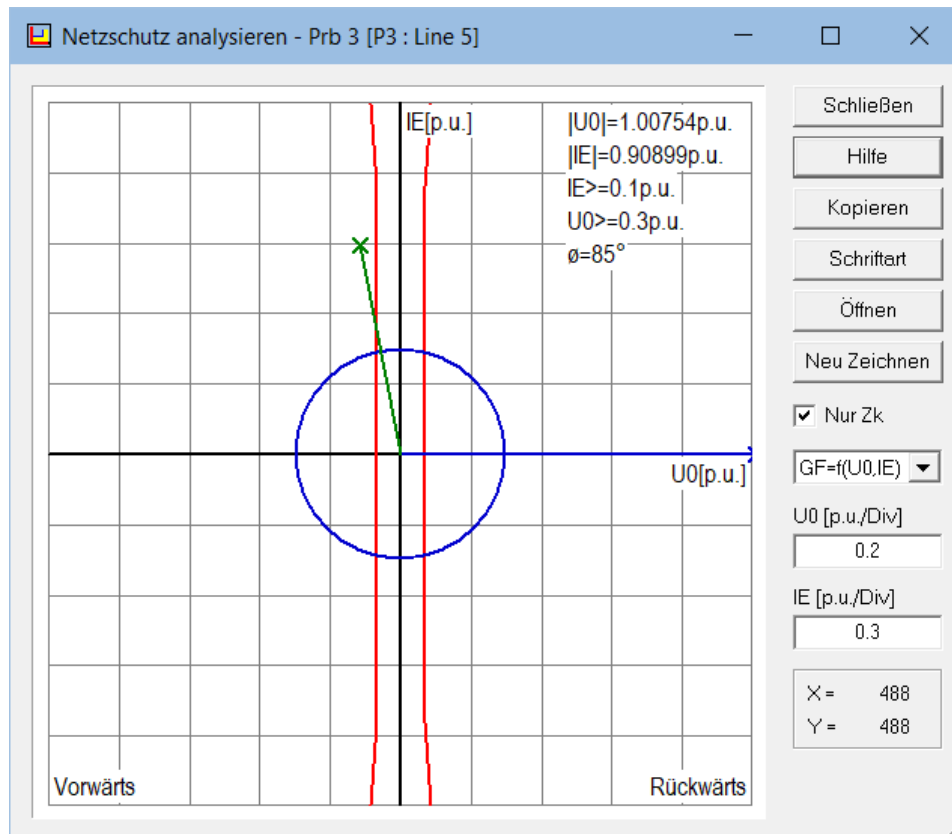


Abbildung 44: Kennlinie Erdschlusserkennung für kompensiert betriebene Netze

- **Blau:** Komplexer Zeiger der Nullspannung \underline{U}_0
- **Grün:** Komplexer Zeiger des Summenstroms \underline{I}_E
- **Rote Geraden:** Überstromanregung $IE>$ mit Sektorwinkel $\phi(\text{sekt.})$
- **Blauer Kreis:** Überspannungsanregung $U0>$

6.1.11.9 UMZ/AMZ: Richtungskennlinie im Nullsystem mit Summenstrom \underline{I}_E

Die Richtungsgerade für den Überstromzeitschutz mit Richtung im Nullsystem (AMZ-Schutz im Nullsystem), die mit dem Einstellwert **Char. Winkel** ausgewählt wird, ist in der nächsten Abbildung für einen 1-poligen Erdkurzschluss dargestellt. Die vom Ursprung nach rechts unten gehende **rote Linie** steht senkrecht auf der **rot gezeichneten Richtungsgeraden**. Der Winkel zwischen der horizontalen Achse und der Senkrechten zur Richtungsgeraden ist der eingestellte charakteristische Winkel.

Einstellwert	Bedeutung
Dir=f(U0,IE)	Kennlinie für die Richtungserkennung im Nullsystem

Der Summenstrom \underline{I}_E ist als **blaue Linie** vom Ursprung ausgehend nach unten gezeichnet dargestellt. Das Ende des komplexen Zeigers ist mit einem **blauen Kreuz** markiert. Die p.u.-Werte sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Realteil Kurzschlussstrom \underline{I}_E in p.u.
Vertikale Y-Achse	Imaginärteil Kurzschlussstrom \underline{I}_E in p.u.

Die vom Ursprung nach rechts gezeichnete Linie in **violetter** Farbe zeigt an, dass der Zeiger des Summenstroms I_E auf die horizontale Achse bezogen gezeichnet wird. Die **violette** Linie zeigt die Lage der inversen Nullspannung $-U_0$ an, die als Referenzspannung für den charakteristischen Winkel verwendet wird.

Der Phasenwinkel des Zeigers des Summenstroms I_E wird bezogen auf den Zeiger der Nullspannung U_0 bezogen gezeichnet, der vom Ursprung aus gesehen nach links also entgegengesetzt der **violetten** Linie gerichtet ist.

Zusätzlich können optional die aktiven Anregeschwellen $I >$ als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt. In der linken oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben.

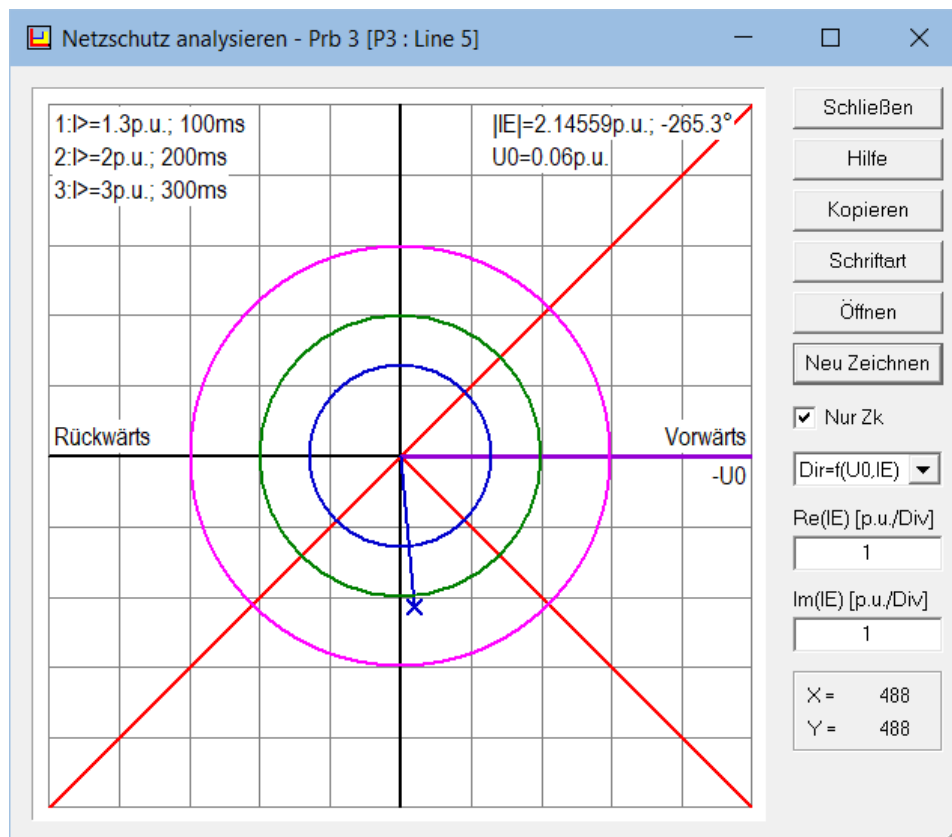


Abbildung 45: Diagramm $Dir=f(U_0, I_E)$: Richtungskennlinie im Nullsystem

Es muss beachtet werden, dass der charakteristische Winkel erst bestimmt wird, wenn ein Kurzschluss erkannt wurde. Ohne eine $I >$ -Anregung wird das Diagramm mit Grundeinstellungswerten gezeichnet.

Angezeigte Messwerte (rechts oben)

1. Betrag und Phasenwinkel des Summenstroms I_E
2. Betrag der Nullsystemspannung U_0 in p.u. ($1 \text{ p.u.} = U_n/\sqrt{3}$)

6.1.11.10 UMZ/AMZ: Richtungskennlinie im Gegensystem mit Gegenstrom I_2

Die Richtungsgerade für den [Überstromzeitschutz mit Richtung](#) im Gegensystem ([AMZ-Schutz im Gegensystem](#)), die mit dem Einstellwert **Char. Winkel** ausgewählt wird, ist in der folgenden Abbildung für einen 2-poligen Kurzschluss ohne Erde L12 dargestellt. Die

vom Ursprung nach rechts unten gehende **rote Linie** steht senkrecht auf der **rot gezeichneten Richtungsgeraden**, hier allerdings durch die verschiedenen Seitenlängen des Diagramms optisch verzerrt dargestellt. Der Winkel zwischen der horizontalen Achse und der Senkrechten zur Richtungsgeraden ist der eingestellte charakteristische Winkel. Der Winkel zwischen der horizontalen Achse und der Senkrechten zur Richtungsgeraden ist der eingestellte charakteristische Winkel.

Einstellwert	Bedeutung
Dir=f(U₂, I₂)	Kennlinie für die Richtungserkennung im Gegensystem

Der Gegensystemstrom I_2 ist als **blaue Linie** vom Ursprung ausgehend nach unten gezeichnet dargestellt. Das Ende des komplexen Zeigers ist mit einem **blauen Kreuz** markiert. Die p.u.-Werte sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Realteil Kurzschlussstrom I_2 in p.u.
Vertikale Y-Achse	Imaginärteil Kurzschlussstrom I_2 in p.u.

Die vom Ursprung nach rechts gezeichnete Linie in **violetter** Farbe zeigt an, dass der Zeiger des Gegenstroms I_2 auf die horizontale Achse bezogen gezeichnet wird. Die **violette** Linie zeigt die Lage der inversen Gegenspannung $-U_2$ an, die als Referenzspannung für den charakteristischen Winkel verwendet wird.

Der Phasenwinkel des Zeigers des Gegenstroms I_2 wird auf den Zeiger der Gegenspannung U_2 bezogen gezeichnet, der vom Ursprung aus gesehen nach links also entgegengesetzt der **violetten** Linie gerichtet ist.

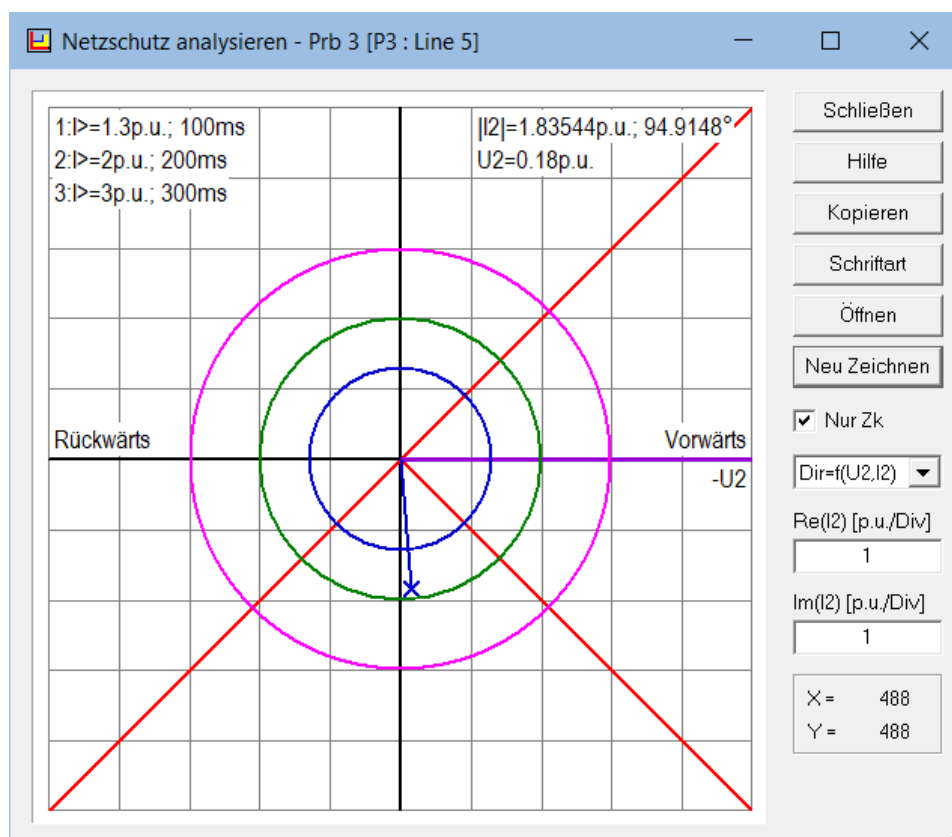


Abbildung 46: Diagramm Dir=f(U₂,I₂): Richtungskennlinie im Gegensystem

Zusätzlich können optional die aktiven Anregungen $I>$ als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt werden. In der rechten oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben. Es muss beachtet werden, dass der charakteristische Winkel erst bestimmt wird, wenn ein Kurzschluss erkannt wurde. Ohne eine $I>$ -Anregung wird das Diagramm mit Grundeinstellungswerten gezeichnet.

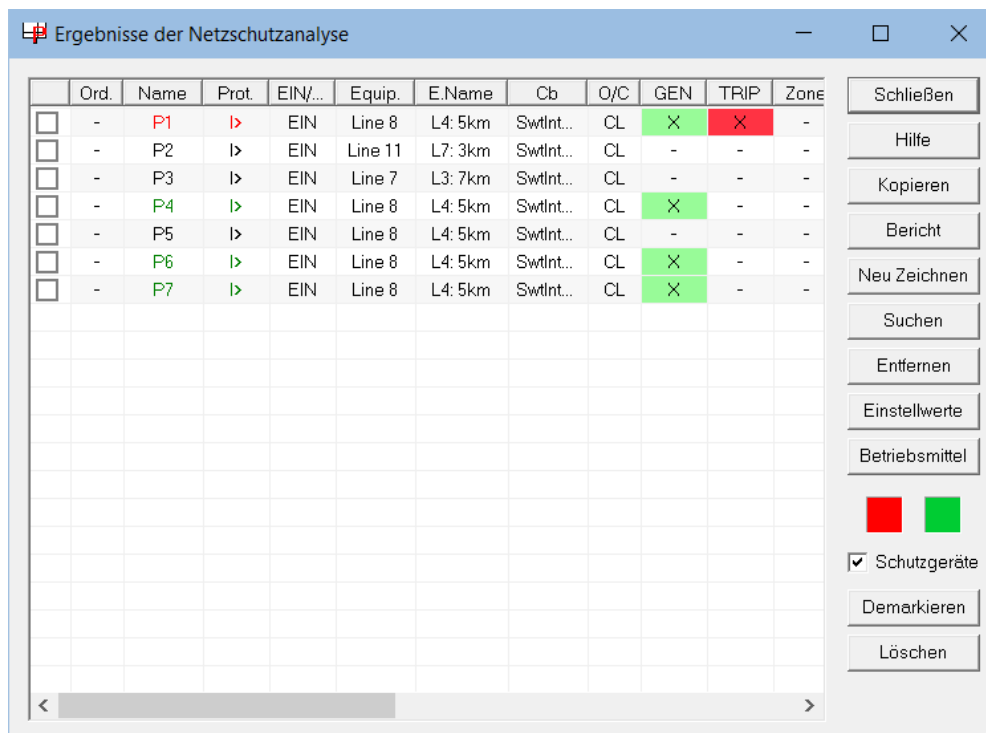
Angezeigte Messwerte (rechts oben)

1. Betrag und Phasenwinkel des Gegensystemstroms I_2
2. Betrag der Gegensystemspannung U_2 in p.u. ($1 \text{ p.u.} = U_n/\sqrt{3}$)

6.1.12 Schutzanalyse: Ergebnisse der Netzschutzanalyse in einer Tabelle

Die Ergebnisse der Schutzanalyse können wie in der folgenden Abbildung dargestellt in einer Tabelle übersichtlich dargestellt werden. Nach einer Berechnung eines stationären Netzzustandes wird die Tabelle automatisch aktualisiert.

- In der Tabelle werden AUS-Kommandos mit einer **roten** Zelle, Generalanregungen mit einer **grünen** Zelle markiert.
- Ein deaktiviertes Schutzgerät wird in der Spalte **EIN/AUS** mit einer Zelle in **Orange** markiert.
- Eine **hellblaue** Zelle zeigt ein Schutzgerät an, die durch das Überfahren mit dem Mauszeiger in der Netzgrafik erkannt wurde, wenn der **Netzwerk Design Mode** deaktiviert wurde.
- Wurde ein Schutzgerät mit einem zu schützenden Betriebsmittel verbunden, das keine Mitreaktanz als Modellparameter besitzt, so wird die Zelle in **pink** eingefärbt.



	Ord.	Name	Prot.	EIN/...	Equip.	E.Name	Cb	O/C	GEN	TRIP	Zone
<input type="checkbox"/>	-	P1	I>	EIN	Line 8	L4: 5km	SwInt...	CL	X	X	-
<input type="checkbox"/>	-	P2	I>	EIN	Line 11	L7: 3km	SwInt...	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	P3	I>	EIN	Line 7	L3: 7km	SwInt...	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	P4	I>	EIN	Line 8	L4: 5km	SwInt...	CL	X	-	-
<input type="checkbox"/>	-	P5	I>	EIN	Line 8	L4: 5km	SwInt...	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	P6	I>	EIN	Line 8	L4: 5km	SwInt...	CL	X	-	-
<input type="checkbox"/>	-	P7	I>	EIN	Line 8	L4: 5km	SwInt...	CL	X	-	-

Abbildung 47: Ergebnisse der Netzschutzanalyse in einer Tabellenübersicht

An der rechten Seite des Dialogs sind je eine **rote** und **grüne** LED-Anzeige enthalten, die als ODER-Verknüpfung der AUS-Kommandos bzw. der Generalanregungen aller ausgewerteten Schutzgeräte ermittelt werden.

- **LED Grün**
ODER-Verknüpfung der Generalanregungen der in der Tabelle enthaltenen und ausgewerteten Schutzgeräte
- **LED Rot**
ODER-Verknüpfung der AUS-Kommandos der in der Tabelle enthaltenen und ausgewerteten Schutzgeräte

Die beiden LED-Anzeigen dienen dazu, einen schnellen Überblick über die zentralen Entscheidungen eines Schutzgerätes AUS-Kommando und Generalanregung zu erhalten.

6.1.12.1 Einstelldialog öffnen: Schutzgerät oder zu schützendes Betriebsmittel

Der Einstelldialog des Schutzgerätes oder des zu schützenden Betriebsmittels kann geöffnet werden.

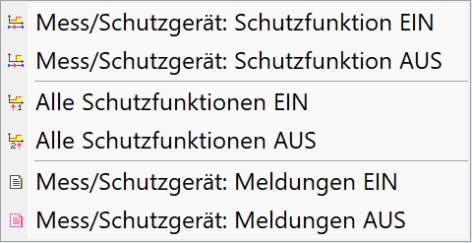
- Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Spalten **Equip.** oder **E.Name** wird der Einstelldialog des zu schützenden Betriebsmittels geöffnet.
- Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf alle anderen Spalten wird der Einstelldialog des **Mess/Schutzgerätes** geöffnet.

6.1.12.2 Bedienelemente des Dialogs zur Schutzanalyse

Bezeichner	Bedeutung
Kopieren	Der Inhalt der Tabelle kann in die Zwischenablage kopiert werden. Dabei verwendet ATPDesigner ein .csv-Format, damit die Tabelle einfach z.B. in eine Excel-Datei importiert werden kann.
Bericht	Die in der Liste angezeigten Messwerte inklusive der Spaltenüberschriften können in einer XML-Datei [21] gespeichert und direkt z.B. in Word eingelesen und als Tabelle dargestellt werden.
Neu Zeichnen	Manuelle Aktualisierung des Inhaltes der Tabelle
Entfernen	Die rote Markierungsfläche , der ein mit Suchen gefundenes Betriebsmittel umrandet, wird in der Netzgrafik gelöscht.
Einstellwerte	Der Einstelldialog der in der Liste markierten Schutzgeräte wird geöffnet.
Löschen	Die zu schützenden Betriebsmittel Equip. für alle Schutzgeräte sowie die sekundäre Mitimpedanz und damit auch die sekundäre Mitreaktanz X1ls[Ohm] werden gelöscht.
Demarkieren	Die Markierungen der Schutzgeräte mit Checkboxes und Ordnungsnummern in der Spalte Ord. werden gelöscht.
Suchen	Das Schutzgerät der markierten Zeile wird in der Netzgrafik gesucht und mit einer roten Markierungsfläche markiert.

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Durch einen Left Mouse Button Double Click auf die Spalten Equip. oder E.Name wird beim nachfolgenden Left Mouse Button Click auf den Button Suchen das zu schützende Betriebsmittel mit einer roten Markierungsfläche markiert. Falls das Schutzdiagramm mit den Auslösekennlinien etc. geöffnet ist, wird das Diagramm gelöscht. ▪ Durch einen Left Mouse Button Double Click auf alle anderen Spalten wird beim nachfolgenden Drücken des Suchen-Buttons das Schutzgerät mit einer roten Markierungsfläche markiert. Falls das Schutzdiagramm mit den Auslösekennlinien etc. geöffnet ist, wird das Diagramm gelöscht.
Betriebsmittel	siehe Identifikation des zu schützenden Betriebsmittels

In der nachfolgenden Tabelle sind die Bezeichner der Tabelle des Dialogs erläutert.

	Bedeutung
<input type="checkbox"/>	Checkbox zur Auswahl mehrerer Schutzgeräte, wenn z.B. mehrere Zeitstaffelpläne in einem Diagramm dargestellt werden oder eine automatische Prüfung von Folgeleitungen (Kapitel 12.10) durchgeführt werden soll.
Ord.	Ordnungsnummer zur Darstellung z.B. mehrerer Zeitstaffelpläne in einem Diagramm
Name	Anwenderspezifischer Name des Schutzgerätes
Prot.	Bezeichner für die Schutzfunktion
EIN/AUS	<p>EIN- und AUS-Schalten der Schutz- und Meldungsfunktionen</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mess/Schutzgerät: Schutzfunktion EIN oder AUS Für das Schutzgerät, dessen Tabellenzeile mit Left Mouse Button Down angeklickt wurde, werden die Schutzfunktionen EIN oder AUS geschaltet. ▪ Alle Schutzfunktionen EIN oder AUS Für alle Schutzgeräte im Stromnetz werden die Schutzfunktionen EIN oder AUS geschaltet. ▪ Mess/Schutzgerät: Meldungen EIN oder AUS Für das Schutzgerät, dessen Tabellenzeile mit Left Mouse Button Down angeklickt wurde, wird die Ausgabe der die Meldungen in das Meldungsfenster Schutztechnik EIN oder AUS geschaltet. <p>Wird die Zelle in der Tabelle mit eine Left Mouse Button Click ausgewählt, so wird das nachfolgende Menü geöffnet.</p> <div>  </div>

	<div>Eine deaktivierte Schutzfunktion wird mit einer Einfärbung der Zelle in Orange angezeigt.</div> <div><div><div>Ergebnisse der Netzschutzanalyse</div><table><tr><th></th><th>Ord.</th><th>Name</th><th>Prot.</th><th>EIN/AUS</th><th>Equip.</th><th>E.Name</th><th>Cb</th></tr><tr><td><input type="checkbox"/></td><td>-</td><td>P2</td><td>Z<</td><td>AUS</td><td>3Ph 1</td><td>5MW</td><td>SwInte</td></tr><tr><td><input type="checkbox"/></td><td>-</td><td>P4</td><td>I></td><td>EIN</td><td>Prb 4</td><td>P4</td><td>SwInte</td></tr></table></div></div>		Ord.	Name	Prot.	EIN/AUS	Equip.	E.Name	Cb	<input type="checkbox"/>	-	P2	Z<	AUS	3Ph 1	5MW	SwInte	<input type="checkbox"/>	-	P4	I>	EIN	Prb 4	P4	SwInte
	Ord.	Name	Prot.	EIN/AUS	Equip.	E.Name	Cb																		
<input type="checkbox"/>	-	P2	Z<	AUS	3Ph 1	5MW	SwInte																		
<input type="checkbox"/>	-	P4	I>	EIN	Prb 4	P4	SwInte																		
Equip.	Name des zu schützenden Betriebsmittels (Referenzname)																								
E.Name	Anwenderspezifischer Name des zu schützenden Betriebsmittels																								
Cb	<div>Referenzname des Schalters, der mit dem Schutzgerät verbunden ist.</div> <div><div><div>Orange</div>: Der Schalter ist stationär geöffnet.</div><div><div>Rot</div>: Der Schalter wurde durch eine Schutzfunktion geöffnet.</div></div>																								
O/C	<div>Zustand des Schalters</div> <div><div><div>CL</div>= geschlossen</div><div><div>OP</div>= offen</div></div> <div>Durch einen Left Mouse Button Click auf diese Zelle kann der Leistungsschalter geöffnet oder geschlossen werden.</div> <div><div><div>OP</div>Offen</div><div><div>CL</div>Geschlossen</div></div>																								
GEN	Generalanregung (X = Generalanregung erkannt)																								
AUS	AUS-Kommando (X = AUS-Kommando erteilt)																								
Zone	Nummer der Distanzzone mit AUS-Kommando																								
T[ms/Div]	Staffelzeit des AUS-Kommandos																								
R1s[Ohm]	Sekundäre Kurzschlussresistanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem																								

X1s[Ohm]	Sekundäre Kurzschlussreaktanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
R1p[Ohm]	Primäre Kurzschlussresistanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
X1p[Ohm]	Primäre Kurzschlussreaktanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
Z1s[Ohm]	Betrag der sekundären Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
Z1p[Ohm]	Betrag der primären Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
X1ls[Ohm]	Sekundäre Mitreaktanz des zu schützenden Betriebsmittels Die sekundäre Mitreaktanz wird auch in der Registerkarte Distanzschutz ausgegeben und kann dort verändert werden.
Ref.Name	Unveränderlicher Referenzname des Schutzgerätes

6.1.12.3 Identifikation des zu schützenden Betriebsmittels

Das zu schützende Betriebsmittel sowie dessen sekundäre Mitimpedanz und ein dem Schutzgerät zugeordneter [Schalter](#) werden sofern möglich automatisch identifiziert. Die sekundäre Mitimpedanz wird in der Registerkarte [Distanzschutz](#) ausgegeben und kann dort verändert werden.

Der Algorithmus zur Identifikation des zu schützenden Betriebsmittels geht davon aus, dass das Schutzgerät im Verbraucherzählpfeilsystem mit dem zu schützenden Betriebsmittel verbunden ist: Die Pfeilspitze des Schutzgerätes zeigt auf das zu schützende Betriebsmittel. Ist das so identifizierte Betriebsmittel eine Leitung oder ein Transformator, so wird das Betriebsmittel als das zu schützende Betriebsmittel in der Tabelle gespeichert.

Es muss hier beachtet werden, dass der interne Schalter des Netzwerkelementes [Mess/Schutzgerät](#) verwendet werden kann. Der interne Schalter wird wie ein extern angeschlossener Schalter ausgewertet.

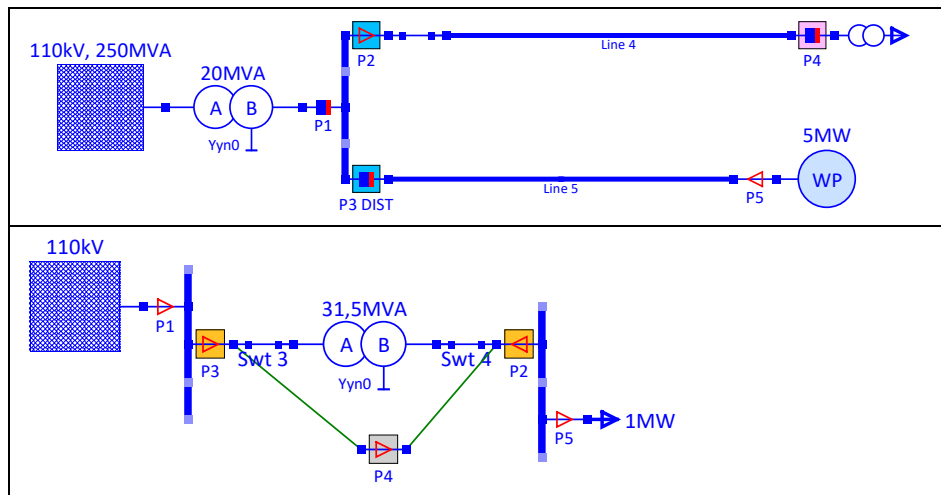


Abbildung 48: Von ATPDesigner erkennbare Messkonfigurationen

ATPDesigner erkennt folgende Betriebsmittel als zu schützende Betriebsmittel.

- [Leitung](#)
- [2-Wicklungs-Transformator](#)
- [Sammelschiene](#)
- [2- und 3-Wicklungs Transformator \(BCTAN\)](#)

Befindet sich wie im rechten Beispiel dargestellt ein [Schalter \(CB\)](#) oder [Schalter](#) zwischen dem Schutzgerät und dem zu schützenden Betriebsmittel, wird der Schalter übersprungen und das am Schalter angeschlossene Betriebsmittel ausgewählt. Der Schalter wird in diesem Fall als zugeordneter Schalter identifiziert.

6.1.13 Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen

Mit Hilfe der Funktion **Kaskadenanalyse** kann eine Kaskadenabschaltung von Schutzgeräten analysiert werden. Das Analysekonzept sieht vor, die Ergebnisse der aktuellen Schutzanalyse für **Schutzgeräte** und [Erzeugungsanlage \(DEA\)](#) zu speichern und als Anfangswerte für die nächste Schutzanalyse zu verwenden.

6.1.13.1 Kaskadenabschaltung

Unter einer Kaskadenabschaltung wird hier eine zeitlich sequentielle Folge von AUS-Kommandos verstanden, die durch Schutzgeräte in Folge eines Kurzschlusses an die zugeordneten Schalter ausgegeben werden. Die zeitliche Reihenfolge der AUS-Kommandos wird durch Anregung und Zeitstaffelung der Netzschutzgeräte verursacht. Im Rahmen der Kaskadenabschaltung kann es auch dazu kommen, dass die Anregung von Netzschutzgeräten vor Ausgabe eines AUS-Kommandos zurückfällt und zu einem späteren Zeitpunkt wieder anspricht. Auch der Wechsel des angeregten Schutzgerätes ohne Rückfall der Anregung ist berücksichtigt.

6.1.13.2 Grundlage der Kaskadenanalyse

Der Algorithmus der Kaskadenanalyse setzt voraus, dass die Staffelzeiten eines Netzschutzgerätes mit der Generalanregung gestartet werden. Umgekehrt betrachtet

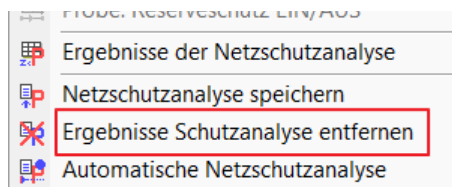
zeigt die kommende Generalanregung, dass mindestens eine Staffelzeit des Netzschutzgerätes gestartet wurde. Ein Rückfall der Generalanregung bedeutet, dass alle Staffelzeiten gestoppt werden.




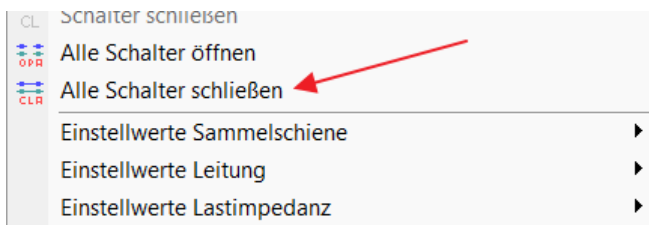
Die Kaskadenanalyse ist eine fortgesetzte Folge von Netzberechnungen (**Berechnung des stationären Netzzustandes**) und dem „Einfrieren“ (**Netzschutzanalyse speichern**) der sich daraus ergebenden Reaktionen der Netzschutzgeräte. In der oben abgebildeten Toolbar sollten die vergrößert abgebildeten Buttons verwendet werden.

Vor Beginn der Kaskadenanalyse sollten folgende Bedienhandlungen durchgeführt werden.

1. Löschen des internen Speichers der Ergebnisse der Netzschutzanalyse mit dem Menüpunkt **Ergebnisse Schutzanalyse entfernen** im Hauptmenü **Netzschutz**.



2. Die Schalter, die nicht stationär geöffnet sein sollen, müssen durch den Toolbar-Button  oder den Menüpunkt **Alle Schalter schließen** im Hauptmenü **Netzwerk Design** geschlossen werden.



Schalter und **Schalter (CB)**, die deaktiviert sind (Kapitel 4.1.3), werden durch die Funktion **Alle Schalter schließen** nicht geschlossen.

Danach kann die Kaskadenanalyse schrittweise mit den nachfolgend angeführten Buttons ausgeführt werden.


-  Berechnung des stationären Netzzustandes mit Netzschutzanalyse
-  „Einfrieren“ (**Netzschutzanalyse speichern**) der Netzschutzanalyse

Wird die Funktion ausgeführt, so werden zu Beginn die aktuellen Ergebnisse der Schutzanalyse für Schutzgeräte und **Erzeugungsanlage (DEA)** gespeichert und folgende Änderungen für beide Betriebsmittel durchgeführt.

- **Erzeugungsanlage (DEA)**
Hat der U<>-Schutz das Betriebsmittel vom Netz getrennt, so wird das Betriebsmittel deaktiviert.

▪ Schutzgerät

Hat der Netzschutz ein AUS-Kommando an den mit dem Schutzgerät verbundenen Schalter ausgegeben, so wird der **Schalter** stationär geöffnet.

Stationär geöffnete **Schalter** können mit dem Toolbar-Button  oder dem Menüpunkt **Alle Schalter schließen** im Hauptmenü **Netzwerk Design** gleichzeitig stationär geschlossen werden.

Die Ergebnisse der Kaskadenanalyse werden in einem Textfenster in der Netzgrafik angezeigt (siehe auch Kapitel 6.11.15).

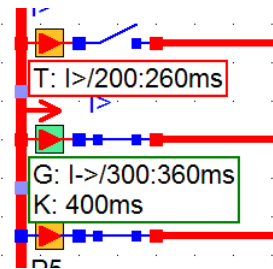


Abbildung 49: Ergebnisse der Kaskadenanalyse

Das obere UMZ-Schutzgerät I> (**roter Rahmen**) gibt mit dem Ablauf einer Staffelzeit von 200ms ein AUS-Kommando (**T:**) aus. Die Staffelzeit ist mit dem Kurzschlusseintritt durch die Generalanregung gestartet worden. Das untere gerichtete UMZ-Schutzgerät (I->) hat mit seiner Generalanregung eine Staffelzeit von 300ms gestartet, die aber noch nicht zu einem AUS-Kommando geführt hat. In der zweiten Zeile „**K: 400ms**“ wird angezeigt, dass dieses Netzschutzgerät nicht unmittelbar mit dem Kurzschlusseintritt eine Generalanregung erkannt und die Zeitstufe gestartet hat, sondern erst 100ms danach. Durch diesen Zeitversatz der kommenden Generalanregung wird das Schutzgerät „**in Kaskade**“ erst 400ms nach dem Kurzschlusseintritt ein AUS-Kommando ausgeben, wenn die Generalanregung zu diesem Zeitpunkt noch ansteht.

6.1.13.3 Grundzustand der Schalter vor der Kaskadenanalyse definieren

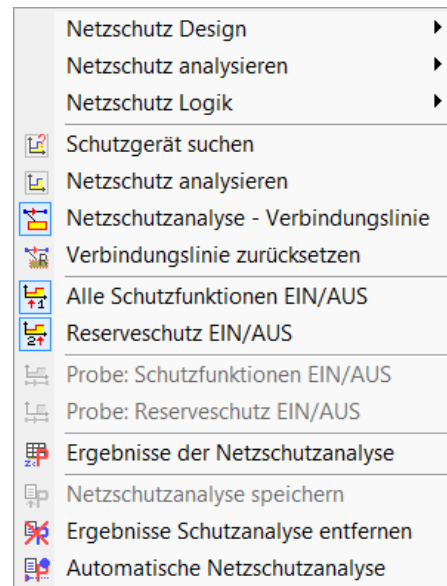
Es kann von Interesse sein, vor Beginn der Kaskadenanalyse einen Grundzustand der Schalter zu definieren. Die Schalter können entweder stationär geöffnet oder geschlossen werden.

6.1.13.4 Automatische Ausführung der Kaskadenanalyse

Die Kaskadenanalyse kann alternativ automatisiert ausgeführt werden. Dazu wird im Hauptmenü **Netzschutz** der Menüpunkt **Automatische Netzschutzanalyse** angewählt. In einem zeitlichen Abstand von ca. 0,5s wird die Berechnung eines stationären Netzzustandes mit Netzschutzanalyse und daran folgendem „Einfrieren“ (**Netzschutzanalyse speichern**) ausgeführt. Die Ergebnisse jedes Schrittes der Kaskadenanalyse werden grafisch im Netz ausgegeben. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse automatisch in einem Texteditor dargestellt, dessen Inhalt in ein anderes Textsystem kopiert werden kann.

Zu Beginn der automatischen Kaskadenanalyse werden

- **Schalter** und **Schalter (CB)**, die nicht deaktiviert sind, geschlossen und
- die interne Liste der Ergebnisse der Schutzanalyse gelöscht.



Der Menüpunkt **Automatische Netzschutzanalyse** wird im Hauptmenü **Netzschutz** nur dann aktiviert, wenn ein **Kurzschluss (roter Blitz)** im Netz vorhanden ist.

6.1.13.5 Vor dem Start der Kaskadenanalyse

Die Kaskadenanalyse kann nur gestartet werden, wenn ein Kurzschluss d.h. ein **Kurzschluss (roter Blitz)** mit einem Netzknoten oder einer Leitung verbunden ist. Ist kein Kurzschluss im Netz vorhanden, so ist der Menüpunkt **Automatische Netzschutzanalyse** im Menü **Netzschutz** deaktiviert.

6.1.13.6 Automatisches Ende der Kaskadenanalyse

Die Kaskadenanalyse wird beendet, wenn der in der letzten Netzberechnung berechnete Kurzschlussstrom I_k des **Kurzschlusses (roter Blitz)** am Kurzschlussort

1. $\leq 0,1\text{mA}$ beträgt

Diese Bedingung ist erfüllt, wenn der Kurzschlussstrom durch das Öffnen der Leistungsschalter allseitig und allpolig abgeschaltet wurde. Die Schwelle wurde größer Null gewählt, um numerisch bedingte Ungenauigkeiten zu berücksichtigen.

oder

2. sich gegenüber dem unmittelbar davor berechneten Kurzschlussstrom um weniger als 0,01% geändert hat.

Die zweite Bedingung erkennt, wenn z.B. auf Grund eines Schutz- oder Schalterversagens der Kurzschluss nicht vollständig abgeschaltet werden kann. In diesem Fall kommt es nach einer endlichen Anzahl von Kaskadenabschaltungen

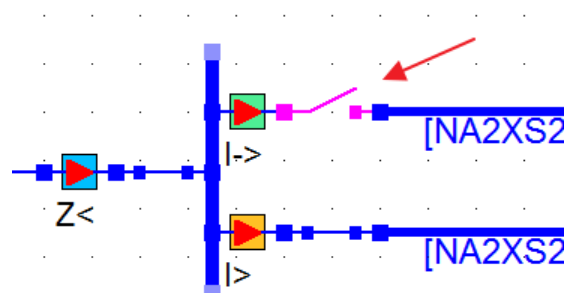
zu einem Kurzschlussstrom, der sich auch bei fortgesetzter Kaskadenanalyse nicht mehr ändert.

Darüber hinaus kann die Kaskadenanalyse durch das Drücken der ESC-Taste abgebrochen werden.

6.1.13.7 Grundzustand der Schalter vor Beginn der Kaskadenanalyse

Es kann auch hier von Interesse sein, vor Beginn der automatischen Kaskadenanalyse einen Grundzustand der **Schalter** und **Schalter (CB)** zu definieren, der sich während der Kaskadenanalyse nicht ändern soll. Es muss hier beachtet werden, dass zu Beginn der Kaskadenanalyse alle Schalter, die nicht deaktiviert sind (deaktiviert = gezeichnet in der Farbe **magenta**), geschlossen werden.

- Soll ein **Schalter** während der automatischen Kaskadenanalyse **dauerhaft geöffnet** bleiben
 - Schalter z.B. im Einstelldialog mit dem Button **Geschlossen** stationär öffnen
 - Schalter deaktivieren (wird in der Farbe **magenta** gezeichnet)



- Soll ein **Schalter** während der automatischen Kaskadenanalyse **dauerhaft geschlossen** bleiben
 - Schalter z.B. im Einstelldialog mit dem Button **Geschlossen** stationär schließen
 - Ggfs. vorhandene Verbindung zu einem Schutzgerät löschen

6.1.14 Schutzanalyse: Mehrere Auslösekennlinien in einem Diagramm

ATPDesigner ermöglicht auch die Ausgabe mehrerer Auslösekennlinien in einem Diagramm. Die Ausgabe ist aber nur dann möglich, wenn die ausgewählten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** alle für die gleiche Schutzfunktion z.B. **Distanzschutz Z<** eingestellt wurden.

6.1.14.1 Schutzanalyse DIST: Mehrere Zeitstaffelpläne in einem Diagramm

Werden im Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** mit Hilfe der Checkboxes in der ersten Spalte mehrere Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** mit **Distanzschutz Z<** ausgewählt (siehe die nachfolgende Abbildung), so werden deren Zeitstaffelpläne in einem Diagramm dargestellt.

- ⇒ Um diese Darstellung korrekt zu erzeugen, muss zwingend jedem Schutzgerät ein zu schützendes Betriebsmittel mit dessen primärer oder sekundärer Reaktanz




(Registerkarte **Distanzschutz**, Gruppe **Schutzobjekt**, Einstellwert **X_{1sek}**) zugeordnet werden. Dieser Wert wird zur Serieldarstellung der Zeitstaffelkennlinien benötigt.

Es wird darauf hingewiesen, dass die in den Diagrammen der Distanzschutzgeräte verwendeten Impedanzwerte abhängig vom Gerätetyp und den primären und sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler in der Registerkarte **Dist: Z<** verschiedene Bedeutungen haben können.

- ⇒ Aus diesem Grund werden die Werte der **Reaktanzen der Zeitstaffelpläne** unabhängig vom Gerätetyp und den Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler **immer als primäre Impedanzen** dargestellt. Dadurch ist der direkte Vergleich der Zeitstaffelpläne möglich.

6.1.14.1 Auswahl der Schutzgeräte: Netzwerk Design Mode inaktiv

Ist der Network Design Mode deaktiviert, kann ein Schutzgerät mit Hilfe des Mauszeigers in der Tabelle **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** identifiziert und ausgewählt werden.

1. **Netzwerk Design Mode** mit dem Toolbar-Button  oder mit dem Menüpunkt **Network Design** im Hauptmenü **Ansicht** deaktivieren.
2. Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** mit dem Toolbar-Button  oder dem Menüpunkt **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** im Hauptmenü **Netzschutz** öffnen.
3. Mauszeiger über dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** positionieren, das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** wird dann in der Tabelle des Dialogs **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** automatisch identifiziert und der Name in der Schutzanalyse-Tabelle farblich hinterlegt.
4. Zeile mit Hilfe der Checkbox am Zeilenanfang markieren
5. Vorgang nach Punkt 2 ggfs. mehrfach wiederholen
6. Dialog **Netzschutz analysieren** zur Darstellung der Diagramme mit dem Toolbar-Button  oder dem Menüpunkt **Netzschutz analysieren** im Hauptmenü **Netzschutz** öffnen
7. **Left Mouse Button Click** auf den **Suchen**-Button Dialog **Netzschutz analysieren** (siehe nachfolgende Abbildung), um das Diagramm zu zeichnen und die Schutzgeräte in der Netzgrafik mit einer **roten Markierungsfläche** zu markieren.



Ergebnisse der Netzschutzanalyse

	Ord.	Name	Prot.	EIN/...	Equip.	E.Name	Cb	O/C	GEN	TRIP	Zone
<input checked="" type="checkbox"/>	1	Prb 1	Z<	EIN	Line 4	L1: 5km	Swt 1	CL	X	-	3
<input checked="" type="checkbox"/>	2	Prb 2	Z<	EIN	Line 5	L2: 2km	Swt 2	CL	X	-	3
<input type="checkbox"/>	-	Prb 3	Z<	EIN	Line 6	L6: 0.5km	Swt 3	CL	-	-	-
<input checked="" type="checkbox"/>	3	Prb 4	Z<	EIN	Line 7	L3: 7km	Swt 4	CL	X	X	2
<input type="checkbox"/>	-	Prb 5	Z<	EIN	Line 8	L4: 5km	Swt 5	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	Prb 8	Z<	EIN	Line 10	L8: 5km	Swt 8	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	Prb 7	Z<	EIN	Line 13	L9: 7km	Swt 6	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	Prb 13	Z<	EIN	Line 12	L10: 2km	Swt 12	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	Prb 15	Z<	EIN	Line 15	L12: 2km	Swt 14	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	P14	Z<	EIN	Line 14	L11: 5km	Swt 13	CL	-	-	-
<input type="checkbox"/>	-	P9	Z<	EIN	Line 9	L5: 4km	Swt 7	CL	-	-	-

Schließen
Hilfe
Kopieren
Bericht
Neu Zeichnen
Suchen
Entfernen
Einstellwerte
Betriebsmittel
☒ Schutzgeräte
Demarkieren
Löschen

Abbildung 50: Ergebnisse der Netzschutzanalyse - Auswahl mehrerer Schutzfunktionen

6.1.14.1.2 Auswahl der Schutzgeräte: Netzwerk Design Mode aktiv

1. **Netzwerk Design Mode** mit dem Toolbar-Button  oder mit dem Menüpunkt **Network Design** im Hauptmenü **Ansicht** deaktivieren.
2. Mauszeiger über das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** bewegen, das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Down** markieren. Die entsprechende Zeile des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in der Schutzanalyse-Tabelle wird markiert. Es darf nur ein einziges Netzwerkelement markiert sein.
3. Zeile mit Hilfe der Checkbox am Zeilenanfang markieren
4. Markiertes Netzwerkelement wieder demarkieren.
5. Vorgang nach Punkt 2 ggfs. mehrfach wiederholen
6. Dialog **Netzschutz analysieren** zur Darstellung der Diagramme mit dem Toolbar-Button  oder dem Menüpunkt **Netzschutz analysieren** im Hauptmenü **Netzschutz** öffnen
7. Button **Suchen** im Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** (Abbildung oben) drücken

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Taster **Suchen** werden in der Netzgrafik die ausgewählten **Mess/Schutzgeräte** mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. Falls der Dialog geöffnet ist, werden die Zeitstaffelpläne der ausgewählten **Mess/Schutzgeräte** in einem Diagramm gezeichnet. Die Markierung der **Mess/Schutzgeräte** in der Netzgrafik kann mit dem Taster **Löschen** gelöscht werden. Die Checkboxes der 1. Spalte bleiben danach weiterhin ausgewählt. Die Markierung der Leitungen sowie die daraus folgende Nummerierung für die Darstellung Diagramm werden mit Schließen des Dialogs **Netzschutz analysieren** gelöscht.

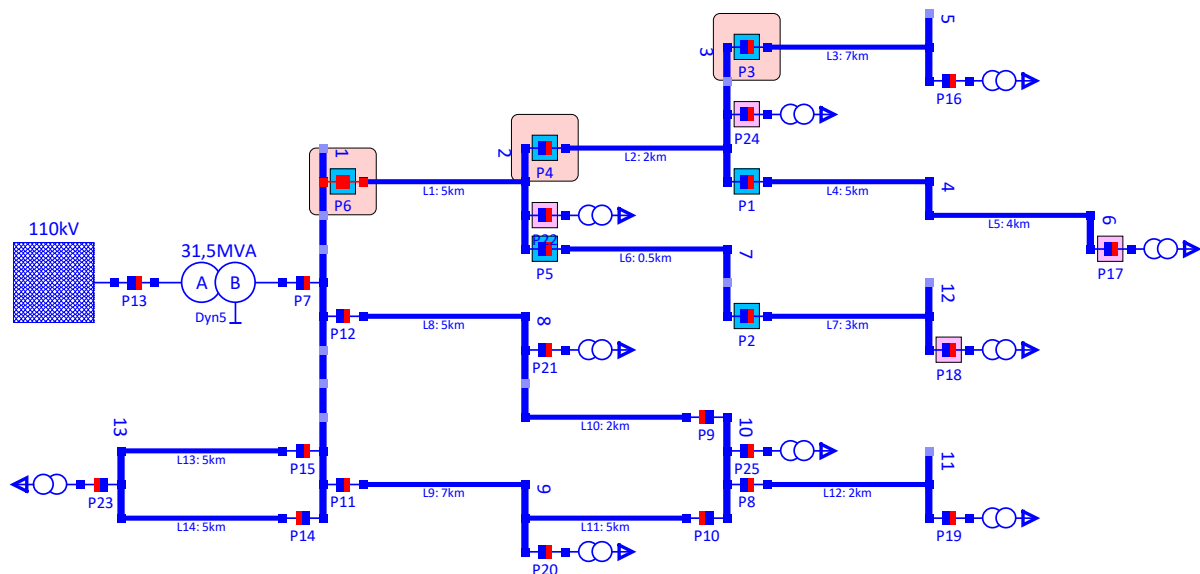


Abbildung 51: Markierung der ausgewählten Schutzgeräte in der Netzgrafik

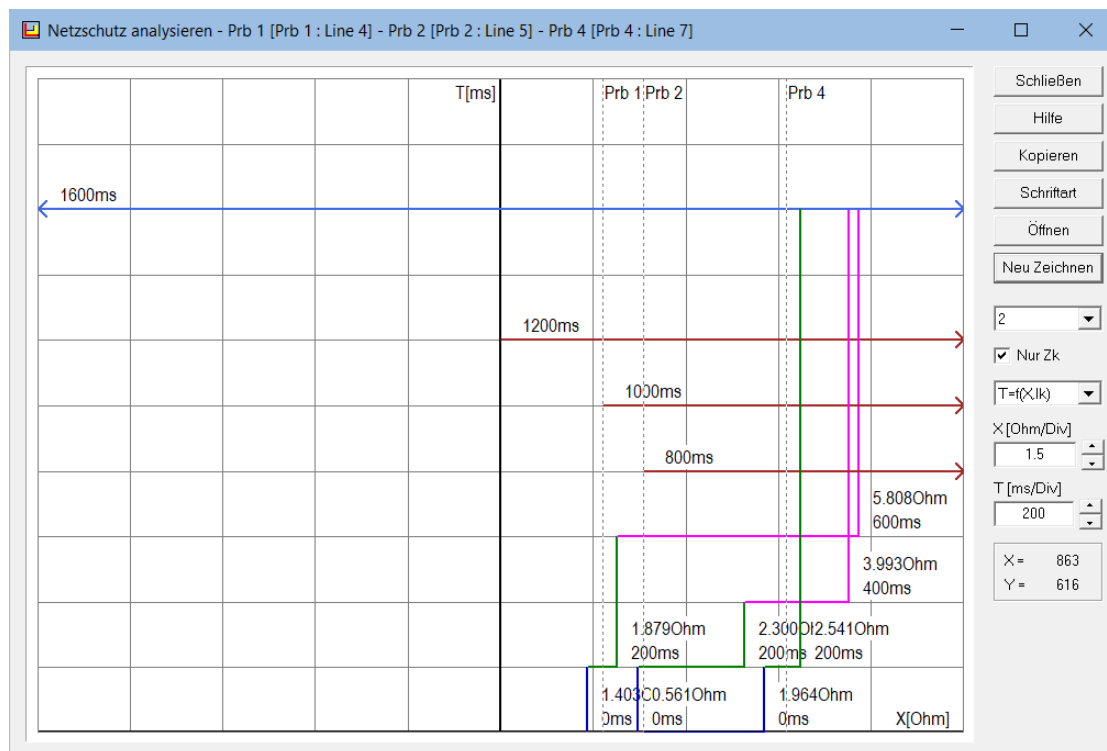


Abbildung 52: Darstellung mehrerer Zeitstaffeldiagramme in einem Diagramm

Für das Diagramm wurden die Schutzgeräte **Prb 1**, **Prb 2** und **Prb 5** ausgewählt. Die Reaktanzen der zu schützenden Betriebsmittel werden in dem Diagramm durch vertikale gestrichelte Linie mit dem Referenznamen des Schutzgerätes angezeigt.

6.1.14.2 Schutzanalyse FUSE: Mehrere Sicherungskennlinien in einem Diagramm

Werden mit Hilfe der Checkboxes mehrere **Mess/Schutzgeräte** mit **Fuse Fu** ausgewählt, so werden die Sicherungskennlinien (Kapitel 6.11.8.4) der ausgewählten **Mess/-Schutzgeräte** in einem Diagramm wie nachfolgenden gezeigt dargestellt.

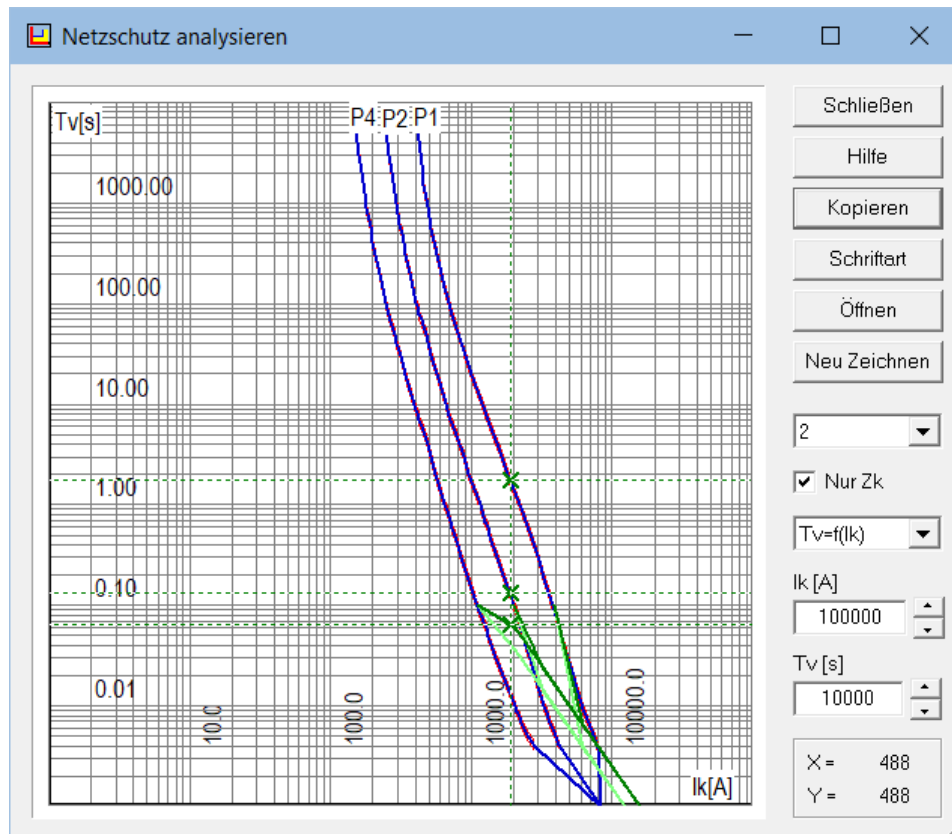


Abbildung 53: Darstellung mehrerer Sicherungskennlinien in einem Diagramm

Am oberen Ende der Kennlinien wird der verkürzte Name des **Mess/Schutzgerätes Px** statt dem Referenznamen **Prb x** angegeben. Die farbliche Markierung der Auslösepunkte (I_k , T_v) entspricht der in einem Einzeldiagramm. Es werden keine Zusatzinformationen wie z.B. Kurzschlussströme oder Auslösezeiten angezeigt.

6.1.14.3 Schutzanalyse FUSE und UMZ: Darstellung in einem Diagramm

Werden mit Hilfe der Checkboxes mehrere **Mess/Schutzgeräte** mit **Fuse Fu** und ungerichteten Überstromzeitschutz **Überstromzeitschutz** ausgewählt, so werden die Sicherungskennlinien und die Zeitstafelkennlinien der ausgewählten **Mess/Schutzgeräte** in einem Diagramm dargestellt.

Um die Kennlinien der verschiedenen Schutzfunktionen in einem gemeinsamen Diagramm darzustellen, verwendet ATPDesigner die **Nennspannung U_n** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** der ersten Sicherung des Diagramms als Bezugsspannung. Für alle anderen Sicherungen und Überstromzeitschutzgeräte werden mit Hilfe deren

Nennspannungen U_n ein Spannungsübersetzungsverhältnis berechnet und die gemessenen Ströme auf die Bezugsspannungsebene der ersten Sicherung umgerechnet.

Es wird empfohlen, die Nennspannungen U_n der **Mess/Schutzgeräte** so einzustellen, dass das **Bemessungsübersetzungsverhältnis** der ggfs. vorhandenen Transformatoren kompensiert wird.

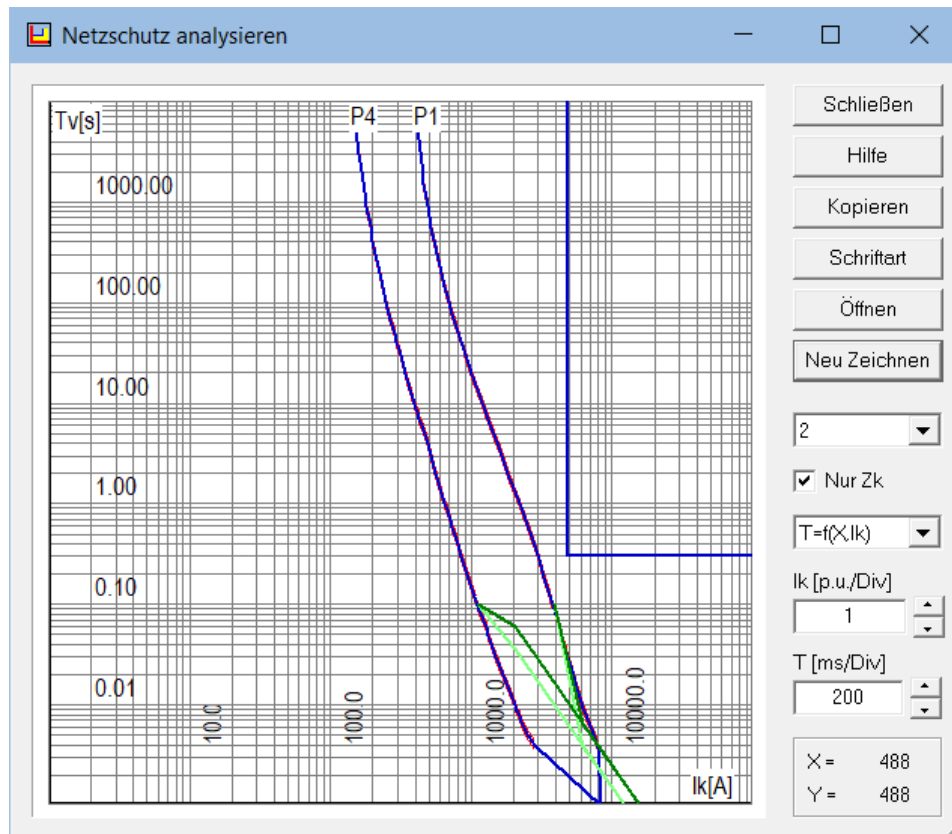


Abbildung 54: Darstellung Sicherung und Überstromzeitschutz in einem Diagramm

Am oberen Ende der Kennlinien wird der verkürzte Name des **Mess/Schutzgerätes** **Px** statt dem Referenznamen **Prb x** angegeben. Die farbliche Markierung der Auslösepunkte (I_k , T_v) entspricht der in einem Einzeldiagramm. Es werden keine Zusatzinformationen wie z.B. Kurzschlussströme oder Auslösezeiten angezeigt.

6.1.14.4 Schutzanalyse AMZ (IDMT): Mehrere Kennlinien in einem Diagramm

Werden in dem Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** mit Hilfe der Checkboxes in der ersten Tabellenspalte mehrere Schutzgeräte mit den Schutzfunktionen **Überstromzeitschutz I>**, **Überstromzeitschutz mit Richtung I->** oder **Distanzschutz Z<** ausgewählt, so werden die Kennlinien des **AMZ-Schutzes (IDMT)** in einem Diagramm angezeigt.

	Ord.	Name	Prot.	On/Off	Equip.	E.Name	Cb	O/C	GEN	TRIP	Zone	
<input checked="" type="checkbox"/>	1	P1	I>	On	Line 4	[NA2XS...	Swt 1	CL	X	-	-	Close
<input checked="" type="checkbox"/>	2	P2	I->	On	Line 5	[NA2XS...	Swt 2	CL	X	X	-	Help
												Copy
												Refresh
												Find

Abbildung 55: Auswahl mehrerer Schutzfunktionen mit aktivem AMZ-Schutz

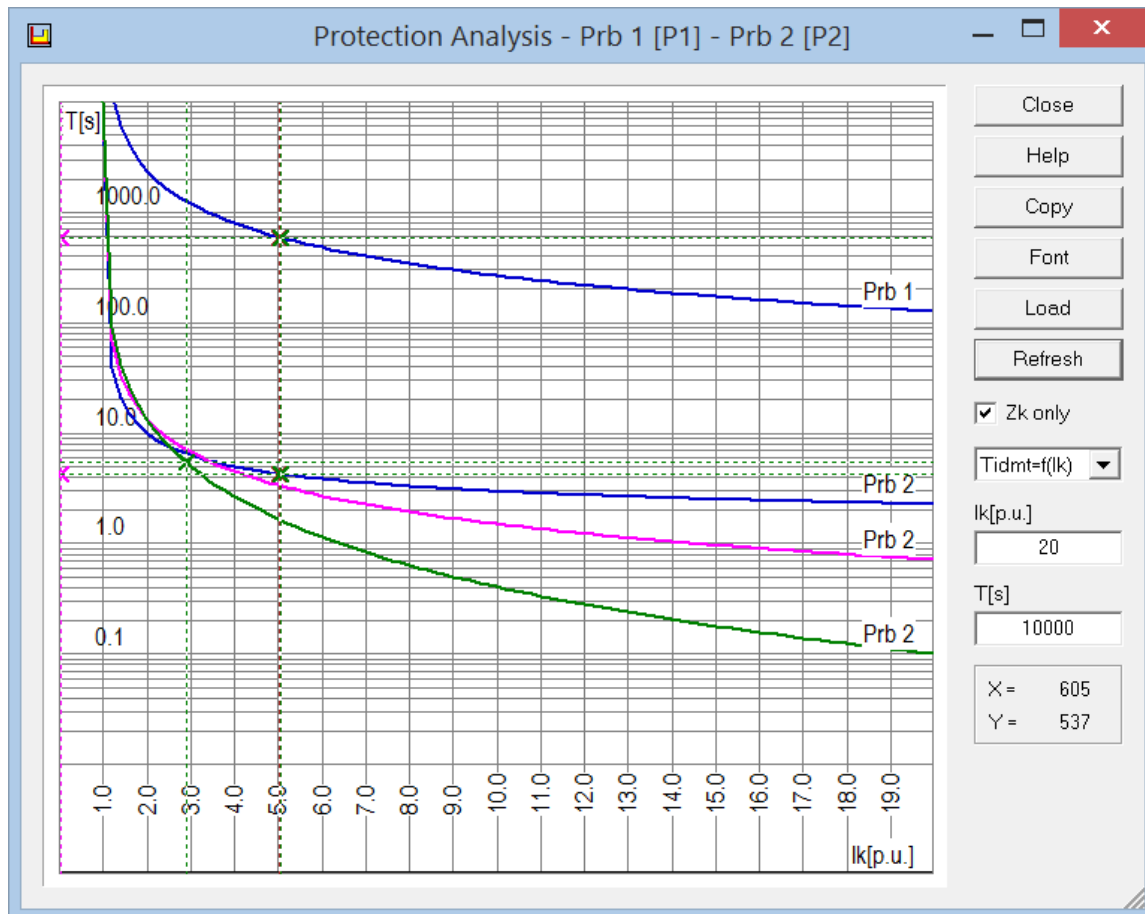
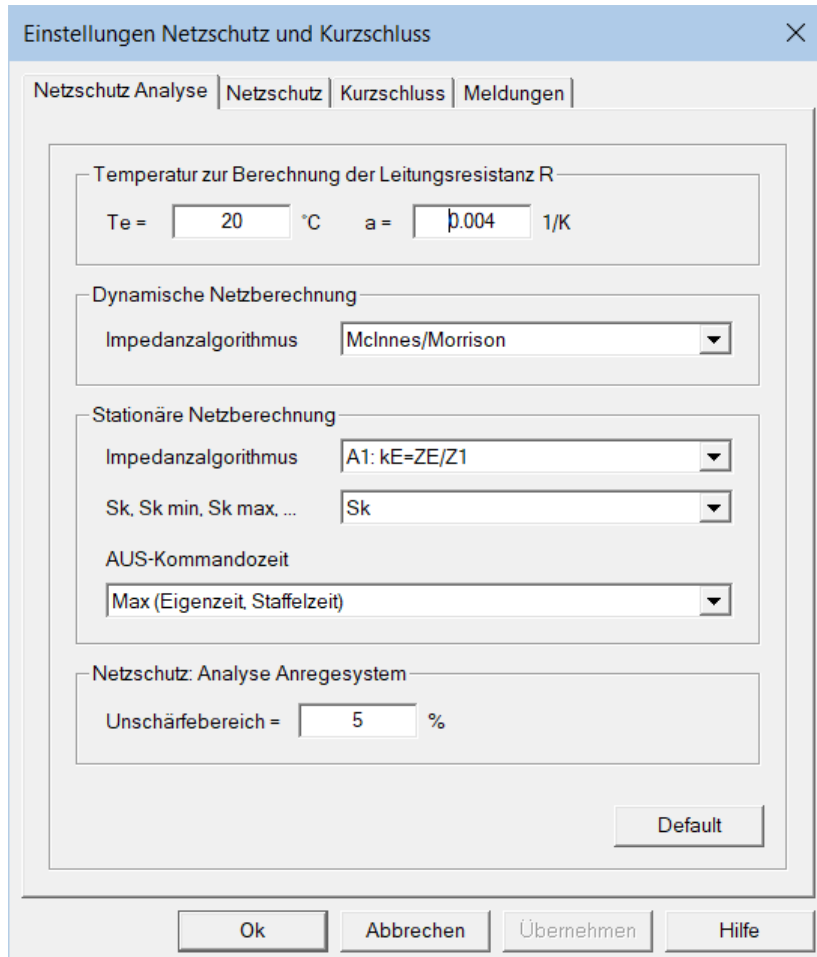


Abbildung 56: Darstellung mehrerer Kennlinien des AMZ-Schutzes (IDMT) in einem Diagramm

Am oberen Ende der Kennlinien wird der verkürzte Name der **Mess/Schutzgeräte Px** statt **Prb x** angegeben. Es werden keine Zusatzinformationen wie z.B. Kurzschlussströme oder Auslösezeiten angezeigt.

6.1.15 Schutzanalyse: Analyse und Bewertung des Anregesystems

Die Analyse und Bewertung der Netzschutzfunktionen von ATPDesigner umfasst eine qualitative und quantitative Bewertung der Ergebnisse des Anregesystems. In der nachfolgenden Abbildung kann in der Gruppe **Netzschutz: Analyse Anregesystem** mit dem Einstellwert **Unschärfebereich** ein Maß für die qualitative und quantitative Bewertung der Ergebnisse des Anregesystems definiert werden.



The screenshot shows the 'Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss' dialog box with the 'Netzschutz Analyse' tab selected. The settings are as follows:

- Temperatur zur Berechnung der Leitungsresistenz R:** Te = 20 °C, a = 0.004 1/K
- Dynamische Netzberechnung:** Impedanzalgorithmus: McInnes/Morrison
- Stationäre Netzberechnung:** Impedanzalgorithmus: A1: kE=ZE/Z1, Sk, Sk min, Sk max, ...: Sk, AUS-Kommandozeit: Max (Eigenzeit, Staffelzeit)
- Netzschutz: Analyse Anregesystem:** Unschärfebereich = 5 %

Buttons at the bottom: Ok, Abbrechen, Übernehmen, Hilfe. A 'Default' button is also present in the 'Netzschutz: Analyse Anregesystem' group.

Abbildung 57: Einstellwert *Unschärfebereich* für die Analyse des Anregesystems

Einstellwert	Bedeutung
Unschärfebereich	Unschärfebereich der Anregekennlinie zur qualitativen und quantitativen Bewertung des Anregesystems

6.1.15.1 Ausgabe im Meldungsfenster Netzschutz

Nach **Berechnung eines stationären Netzzustandes** werden die Anregesysteme I>-, U<,I>- und U/I-Anregung bewertet. Basierend auf der vom Benutzer vorgegebenen Einstellung des Unschärfebereiches werden die Ergebnisse der Bewertung der Anregesysteme im **Meldungsfenster Netzschutz** ausgegeben.

Hier ist auf das Schlüsselwort **STA** (**S**tarting **S**ystem) am Anfang der Ausgabezeile zu achten. Nach diesem Schlüsselwort wird angegeben, ob der Arbeitspunkt innerhalb bzw. außerhalb der Anregefläche sowie dem Unschärfebereich liegt. Anschließend

werden die berechneten Werte, auf denen die Bewertung basiert sowie die Ergebnisse im **Meldungsfenster Netzschutz** ausgegeben.

Abkürzung	Bedeutung
STA	Anregesystem (I >; U <, I >; UI)
MPSA	Arbeitspunkt in Anregebereich <ul style="list-style-type: none"> ▪ 1 = ja ▪ 0 = nein
MPUS	Arbeitspunkt in Unschärfbereich <ul style="list-style-type: none"> ▪ 1 = ja ▪ 0 = nein
DIS	Kleinster zulässiger Abstand zur Grenzkennlinie der Anregefläche absolut und in p.u. (bezogen auf den ermittelten Abstand zwischen Unschärfbereich und Grenzkennlinie der Anregefläche)
DI	Differenz des Stromes des geringsten Abstandes bezogen auf I_n
DU	Differenz der Spannung des geringsten Abstandes bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$
DISMIN	Einstellwert Unschärfbereich

```

* PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent GEN=0 [IDMT>=0(000), TIDMT(lp/lref)=disabled, lp/lref=0, lpref=1e+15A, Undirectional-(S:)Undirectional] TRIP=0 [Enabled]
PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent GEN=0 [IDMT IG>=0, TIDMT(lG/lref)=disabled, lG/lref=0, lGref=1e+15A, Undirectional-(S:)Undirectional] TRIP=0 [Enabled]
PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent GEN=0 [IDMT I2>=0, TIDMT(l2/lref)=disabled, l2/lref=0, l2ref=1e+15A, Undirectional-(S:)Undirectional] TRIP=0 [Enabled]
PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent GEN=0 [GFD=0, IG>=0, V0>=0, Ground Fault Detection=disabled] TRIP=0 [Enabled]
PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent GEN=0 [QV=0, lmin>=0, Vpp<=0, Qmin>=0, QV-Protection = disabled] TRIP=0 [Enabled]
PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent GEN=0 [STA=I>, MPSA=0, MPUS=0, DIS=0.610+12.207p.u., DI=0.610ln, DU=0.000Vppn] TRIP=0; DISMIN=0.05 [Enabled]
PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent GEN=0 [I>=0(000), IG>=0, V>=0, V<=0] TRIP=0; I>=1ln, TI>=100ms, IG>=1000ln, TIG>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms [Enabled]
PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> P1 [Prb 1] Undirectional Overcurrent: I>>> OFF

PROT> Overall Minimum TRIP T:—
<

```

Abbildung 58: Ausgabe der Bewertung des Anregesystems im Meldungsfenster Netzschutz

6.1.16 Stationäre Netzberechnung: Liste der AUS-Kommandos

Nach der Analyse der Schutzfunktionen werden alle Schutzgeräte, für die ein AUS-Kommando erkannt wurde, wie nachfolgend dargestellt als Liste im Fenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

```

PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: Z1ksec L1=(390.907 + j-30.4200)Ohm, I
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: Z1ksec L12=(4.60418 + j-0.465334)Ohm

PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P1 [Prb 1] GEN=1 AUS=1 >>> T:Z</1/0:60ms

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:0ms

```

Abbildung 59: PROT - Ausgabe der Schutzgeräte AUS-Kommando im Meldungsfenster

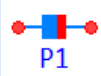
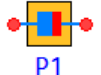

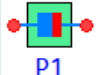

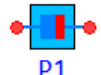

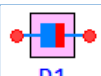

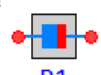

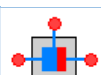

6.1.17 Schutzfunktionen: Farbmarkierungen im elektrischen Netz








Die für ein Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** eingestellte Schutzfunktion kann in der Netzgrafik farblich angezeigt werden. Dazu muss der zugehörige Toolbar-Schalter wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt mit einem **Left Mouse Button Click** aktiviert werden.



Abbildung 60: Ein- und Ausschalten der Farbmarkierung der Schutzfunktionen

In der nachfolgenden Tabelle sind die Symbole für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** in der Netzgrafik für einen aktiven internen Schalter **SwlIntern** dargestellt. Die Farbe des Markierungsrahmens identifiziert die Hauptschutzfunktion.

Symbol	Protection Function
	Schutzfunktion ist deaktiviert oder die Schutzfunktion ist aktiviert aber der Markierungsrahmen ist deaktiviert
	 Überstromzeitschutz
	 Gerichteter Überstromzeitschutz
	 Distanzschutz
	 Sicherung
	 Differentialschutz (3-Bein-Differentialschutz)
	 Differentialschutz (3W, d.h. 3-Bein-Differentialschutz)

	
	 Erdschlussortung
	 Messgerät mit Überwachungsfunktionen
	 Leistungsschalter für Niederspannungsnetze

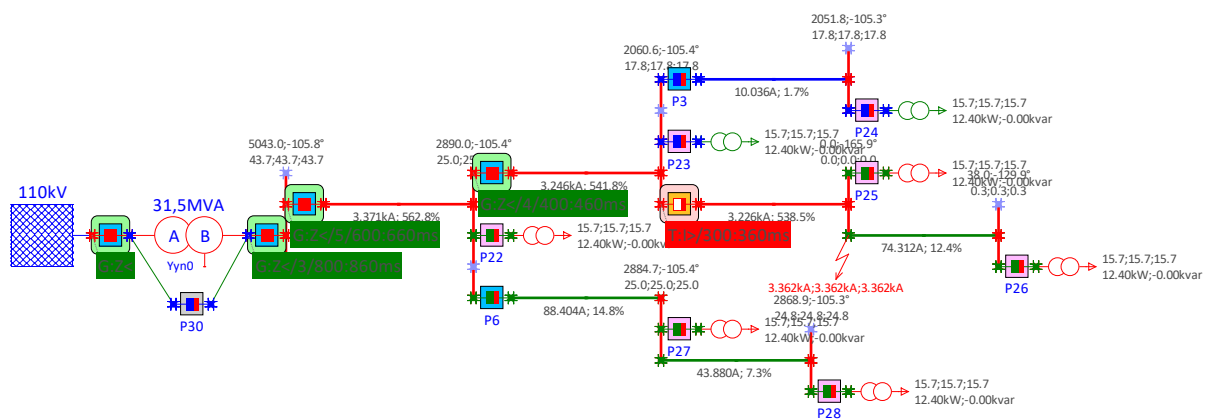


Abbildung 61: Farbmarkierung der Schutzfunktionen

6.1.18 Stationäre Netzberechnung²: Ausführung der Schutzfunktionen

ATPDesigner berücksichtigt die für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** einstellbaren Schutzfunktionen **Netzschutz** auch nach einer **Berechnung eines stationären Netzzustandes**. Dabei werden die Zeitstufen der Schutzfunktionen im Sinne von Staffelzeiten statisch ausgewertet.

Sind die Schutzfunktionen deaktiviert (**Off**), so werden diese in der Netzschutzanalyse nicht ausgewertet. Nach einer stationären Netzberechnung erfolgt eine entsprechende Ausgabe im Fenster für **Netzschutzmeldungen**.

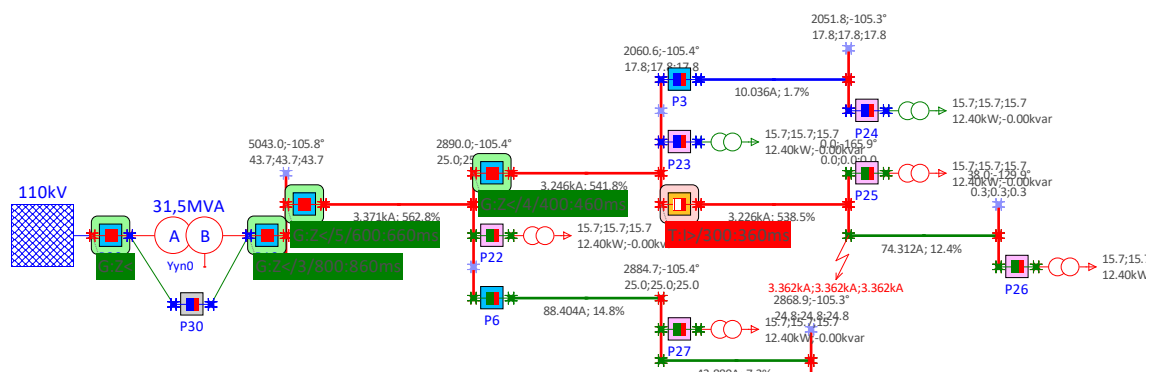


Abbildung 62: Stationäre Netzberechnung: Schutzfunktionen mit AUS-Kommando

In der vorherigen Abbildung ist als Beispiel ein zweiseitig gespeistes 20kV-Strahlennetz dargestellt, dessen Leitungen durch einen ungerichteten UMZ-Schutz (P1, P4, P5) bzw. Distanzschutz (P2, P9, P11, P12) geschützt werden. Die Schalter sind nur im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge von Interesse. Der 3-polige Kurzschluss hat zur Folge, dass die beiden Distanzschutzgeräte P2 und P12 in der Reservezone auslösen. In der folgenden Abbildung sind die Meldungen der Schutzgeräte im Fenster für **Netzschutzmeldungen** dargestellt.

```

*
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U< inaktiv, U> inaktiv [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(1) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0] [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(2) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0] [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(3) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0] [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Vorwärts-(S:)Ungerichtet] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ IE>=0, TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IE/Iref=0, Iref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=inaktiv, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz = inaktiv] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [PSIG=0, ---ms AUS=0] [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [ANR=I>, MPMS=1, MPUS=0, DIS=5.296=88.271p.u., DI=-5.296In, DU=0.000ULEn] AUS=1: DISMIN=0.05 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz Z<-Detection=disabled
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: {2:I>} OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: {3:I>} OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 {1} [I>=1(011), IE>=0, IF>=1(011), U>=0, U<=0, UI=0(000)] AUS=1: Zone=1/L23, R1k=0.258012ohm, X
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=2, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=3, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=4, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=5, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=6, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=7, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=8, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: Z1ksec L1=(398.907 + j-30.4208)Ohm, L2=(1.71725 + j-0.00705759)Ohm, L3=(-1.212 + j0.461749)Ohm
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: Z1ksec L12=(4.60418 + j-0.465334)Ohm, L23=(0.258012 + j0.225999)Ohm, L31=(-4.18462 + j0.941152)Ohm

PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P1 [Prb 1] GEN=1 AUS=1 >>> T:Z<1/0.60ms

```

Abbildung 63: Stationäre Netzberechnung: Ausgabe der Netzschutzanalyse (Beispiel)

² Stationäre Netzberechnung = Berechnung eines stationären Netzzustandes

Es ist zu erkennen, dass Schutzgeräte teilweise angeregt haben (**GEN=1**) bzw. ein AUS-Kommando (**AUS=1**) erteilt haben.

- ⇒ Es muss hier darauf hingewiesen werden, dass die hier beschriebene Ausführung der Schutzfunktionen nur auf den Ergebnissen der Berechnung eines stationären Netzzustandes, d.h. auf der Auswertung der komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen basiert. Dynamische Netzvorgänge werden nicht berücksichtigt. Insofern können sich zu den Reaktionen der Schutzgeräte bei der Berechnung dynamischer Netzvorgänge, die **MODELS**-basierte Schutzalgorithmen verwenden, Unterschiede ergeben.

Durch die Verwendung von **Schaltern (CB)** zu jedem **Mess/Schutzgerät** kann ein elektrisches Netz für die Ausführung der Schutzfunktionen im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes und ohne Änderung für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge vorbereitet werden. Alternativ kann auch der interne Schalter des **Mess-/Schutzgerät** oder ein **Schalter** (Switch) verwendet werden. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel dargestellt. Die Kennung **OPEN** für die AUS-Kommandos ist im Falle der **Berechnung eines dynamischen Netzvorganges** den Schaltern zugeordnet.

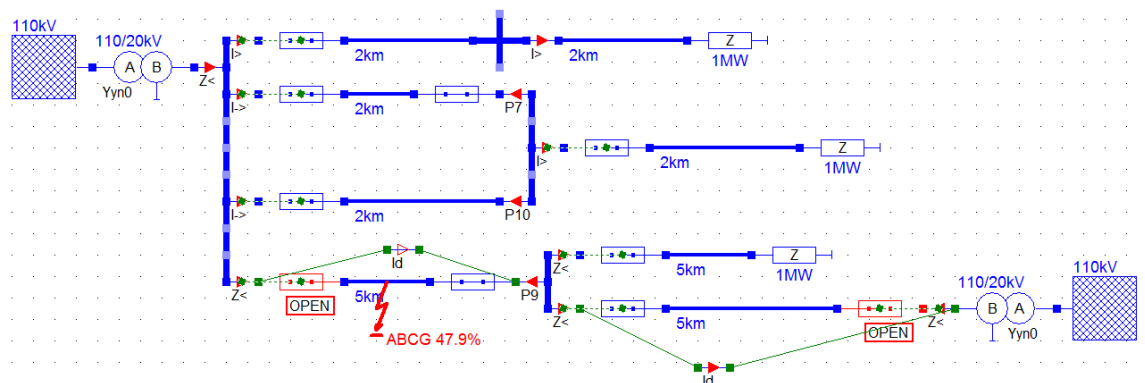


Abbildung 64: Berechnung dynamischer Netzvorgänge - Ausführung der Schutzfunktion

6.1.18.1 Berücksichtigung der Überstromzeitschutzfunktion

Nach der Berechnung des stationären Netzzustandes ermittelt ATPDesigner, ob eine Anregung für die Schutzfunktion vorliegt. Im Falle des Überstromzeitschutzes mit Richtung wird die Kurzschlussrichtung beachtet. Für alle Schutzgeräte mit aktiver Generalanregung wird nun das Schutzgerät ermittelt, welche die kleinste Staffelzeit aufweist. Das so ermittelte Schutzgerät wird mit dem Begriff **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) markiert. Ggfs. werden mehrere Schutzgeräte markiert, wenn die Kriterien stationär betrachtet gleichzeitig zutreffen.

6.1.18.2 Berücksichtigung der Distanzschutzfunktion

Wie für den Distanzschutz üblich muss einerseits eine Anregung z.B. durch ein $I >$ - Kriterium und/oder $U <$ - Kriterium vorliegen und die berechnete Kurzschlussimpedanz des Mitsystems Z_{lk} innerhalb des Auslösepolygons liegen. Es gelten hier die Erläuterungen aus dem entsprechenden Kapitel. Das so ermittelte Schutzgerät wird wie in Abbildung 62 dargestellt mit dem Begriff **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) markiert. Ggfs. werden mehrere Schutzgeräte markiert, wenn die Kriterien stationär betrachtet gleichzeitig zutreffen.

6.1.18.3 Berücksichtigung der Differentialschutzfunktion

Nach der Berechnung des stationären Netzzustandes berechnet ATPDesigner Differenzstrom I_{diff} und Haltestrom I_{rest} und prüft mit der eingestellten Kennlinie, ob ein AUS-Kommando an die beiden mit der Schutzfunktion verbundenen Messgeräte **Px** ausgegeben wird. Das so ermittelte AUS-Kommando wird mit dem Begriff **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) an dem Schutzgerät, die als Differentialschutz parametrisiert ist, angezeigt. Das Beispiel in nachfolgender Abbildung zeigt **P14** mit einem Differentialschutz und den beiden Messorten **P2** und **P9**. Der 3-polige Kurzschluss führt zu einem AUS-Kommando des Differentialschutzes nach 0ms. Die Kurzschlussstromunterbrechungszeit beträgt 80ms.

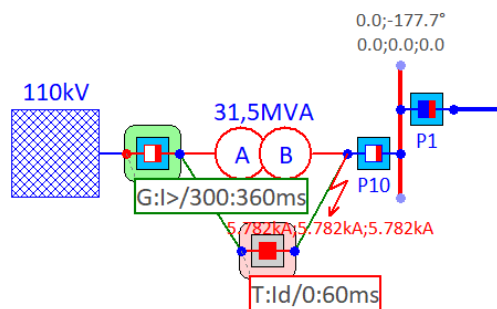


Abbildung 65: Differentialschutz – Ausgabe der AUS-Kommandos in der Netzgrafik

Die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Meldungen zeigen, dass der Differentialschutz **P14** und der Distanzschutz **P12** in Zone 1 ausgelöst haben (**AUS=1**). Als kleinste Staffelzeit wurden 0ms ermittelt.

```

PROT> I-> [Prb 5] Directional Overcurrent: I>> OFF
PROT> I-> [Prb 5] Directional Overcurrent: I>> OFF
PROT> I> [Prb 6] Unidirectional Overcurrent GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> I> [Prb 6] Unidirectional Overcurrent GEN=1 [I>=0(000), I<=0, V>=0, V<=1] TRIP=0: I>=11n, TI>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> I> [Prb 6] Unidirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> I> [Prb 6] Unidirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection GEN=1 [I>=1(111), I<=0, I<=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=1/AB, R1k=2.756460hm, X1k=2.412850hm, R1=7.6450hm, X1=1.440hm, T=50ms, Tpr=20ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection GEN=1 [I>=1(111), I<=0, I<=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=2/AB, R1k=2.756460hm, X1k=2.412850hm, R1=80hm, X1=40hm, T=300ms, Tpr=20ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection: Zone=3, OFF
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [I>=1(111), I<=0, I<=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=1/AB, R1k=-0.8203260hm, X1k=-0.7180070hm, R1=7.6450hm, X1=1.440hm, T=50ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [I>=1(111), I<=0, I<=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=2/AB, R1k=-0.8203260hm, X1k=-0.7180070hm, R1=9.040hm, X1=2.670hm, T=200ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection: Zone=3, OFF
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection GEN=1 [I>=0(000), I<=0, I<=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=1/AB, R1k=1.113120hm, X1k=0.9729940hm, R1=20hm, X1=20hm, T=600ms, Tpr=20ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection: Zone=2, OFF
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection: Zone=3, OFF
PROT> I> [Prb 17] Unidirectional Overcurrent GEN=0 [V>=0(000), V<=0(000)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> I> [Prb 17] Unidirectional Overcurrent GEN=0 [I>=0(000), I<=0, V>=0, V<=0] TRIP=0: I>=11n, TI>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> I> [Prb 17] Unidirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> I> [Prb 17] Unidirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> P8 [Prb 8] GEN=1 TRIP=1: Differential Protection, M1=Prb 2, M2=Prb 9, Tcb=0ms, Tpr=20ms, Tcb=60ms, IdABC=6964.53A, 6964.53A, 6964.53A, IrABC=380.01A, 380.01A, 380.01A
> Voltage Monitoring: Busbara Rh x
<

```

Abbildung 66: Differentialschutz – Ausgabe der AUS-Kommandos

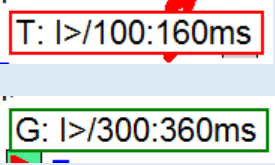
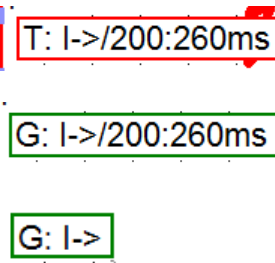
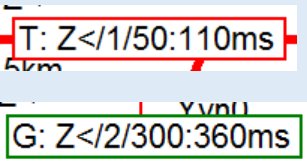
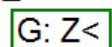
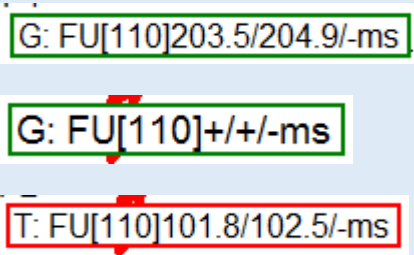
6.1.18.4 Berücksichtigung des Über-/Unterspannungsschutzes U<>

Der Über-/Unterspannungsschutz kann entweder nur als Teil des Anregesystems von Überstromzeitschutz oder Distanzschutz verwendet werden oder mit zusätzlichen Zeitstufen im Sinne von Staffelzeiten als parallel arbeitender Schutz mit AUS-Kommando.

6.1.19 Stationäre Netzberechnung: Ergebnisse der Schutzanalyse

Zusätzlich zu der erläuterten Ausgabe der Ergebnisse der Schutzanalyse werden die wichtigsten Ergebnisse direkt in der Netzgrafik angezeigt.

- **T:...** = AUS-Kommando
- **G:...** = Generalanregung

Schutzfunktion	AUS-Kommando T: Generalanregung G:	Bedeutung
Überstromzeitschutz I>		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltzeit in ms
Gerichteter Überstromzeitschutz I->		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltzeit in ms Gerichteter Überstromzeitschutz angeregt, gemessene Kurzschlussrichtung ist verschieden von der eingestellten Kurzschlussrichtung
Distanzschutz Z<		Distanzzone 1,2,3 Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltzeit in ms
Distanzschutz Z<		Distanzschutz angeregt, Kurzschlussimpedanz liegt nicht innerhalb einer der Auslöseflächen
Sicherung FU		Leiterselktive Anregung Staffelzeit in ms je Leiter „-“ : keine Auslösung wegen fehlender Anregung „+“ : keine Auslösung wegen Überschreitung des maximal zulässigen Ausschaltstromes I_{max}

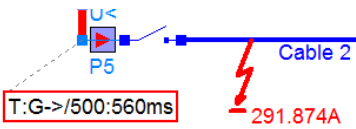

Differentialschutz Id	T: Id/0:80ms	Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltzeit in ms
AMZ-Schutz (IDMT) IT	G: IT/609.4:669.4ms T: IT/1490.1:1550.1ms	Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltzeit in ms
Signalvergleichschutz SI	T: SI/100:160ms	Startzeit in ms Startzeit + Schaltzeit in ms
Unterimpedanzanregung Z«	T: Z«:Z</2000:2060ms	Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltzeit in ms
Erdschlussortung G->		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltzeit in ms

Abbildung 67: Ergebnisse der Schutzanalyse in der Netzgrafik

- ⇒ Die Entscheidung, ob eine Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder nur mit Generalanregung dargestellt wird, ist nur abhängig von der Staffelzeit. Der Analysealgorithmus geht davon aus, dass die eingestellten Staffelzeiten die Eigenzeiten der Schutzsysteme sowie die Eigenzeiten der Leistungsschalter berücksichtigen.

6.1.20 Stationäre Netzberechnung: Verfahren der Schutzanalyse

Nach **Berechnung eines stationären Netzzustandes** z.B. mit dem Toolbar-Button  werden aus den Grundswingungszeigern der Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme die weiter benötigten physikalischen Größen wie z.B. Impedanzen berechnet. Der Algorithmus zur Analyse der Schutzfunktionen wertet wie nachfolgende beschrieben die Einstellwerte der Schutzfunktionen aus.

1. Es werden alle Schutzfunktionen identifiziert, für die die Generalanregung aktiv ist.
→ **Angeregte Schutzfunktionen**
2. Für alle angeregten Schutzfunktionen wird die kleinste Staffelzeit ermittelt.
→ **Minimale Staffelzeit**

Bezeichner	Bedeutung
<u>Gerichteter Überstromzeitschutz</u>	Die Staffelzeiten werden nur berücksichtigt, wenn die eingestellte, mit der ermittelten Kurzschlussrichtung identisch ist.
<u>Distanzschutz</u>	Die Staffelzeiten werden nur berücksichtigt, wenn die berechnete Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb einer Impedanzauslösefläche (Distanzzone) liegt.
<u>AMZ-Schutz</u>	Die Staffelzeit wird abhängig vom gemessenen Kurzschlussstrom berechnet (Kapitel 6.11.31)
<u>Differentialschutz</u>	Der Differentialschutz hat keine eigentliche Anregung. Insofern Ist der Differentialschutz mit einem erteilten AUS-Kommando gleichzeitig auch angeregt.
<u>Signalvergleichschutz</u>	Da der Signalvergleichschutz auf ein Signal der Gegenstation z.B. ein AUS-Kommando reagiert, wird die Startzeit des Signalvergleichschutz nur dann im Sinne einer Staffelzeit ausgewertet, wenn das Signal der Gegenstation vorliegt und alle weiteren Bedingungen entsprechend der Betriebsart erfüllt sind.
<u>Erdschlussortung</u>	Die Erdschlussortung wird berücksichtigt, falls eine Staffelzeit eingestellt wurde.

3. Die Schutzfunktionen, deren Staffelzeit gleich der minimalen Staffelzeit ist, werden mit einem AUS-Kommando dargestellt.
→ **AUS-Kommando T:...**
4. Die Schutzfunktionen, die angeregt haben, deren Staffelzeit aber größer als die minimale Staffelzeit ist, werden mit einer Generalanregung dargestellt.
→ **Generalanregung G:...**

6.1.21 Dynamische Netzberechnung: Betriebsart des Messgerätes

Die Betriebsart des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** definiert, welche Signale wie z.B. P, Q oder S von ATPDesigner mit Hilfe der Programmiersprache **MODELS** als Zeitverläufe gemessen oder berechnet und in einem Diagramm angezeigt werden können. Diese Funktionen werden unabhängig von Schutzfunktionen ausgeführt.

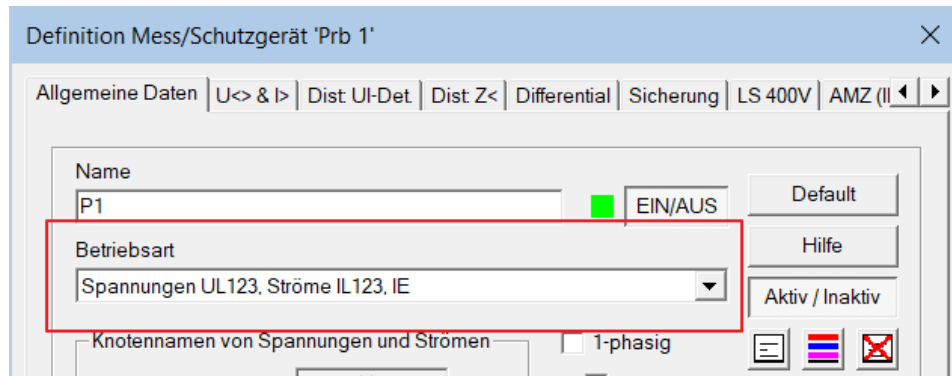


Abbildung 68: Dynamische Netzberechnung: Betriebsart des Messgerätes

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Es wird keine Messung durchgeführt. In dieser Betriebsart werden keine ATP-basierten Komponenten in den TACS-Bereich der .ATP-Eingabedatei ausgegeben. Dadurch kann bei Verwendung einer großen Anzahl von Netzwerkelementen Mess/Schutzgerät ein Überlauf des TACS-Speicherbereiches des ATP ggfs. vermieden werden.
Spannungen UL123, Ströme IL123, IE	Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$, $i_E(t)$
Spannungen UL123	Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$
Ströme IL123, IE	Messung $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$, $i_E(t)$
Spannungen UL123, U12/23/31, Ströme IL123, IE	Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$, $i_E(t)$
S, P, Q, cos Ø, UL123, IL123	<ul style="list-style-type: none"> Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$
S, P, Q, cos Ø, UL123, U12/23/31, IL123	<ul style="list-style-type: none"> Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, der Leiter-Leiter-Spannungen $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$
S, P, Q, cos Ø, UL123, U12/23/31, IL123, hab	<ul style="list-style-type: none"> Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, der Leiter-Leiter-Spannungen $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Berechnung der Spannungen und Ströme des 0αβ- oder hαβ-System mit Hilfe der Clarke-Transformation
Udiff	In dieser Betriebsart kann mit Hilfe des Netzwerkelementes Verbindung die Differenzspannung zwischen zwei Messorten im Netz gemessen werden. Wird die Schutzfunktion Differentialschutz ausgewählt, so wird automatisch die Betriebsart Udiff eingestellt.
S, P, Q, cos Ø, UL123, U12/23/31, IL123, 0dq	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Messung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$, $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$, der Leiter-Leiter-Spannungen $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Berechnung der Spannungen und Ströme des 0dq-System mit Hilfe eines PLL (Phase Locked Loop)
Lastprofil: U,I,P,Q,S,...	<p>Verwendung des Mess/Schutzgerätes als Fahrplanmessgerät [Bd. 3]</p> <p>Fahrplanmessgeräte werden verwendet, um die Ergebnisse von Lastflussberechnungen mit Lastprofilen als Zeitreihe in einem Diagramm darzustellen.</p>

Die Messrichtung der Leiterströme entspricht der Orientierung des **roten Pfeils** im Sinne des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS).

Die **Betriebsarten mit Leistungen S, P, Q, etc.** sind nur während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verfügbar. Mit Hilfe der ATP-spezifischen Programmiersprache **MODELS** werden der zeitliche Verlauf der Leiterströme und der Leiter-Erd-Spannungen sowie die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leistungen P , Q und S , des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$, der Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströme berechnet und zur Anzeige in einem **Diagramm** gespeichert.

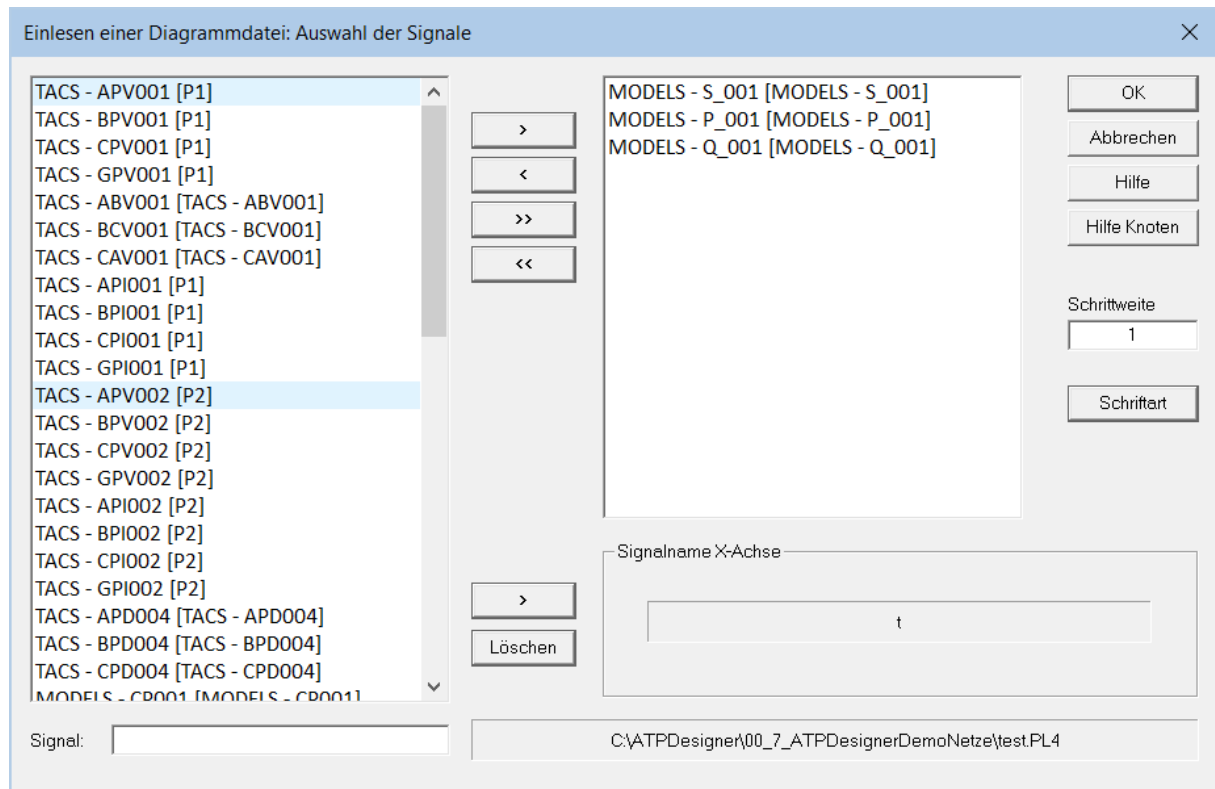


Abbildung 69: Auswahlliste zur Erzeugung eines Diagramms

6.1.21.1 Berechnete Signale: P, Q, S, cos φ

Die Signale der dreiphasigen Leistungen P, Q und S sowie des Verschiebungsfaktors sind wie folgt benannt. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe der **Diskreten-Fourier-Transformation (DFT)** über eine Netzperiode.

Signal	Bedeutung
MODELS - S_001	Betrag der Scheinleistung S [MVA]
MODELS - P_001	Betrag der Wirkleistung P [MW]
MODELS - Q_001	Betrag der Blindleistung Q [Mvar]
MODELS - CP001	Verschiebungsfaktor cos φ

6.1.21.2 Berechnete Signale: UL123, U123, IL123

Darüber hinaus werden die Beträge der netzfrequenten Grundschiwingung der Leiter-Erd-Spannungen, der Leiter-Leiter-Spannungen und der Leiterströme mit Hilfe der **Diskreten-Fourier-Transformation (DFT)** über eine Netzperiode berechnet. Die Einheit p.u. entspricht der Nennspannung U_n .

- 1 p.u. = U_n

Signal	Bedeutung
MODELS - VAG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L1} [p.u./ $\sqrt{3}$]
MODELS - VBG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L2} [p.u./ $\sqrt{3}$]
MODELS - VCG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L3} [p.u./ $\sqrt{3}$]
MODELS - VAB001	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{12} [p.u.]
MODELS - VBC001	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{23} [p.u.]

MODELS - VCA001	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{31} [p.u.]
MODELS - IA001	Betrag des Leiterstroms I_{L1} [A]
MODELS - IB001	Betrag des Leiterstroms I_{L2} [A]
MODELS - IC001	Betrag des Leiterstroms I_{L3} (t) [A]
MODELS - IG001	Betrag des Summenstroms I_E [A]

Die fortlaufende Nummer (hier 001) entspricht der Nummer des zugehörigen **Mess-/Schutzgerätes**.

Die Beträge von Wirk- und Blindleistung sind vorzeichenbehaftet. Die positive Leistungsflussrichtung kann durch das Vorzeichen bezogen auf die Messorientierung des **roten Pfeils** des **Mess/Schutzgerätes** ermittelt werden.

- **$P > 0, Q > 0$**
Leistungsflussrichtung in Messrichtung des **roten Pfeils** des **Mess/Schutzgerätes**
- **$P < 0, Q < 0$**
Leistungsflussrichtung entgegen der Messrichtung des **roten Pfeils** des **Mess/-Schutzgerätes**

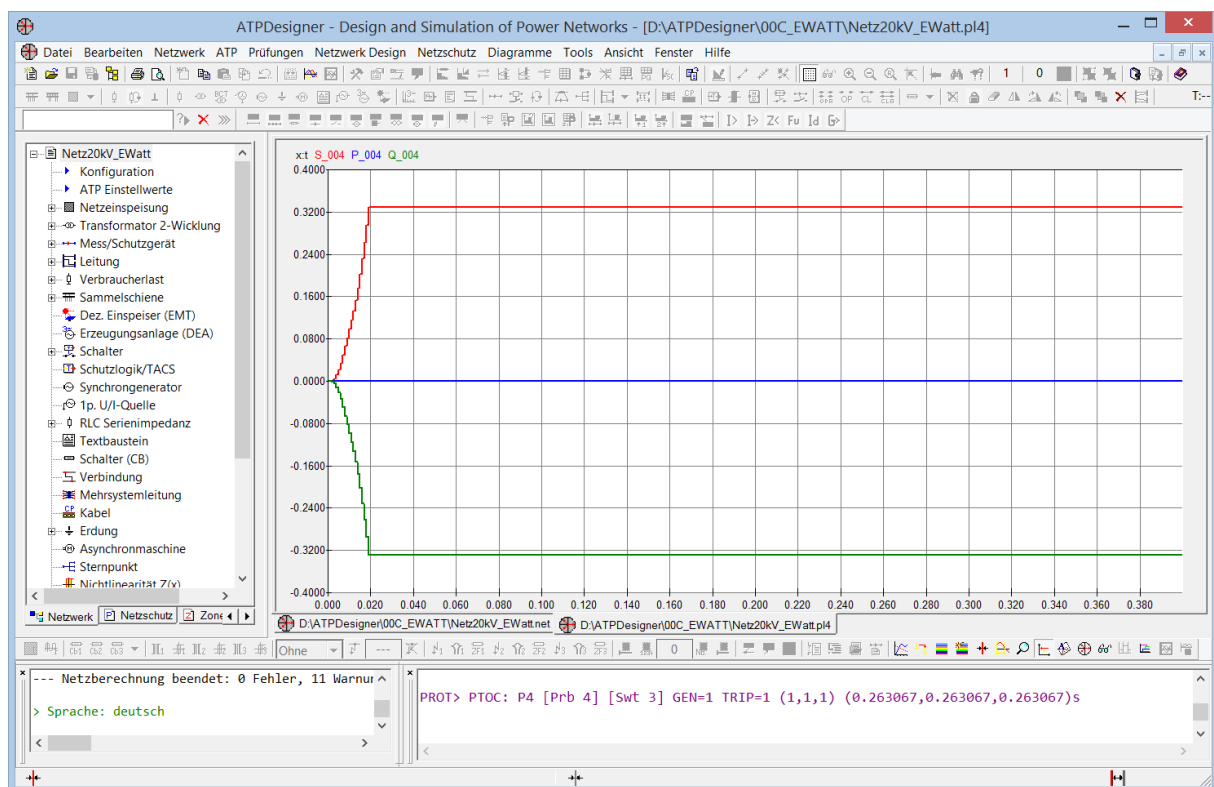


Abbildung 70: Leistungsmessung mit einem Mess/Schutzgerät

Es ist zu beachten, dass im zeitlichen Verlauf der Leistungen P, Q und S in obiger Abbildung das Einschwingverhalten des Grundswingungsfilters (hier: Diskrete-Fourier-Transformation) enthalten ist.

6.1.22 Clarke-Transformation (0αβ- oder αβ-Transformation)

Die Spannungen und Ströme des **0αβ- oder αβ-System** werden mit Hilfe der **Clarke-Transformation** als Abtastwerte berechnet. Die Berechnungsvorschrift ist nachfolgend dargestellt und gilt auch für die Transformation der Leiterströme.

$$\begin{bmatrix} u_0(t) \\ u_\alpha(t) \\ u_\beta(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_{L1}(t) \\ u_{L2}(t) \\ u_{L3}(t) \end{bmatrix}$$

Die Spannungen und Ströme im **0αβ- oder αβ-System** sind:

Signal	Bedeutung
MODELS - VTHxxx	Spannung $u_0(t)$ (0-System)
MODELS - VTAxxx	Spannung $u_\alpha(t)$ (α-System)
MODELS - VTBxxx	Spannung $u_\beta(t)$ (β-System)
MODELS - ITHxxx	Spannung $i_0(t)$ (0-System)
MODELS - ITAxxx	Spannung $i_\alpha(t)$ (α-System)
MODELS - ITBxxx	Spannung $i_\beta(t)$ (β-System)

6.1.23 Park-Transformation - Berechnung von Komponenten im 0dq-System

ATPDesigner berechnet mit Hilfe eines PLL (Phase Locked Loop) die dq-Komponenten des 0dq-Systems als Abtastwerte. Die berechneten Signale können als **Diagramm** dargestellt werden.

Signal	Bedeutung
MODELS - P_Xxxx	Wirkleistung $P(t)$ in MW Die Wirkleistung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Wirkleistung im Mitsystem.
MODELS - Q_Xxxx	Blindleistung $Q(t)$ in Mvar Die Blindleistung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Blindleistung im Mitsystem.
MODELS - F_Xxxx	Frequenz in Hz Die Frequenz entspricht im (quasi)stationären Netzzustand der Netzfrequenz.
MODELS - OMXxxx	Kreisfrequenz ω in Hz
MODELS - UDXxxx	Spannung $u_d(t)$ im d-System in V Die Spannung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Mitsystemspannung.
MODELS - UQXxxx	Spannung $u_q(t)$ im q-System in V Die Spannung ist im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb gleich 0.
MODELS - IDXxxx	Strom $i_d(t)$ im d-System in A

	Der Strom entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb dem Mitsystemstrom.
MODELS - IQXxxx	Strom $i_q(t)$ im q-System in A
	Der Strom ist im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb gleich 0A.

In der nachfolgenden Abbildung ist die Struktur des Regelkreises dargestellt, mit dem die dq-Komponenten berechnet werden.

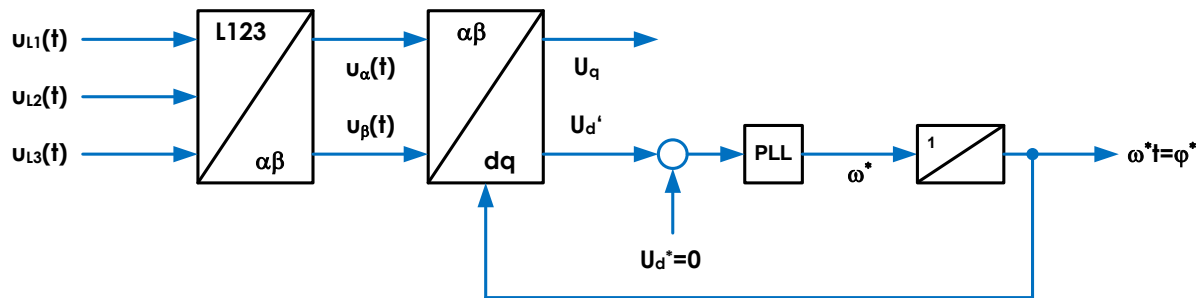


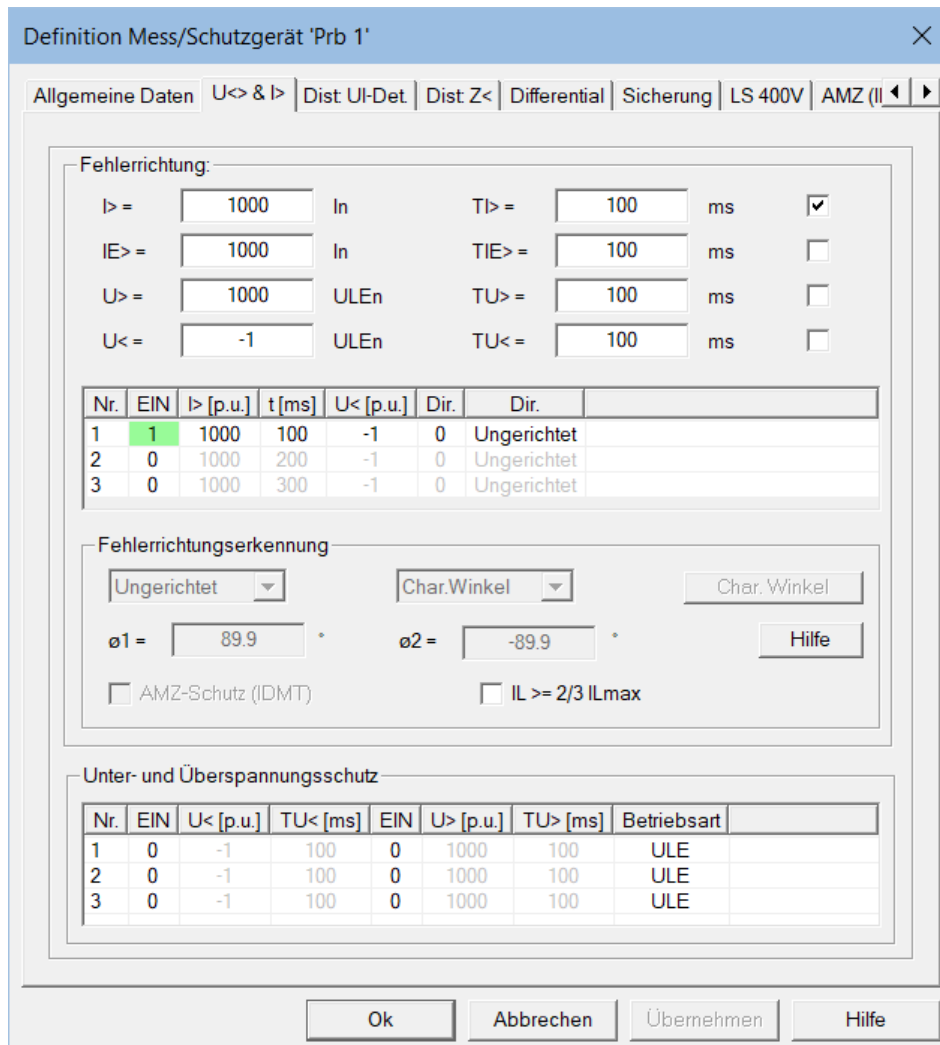
Abbildung 71: Struktur des Regelkreises zur Berechnung der dq-Komponenten

6.1.24 UMZ: Überstromzeitschutz

6.1.24.1 UMZ, U<>: Überstromschutz mit Über-/Unterspannungsschutz

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte für den Überstromschutz **I>** und den Über-/Unterspannungsschutz **U<>**. Primäre Nennspannung **U_n** und primärer Nennstrom **I_n** sowie die Eigenzeit des Schutzverfahrens **T_{pr}** und die Schaltereigenzeit **T_{cb}** werden in der ersten Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt. Darüber hinaus können weitere **I>-Stufen** 1..N des Überstromzeitschutzes in der Liste eingestellt werden.

Die Einstellwerte sind primäre, physikalische Größen oder bezogene Größen. Es muss beachtet werden, dass die **Zeitstufen TI>, TIE>, TU> und TU<** sowie die **I>-Stufen** in der Liste bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** ausgewertet werden, um das Schutzgerät zu ermitteln, das mit großer Wahrscheinlichkeit als erstes den zugeordneten Schalter öffnen wird. Das Ergebnis der Schutzanalyse wird durch die Kennungen **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) in der Netzgrafik angezeigt.



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Dist UI-Det | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 400V | AMZ (II) |

Fehlerrichtung:

I> =	1000	In	TI> =	100	ms	<input checked="" type="checkbox"/>
IE> =	1000	In	TIE> =	100	ms	<input type="checkbox"/>
U> =	1000	ULEn	TU> =	100	ms	<input type="checkbox"/>
U< =	-1	ULEn	TU< =	100	ms	<input type="checkbox"/>

Nr.	EIN	I> [p.u.]	t [ms]	U< [p.u.]	Dir.	Dir.	
1	1	1000	100	-1	0	Ungerichtet	
2	0	1000	200	-1	0	Ungerichtet	
3	0	1000	300	-1	0	Ungerichtet	

Fehlerrichtungserkennung

Ungerichtet Char.Winkel Char.Winkel

ø1 = 89.9 * ø2 = -89.9 * Hilfe

☐ AMZ-Schutz (IDMT) ☐ IL >= 2/3 ILmax

Unter- und Überspannungsschutz

Nr.	EIN	U< [p.u.]	TU< [ms]	EIN	U> [p.u.]	TU> [ms]	Betriebsart
1	0	-1	100	0	1000	100	ULE
2	0	-1	100	0	1000	100	ULE
3	0	-1	100	0	1000	100	ULE

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 72: Registerkarte U<> & I> - Schutz für den Überstromzeitschutz

Zeitstufen können einzeln mit Hilfe des rechts neben der Staffelzeit befindlichen Steuerelementes (Checkbox) aktiviert oder deaktiviert werden.

- Im Falle der [Berechnung eines stationären Netzzustandes](#) wird eine deaktivierte Zeitstufe bei der statischen Analyse der AUS-Kommandos nicht ausgewertet. Auch bei erfolgter Anregung wird kein AUS-Kommando generiert. So gesehen wird die Zeitstufe als unendlich lang angesehen.
- Im Falle der [Berechnung dynamischer Netzvorgänge](#) wird die Zeitstufe des deaktivierten Anregesystems intern auf $t = 10^{15}s$ gesetzt, im Sinne einer Netzwerksimulation entspricht diese einer näherungsweise unendlich langen Staffelzeit.

Im Falle der **Berechnung von dynamischen Netzvorgängen** werden die Zeitstufen im Sinne der Staffelzeiten eines Überstromzeitschutzes bzw. Unter-/Überspannungsschutzes verwendet, um ggfs. ein AUS-Kommando an einen [verbundenen Leistungsschalter](#) zu übertragen. Die Ausgabe eines AUS-Kommandos an den Leistungsschalter erfolgt, wenn bei Ablauf der Staffelzeit noch eine Generalanregung ansteht. Das AUS-Kommando, das an den Leistungsschalter ausgegeben wird, wird mit Rückfall der Generalanregung zurückgesetzt. Es ist zu beachten, dass die Modelle für die Berechnung von dynamischen Netzvorgängen nicht den vollen Funktionsumfang der Modelle für die Berechnung des stationären Netzzustandes besitzen. Die Ansteuerung des Leistungsschalters erfolgt mit einem 3-poligen AUS-Kommando der Schutzfunktion. Die Stromunterbrechung des Leistungsschalters erfolgt polselektiv abhängig vom [Haltestrom \$I_{hold}\$ des verbundenen Leistungsschalters](#).

6.1.24.1.1 Überstromzeitschutz

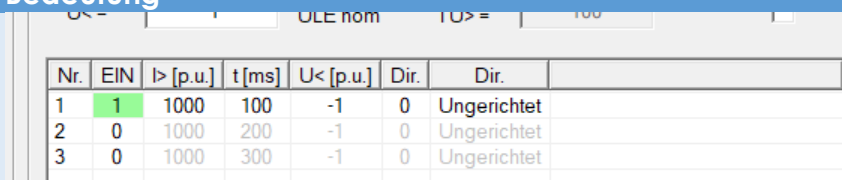
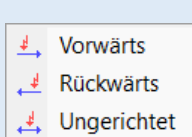
Die Einstellwerte werden vollständig aktiviert, wenn die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** ausgewählt wurde. Im Falle der Schutzfunktion **Distanzschutz** werden die Einstellwerte teilweise für das Anregesystem und optionale Überstromzeitschutzfunktionen wie z.B. die gerichtete und ungerichtete Endzeit verwendet. Der Überstromzeitschutz verwendet die in der Registerkarte **Allgemeine Daten** enthaltenen Nennwerte U_n und I_n als Bezugsgrößen.

Einstellwert	Bedeutung
I>	Überstromanregung für Leiterströme I_{L1}, I_{L2}, I_{L3} mit 1 p.u. = I_n
TI>	Zeitstufe der I> - Anregung [ms]
IE>	Überstromanregung für den Summenstrom I_E mit 1 p.u. = I_n
TIE>	Zeitstufe der Summenstromanregung [ms]
U>	Überspannungsanregung mit $U_{LEn} = 1$ p.u. = $U_n/\sqrt{3}$ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Auswertung der Beträge der Leiter-Erd-Spannungen U_{L123}
TU>	Zeitstufe der Überspannungsanregung [ms]
U<	Unterspannungsanregung mit $U_{LEn} = 1$ p.u. = $U_n/\sqrt{3}$ <ul style="list-style-type: none"> ▪ Auswertung der Beträge der Leiter-Erd-Spannungen U_{L123}
TU<	Zeitstufe der Unterspannungsanregung [ms]
Ø1,2	Bestimmung der Kurzschlussrichtung nach der Methode $U_{LE} - I_L$ Winkel der Richtungsgeraden der gerichteten Überstromschutzfunktion [°] gegenüber der reellen Achse
Fehlerrichtung	Betriebsart zur Ermittlung der Kurzschlussrichtung <ul style="list-style-type: none"> ▪ Char. Winkel: Methode des charakteristischen Winkels ▪ Ø(U_{LE}, I_L): Methode $U_{LE} - I_L$
IL >= 2/3 ILmax	2/3-Ausschluss der Leiterströme Falls aktiv werden die Leiterströme, deren Betrag < 2/3 des Betrages des größten Leiterstromes I_{L123} ist, nicht im Anregesystem I> und

I>> berücksichtigt. Mit Hilfe des 2/3-Ausschlusses der Leiterströme können Anregeprobleme z.B. im Falle von Schiefasten oder bei Zwischen- und Gegeneinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen verringert werden.

6.1.24.1.2 Einstellwerte der I>-Stufen

Die Einstellwerte der **I>-Stufen** sind jeweils in einer Zeile enthalten. Die Einstellwerte von Zeile Nr. 1 sind identisch mit den Einstellwerten der Gruppe **I>-Schutz** und können in der Tabellenzeile oder in den einzelnen Editierfeldern geändert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Einstelldialog	
Ein	1/0 = aus- oder eingeschaltet
I>	Überstromanregung für Leiterströme [p.u. = I_{nom}]
t[ms]	Zeitstufe der I> - Anregung [ms]
Dir.	<p>Kurzschlussrichtung</p> <p>Zur Bestimmung der tatsächlichen Kurzschlussrichtung werden die Einstellwerte 0,1,2 oder der Methode des charakteristischen Winkels verwendet.</p> <ul style="list-style-type: none"> 0 = ungerichtet 1 = vorwärts 2 = rückwärts <p>Die Kurzschlussrichtung kann auch durch einen Left Mouse Click auf eine Zelle der beiden Spalten Dir. mit Hilfe des nachfolgend dargestellten kontextsensitiven Menüs geändert werden, falls Überstromzeitschutz mit Richtung eingestellt ist.</p> 

Der **Nennstrom I_n** wird in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt. Man kann davon ausgehen, dass die Spannungs- und Stromwandler des **Mess/Schutzgerätes** als Anlagenwandler und die Spannungs- und Stromwandler der Schutzeinrichtung als Gerätewandler intern auf den gleichen sekundären Nennstrom 1A oder 5A eingestellt sind. Insofern entspricht der Nennstrom I_n in der Registerkarte **Allgemeine Daten** dem primären Nennstrom des Anlagenstromwandlers, die Nennspannung U_n der primären Nennspannung des Anlagen Spannungswandlers. Die Angabe der sekundären Nennströme wird nicht benötigt. In der Schutztechnik spricht man in diesem Fall von einem **angepassten Zwischenkreis** Anlagenwandler – Schutzeinrichtung.

Die **Berechnung der Überstromanregung I>** erfolgt mit Hilfe des Nennstromes I_n aus der Registerkarte **Allgemeine Daten**. Folgende Vorgehensweise wird empfohlen.

$$I \geq \frac{I''_{kmin}}{f_A \cdot I_n} \quad (0.1)$$

mit I''_{kmin} : kleinster Anfangs-Kurzschlusswechselstrom nach VDE 0102 [2]
 f_A : Anregesicherheit

6.1.24.1.3 Einstellwerte der Kurzschlussrichtung

Mit Hilfe des Einstellwertes kann die [Kurzschlussrichtung](#) des gerichteten Überstromzeit-schutzes eingestellt werden. Es ist hier zu beachten, dass ATPDesigner die netzphysika-lische Kurzschlussrichtung bezogen auf die Messrichtung des **Mess/Schutzgerätes** be-rechnet und mit der eingestellten Kurzschlussrichtung vergleicht. Bei der Berechnung der stationären Netzzustände haben die Staffelzeiten keine Bedeutung.

Einstellwert	Bedeutung
Ungerichtet (= 0)	Das AUS-Kommando wird ohne Kurzschlussrichtungsüberprü-fung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staf-felzeit an den Leistungsschalter ausgegeben.
Vorwärts (= 1)	Das AUS-Kommando wird mit Kurzschlussrichtungsüberprüfung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staffelzeit an den Leistungsschalter ausgegeben (für die Berechnung des stationären Netzzustandes: in Messrichtung ein roter Pfeil), wenn die Kurzschlussrichtung vorwärts bezogen auf die Messrichtung des Schutzgerätes erkannt wurde.
Rückwärts (= 2)	Das AUS-Kommando wird mit Kurzschlussrichtungsüberprüfung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staffelzeit an den Leistungsschalter ausgegeben (für die Berechnung des stationären Netzzustandes: in Messrichtung ein roter Pfeil), wenn die Kurzschlussrichtung rückwärts bezogen auf die Messrichtung des Schutzgerätes erkannt wurde.

Stimmt die berechnete Kurzschlussrichtung nicht mit der eingestellten Kurzschlussrich-tung überein, wird bei der Berechnung der stationären Netzzustände ein **grüner Pfeil** gezeichnet. Bei der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge wird wegen der nicht ablaufenden Staffelzeit kein AUS-Kommando ausgegeben.

Es muss weiterhin beachtet werden, dass die Messrichtung des **Mess/Schutzgerätes** in der Registerkarte [Allgemeine Daten](#) bezogen auf die Messrichtung des **roten Pfeils** in-vertiert werden kann.

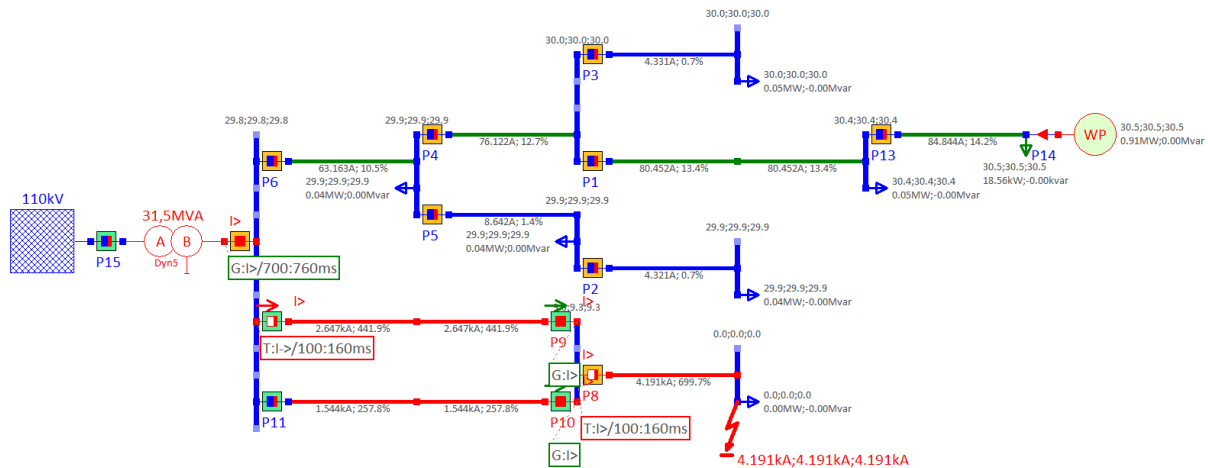


Abbildung 73: Schutzfunktionen mit Kurzschlussrichtung im stationären Netzzustand

In der letzten Abbildung sind beispielhaft die Ergebnisse der Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** nach Ausführung einer stationären Netzberechnung dargestellt. Der **rote Pfeil** zeigt die von ATPDesigner ermittelte Kurzschlussrichtung an, der Bezeichner **I>** das Anregesignal. Der **grüne Pfeil** zeigt an, dass die netzphysikalische Kurzschlussrichtung nicht mit der eingestellten Kurzschlussrichtung übereinstimmt. Die Kurzschlussrichtung kann mit zwei alternativen Verfahren ermittelt werden.

- [Methode des charakteristischen Winkels](#)
- [Methode \$U_{LE} - I_L\$](#)

Die leiterselektiven vordefinierten Winkel für die Methode des charakteristischen Winkels können durch Betätigen des Buttons **Char. Winkel** in einem Einstelldialog verändert werden.

6.1.24.2 UMZ: AMZ-Schutz (IDMT)

Parallel zum Überstromzeitschutz kann ein [AMZ-Schutz](#) aktiviert werden.

Einstellwert	Bedeutung
AMZ-Schutz IDMT	Der AMZ-Schutz kann aktiviert werden, die Einstellwerte sind in der Registerkarte AMZ-Schutz enthalten.

6.1.24.3 UMZ: Überstromzeitschutz

Die in ATPDesigner implementierte Überstromschutzanregung arbeitet leiterselektiv. Die Beträge der Grundschiwingung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ werden mit der **Überstromanregung I>** verglichen. Die Generalanregung ergibt sich als ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Überstromanregungen, der **Unterspannungsanregung U<** und der **Überspannungsanregung U>**. Die **Erdstromanregung IE>** wird bei der Bildung der Generalanregung nicht berücksichtigt. Der Überstromzeitschutz kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch zur **Berechnung dynamischer Netzzvorgänge** verwendet werden.

- ⇒ Es muss beachtet werden, dass die Funktionen des Überstromzeitschutzes für die **Berechnung dynamischer Netzzvorgänge** im Vergleich zu den Funktionen für

die **Berechnung stationärer Netzzustände** nur mit geringerem Funktionsumfang verfügbar sind.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die prinzipielle Funktionsweise des Überstromzeitschutzes in ATPDesigner.

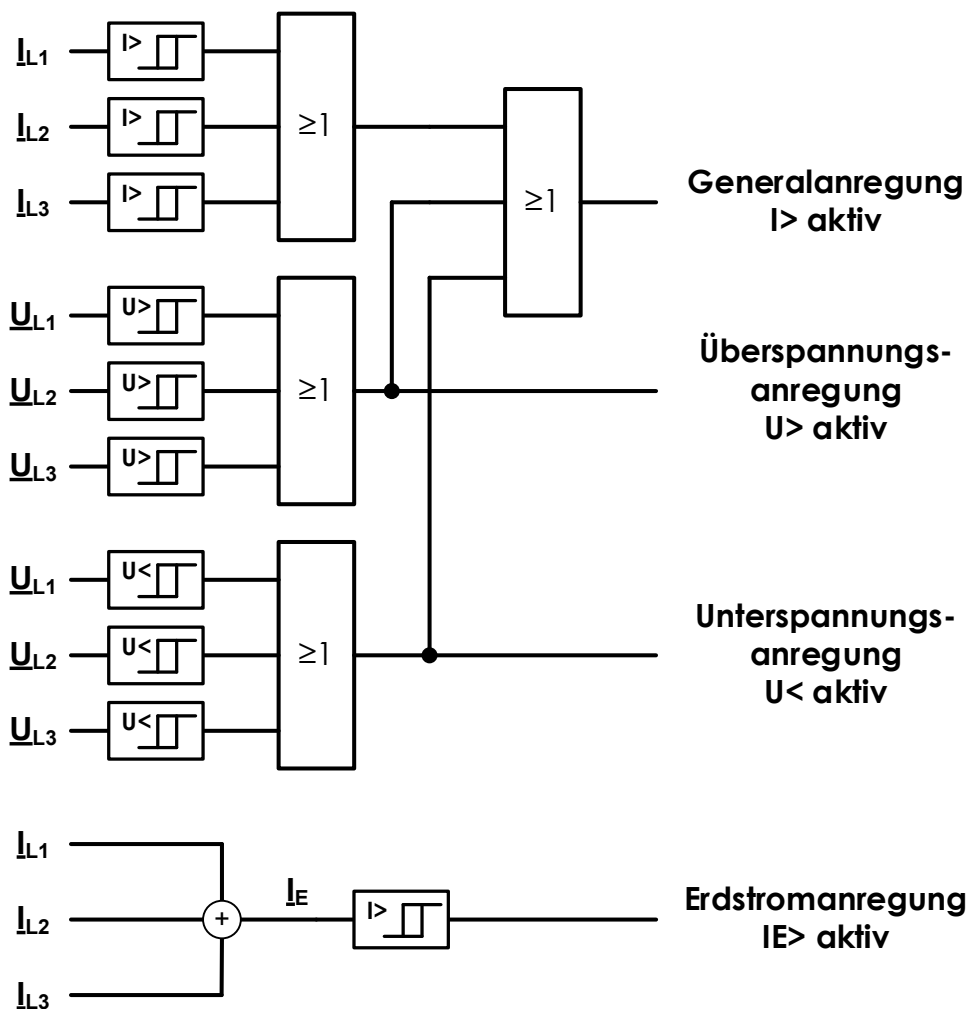


Abbildung 74: Prinzipielle Arbeitsweise des Überstromzeitschutzes

6.1.24.3.1 UMZ: Berechnung des stationären Netzzustandes

Bei aktiver Generalanregung wird das grafische Symbol der berechneten Kurzschlussrichtung **rot** am Schutzgerät und der Text **I>** angezeigt. Im Falle einer Unterspannungs- oder Überspannungsanregung erscheint zusätzlich der Text **U>** bzw. **U<**. Die Kurzschlussrichtung wird unabhängig vom Einstellwert **Fehlerrichtung** angezeigt. Aktive Zeitstufen (d.h. auch aktive Zeitstufen der Über- oder Unterspannungsanregung) werden statisch zur Ermittlung des Schutzgerätes ausgewertet, das als erstes ein AUS-Kommando ausgibt.

6.1.24.3.2 UMZ: Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Während der **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** [Bd. 3] kann ein mehrstufiger Überstromzeitschutz in Kombination ausgeführt werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt die verfügbaren Funktionen.

Einstellwert	Verfügbarkeit
I>, TI>	Stufen 1...3
IE>	Ja
U<, TU<, U>, TU>	Ja
Tcb	Ja
Trc	Ja
Kurzschlussrichtung	Stufen 1...3
Richtungsgerade	nur Methode U_{LE} – I_L
Ihold	Haltestrom des verbundenen Schalters

Der Überstromzeitschutz verwendet die Überstromanregungen I> sowie die zugehörigen Zeitstufen und gibt ggfs. ein AUS-Kommando an den mit dem Schutzgerät verbundenen [Schalter](#) nach Ablauf der Zeitstufe und anstehender Generalanregung aus. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein einfaches 20kV-Netz mit zwei Überstromzeitschutzgeräte **P1** und **P2** und Leistungsschaltern. Die Leistungsschalter sind mit dem **Mess/Schutzgerät** verbunden ([Leistungsschalter für Schutzfunktionen](#)).

⇒ Es muss beachtet werden, dass als Leistungsschalter das Netzwerkelement [Schalter](#) als [Leistungsschalter für Schutzfunktionen](#) verwendet werden muss.

Es wird empfohlen, für beide **Mess/Schutzgeräte** die nachfolgend dargestellte Betriebsart einzustellen. Mit der ATP Programmiersprache [MODELS](#) werden z.B. die Beträge der Leiterströme und Leiter-Erd-Spannungen mit Hilfe einer Diskreten-Fourier-Transformation berechnet und können in einem [Diagramm](#) [Bd. 3] dargestellt werden.

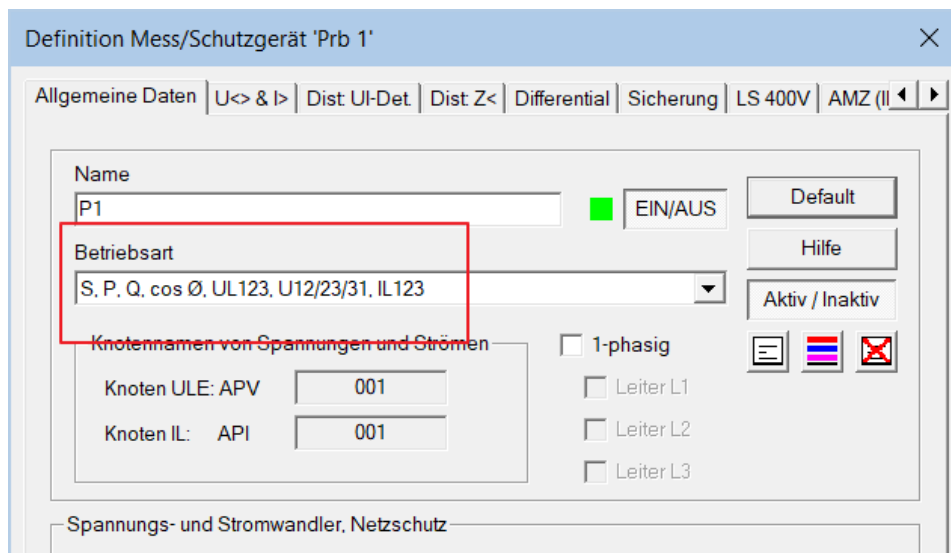


Abbildung 75: Dynamische Netzberechnung: Berechnung von Spannungen und Strömen

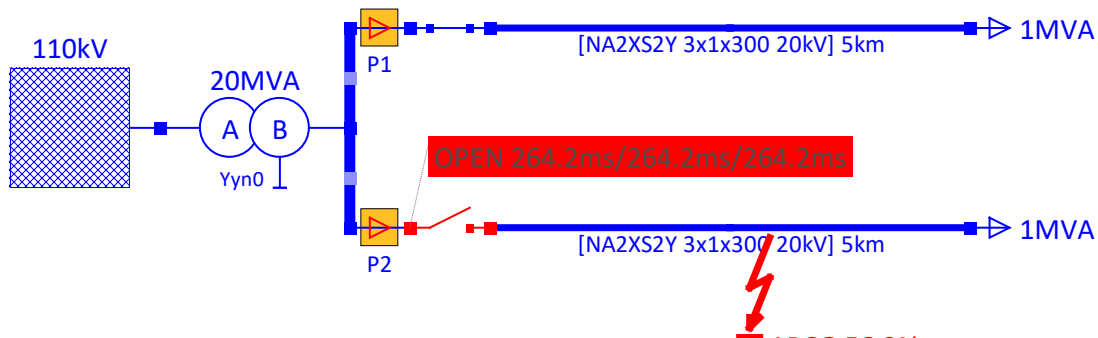


Abbildung 76: Einfaches 20kV-Netz mit Überstromzeitschutzgeräten

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft das zeitliche Verhalten des Überstromzeitschutzes mit AUS-Kommando und Wiedereinschaltung. Das Verhalten kann auf alle anderen Zeitstufenschutzfunktionen übertragen werden.

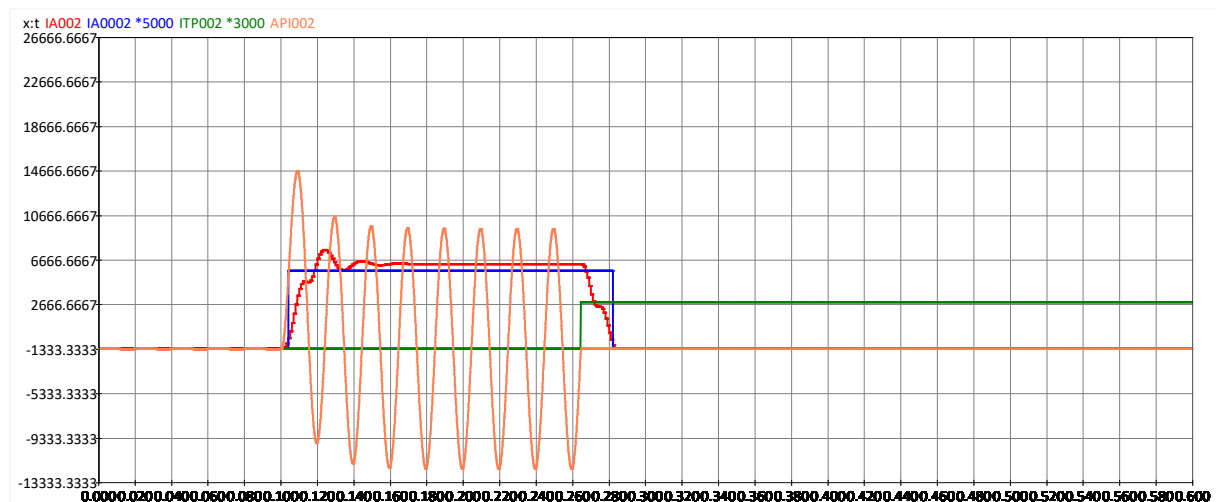


Abbildung 77: Zeitliches Verhalten der Überstromzeitschutzgeräte

1. Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**: Zeit = 40 Perioden
2. Einstelldialog **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss**:
Kurzschlussdauer = 100..300ms
3. Fehlereintritt bei $t = 100\text{ms}$: Start der Generalanregung **IA0002**
4. Leiterstrom $i_{L1}(t) = \text{API002}$
5. Betrag der netzfrequenten Grundschiwingung des Leiterstromes **IA002**
6. AUS-Kommando **ITP002** bei $t = 260\text{ms}$ (Einstellwert Staffelzeit $T_{I>} = 100\text{ms}$)

6.1.24.4 UMZ: Kurzschlussrichtungserkennung

Die Kurzschlussrichtungserkennung für den Überstromzeitschutz durch Auswertung der Leiterströme I_{L123} kann alternativ durch zwei Methoden erfolgen.

- Methode des charakteristischen Winkels → Einstellwert *Char.Winkel*
- Methode $\underline{U}_{LE} - \underline{I}_L$ → Einstellwert $\varnothing(U_{LE}, I_L)$

6.1.24.4.1 Methode Methode $\underline{U}_{LE} - \underline{I}_L$ → Einstellwert $\varnothing(U_{LE}, I_L)$

Die Ermittlung der Kurzschlussrichtung für den **Überstromzeitschutz mit Richtung** erfolgt unter Verwendung der anwenderspezifisch einstellbaren Richtungskennlinie entsprechend der nachfolgenden Abbildung. Das Verfahren wird sowohl für die Berechnung des stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge verwendet.

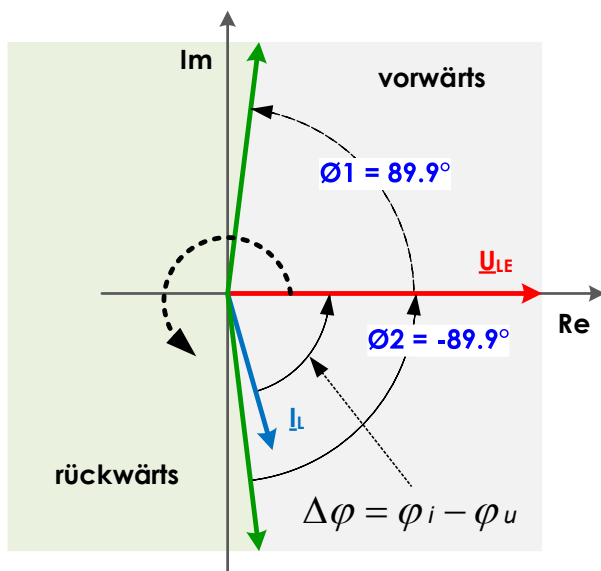


Abbildung 78: Richtungsgerade für die Methode $\varnothing(U_{LE}, I_L)$

Das Verfahren zur Kurzschlussrichtungserkennung wird durch den Vergleich der Phasenlagen von Leiter-Erd-Spannung und zugehörigem Leiterstrom basierend auf dem in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Modell 1. Ordnung, d.h. basierend auf dem ohmsch-induktiven Verhalten der Netzbetriebsmittel ermittelt. Daher kann die Kurzschlussrichtungserkennung für zu schützende Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren verwendet werden.

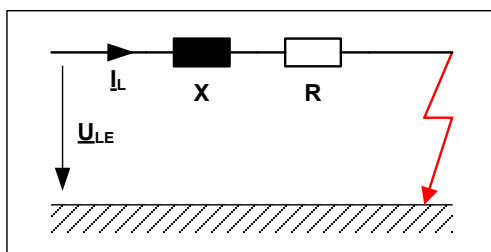


Abbildung 79: Modell 1. Ordnung des Schutzobjektes

Die **Kurzschlussrichtung vorwärts** wird nach dem Modell in der vorangehenden Abbildung dann erkannt, wenn die Phasenverschiebung zwischen dem Leiterstrom I_L und

der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{LE} im Intervall $[\phi_2, \phi_1]$ (ausschließlich der eingestellten Grenzwerte) liegt. Sonst wird auf **Kurzschlussrichtung rückwärts** erkannt.

6.1.24.4.2 Methode des charakteristischen Winkels → Einstellwert Char. Winkel

Eine weitere in der Praxis häufig vorkommende Methode basiert auf der in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Richtungskennlinie unter Verwendung eines charakteristischen Winkels. In diesem Verfahren wird abhängig von der leiterselektiven Anregung eine Leiter-Leiter-Spannung als Referenzspannung zur Bestimmung der Kurzschlussstromrichtung gewählt, die senkrecht auf einer der vom Kurzschluss betroffenen Leiter-Erd-Spannungen steht.

Diese Methode hat den Vorteil, dass auch bei im Kurzschlussfall kleinen Leiter-Erd-Spannungen immer eine ausreichend große und gut messbare Leiter-Leiter-Spannung zur Kurzschlussrichtungserkennung vorhanden ist.

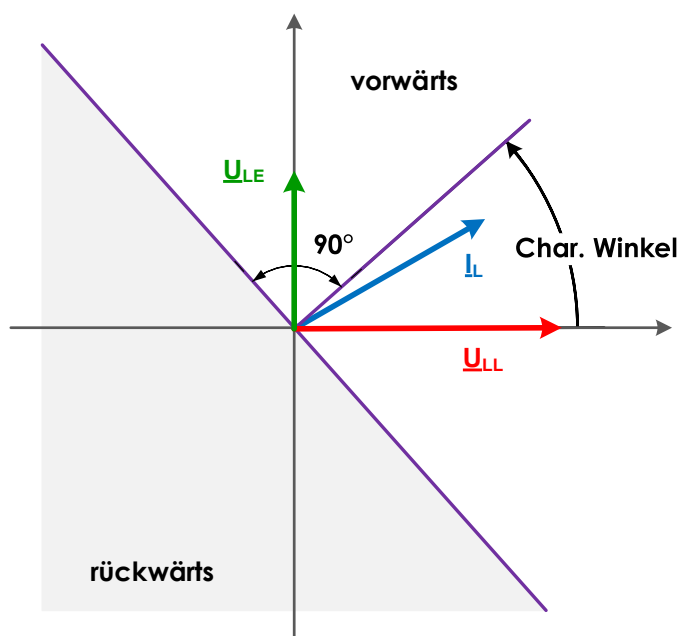


Abbildung 80: Richtungsgerade für die Methode Char.Winkel

In der nachfolgenden Abbildung sind die netzphysikalischen Grundlagen der **Methode des Charakteristischen Winkels** am Beispiel eines 1-poligen Erdkurzschlusses dargestellt.

Im Falle des 1-poligen Erdkurzschlusses L1 gegen Erde ist die Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{L1} kurzschlussbetroffen. Der Zeiger \underline{U}_{L1} wird als Bezug in die horizontale reelle Achse der komplexen Ebene des Diagramms gelegt.

Als Referenzspannung wird die auf der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{L1} senkrecht stehende Leiter-Leiter-Spannung \underline{U}_{23} zur Kurzschlussrichtungserkennung verwendet. Geht man davon aus, dass das zu schützende Netzbetriebsmittel wie z.B. eine Leitung ein ohmsch-induktives Verhalten besitzt, so wird der Leiterstrom \underline{I}_{L1} im kurzschlussbetroffenen Leiter der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{L1} nacheilen. Typischerweise wird sich der Zeiger des Kurzschlussstromes \underline{I}_{L1} im 4. Quadranten befinden.

Abhängig von der Kurzschlussimpedanz des Stromnetzes bezogen auf den Messort des Schutzgerätes wird beim 1pE-Kurzschluss der Kurzschlusswinkel φ_{IL1} typischerweise im Bereich $[20^\circ \dots 80^\circ]$ liegen. Als mittlerer Wert kann in erster Näherung ein Winkel von $\varphi_{IL1} = 45^\circ$ angenommen werden. Dieser Winkel wird für den 1pE-Kurzschluss als **Charakteristischer Winkel** angenommen. Mit Hilfe des Winkels kann der Zeiger der **Messlage** gezeichnet werden.

Die **Richtungsgerade** wird als Gerade senkrecht auf dem Zeiger der Messlage gezeichnet. Die Richtungsgerade trennt den Bereich der Kurzschlussrichtungen vorwärts und rückwärts. Es muss die Voraussetzung beachtet werden, dass die Messung von Spannungen und Strömen durch das Schutzgerät im Verbraucherzählpeilsystem (VZS) erfolgt.

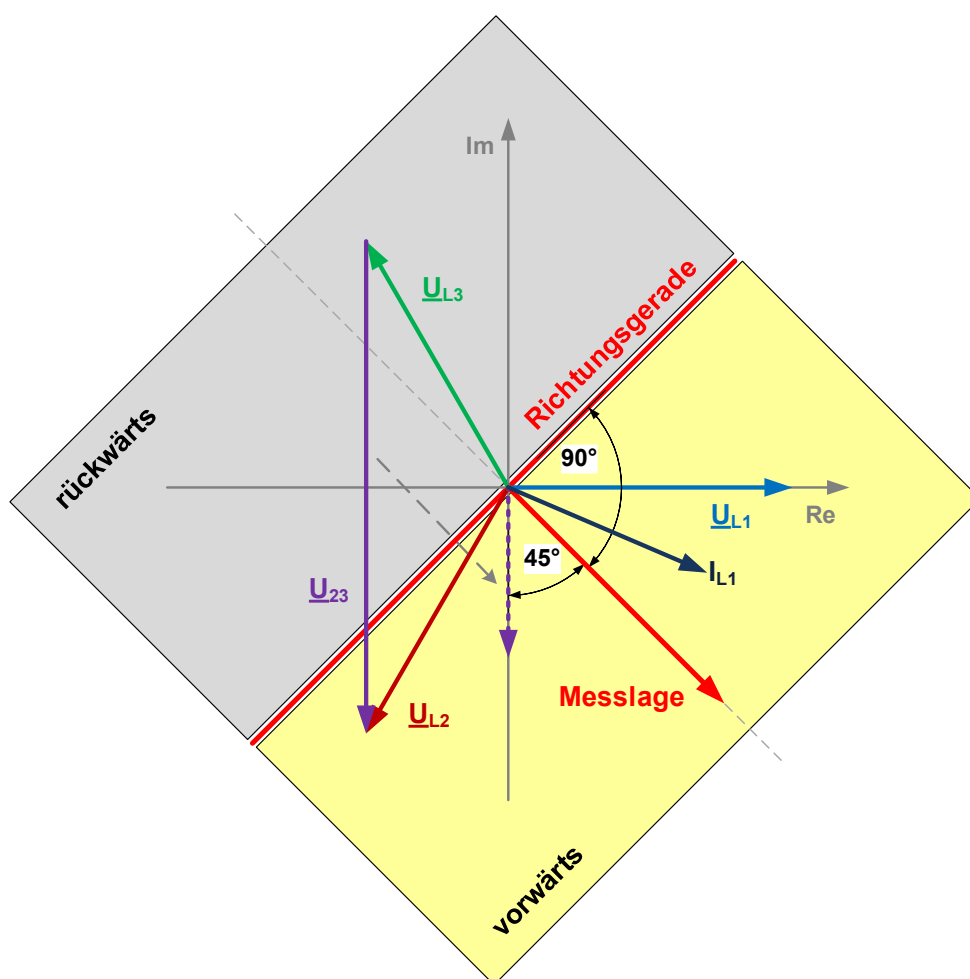


Abbildung 81: Bestimmung der Kurzschlussrichtung mit einem Charakteristischen Winkel

Wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt wird der charakteristische Winkel abhängig von der leiterselektiven Anregung ausgewählt. In der Tabelle ist die Grundeinstellung des charakteristischen Winkels für ein rechtsdrehendes Drehspannungssystem angegeben. Die einzelnen charakteristischen Winkel können in einem Einstelldialog verändert werden.

Anregung	I_{mess}	U_{mess}	Charakteristischer Winkel
L1	\underline{I}_{L1}	\underline{U}_{L23}	+45°
L2	\underline{I}_{L2}	\underline{U}_{L31}	+45°

L3	\underline{I}_{L3}	\underline{U}_{L12}	+45°
L1-L2	\underline{I}_{L1}	\underline{U}_{L23}	+60°
L2-L3	\underline{I}_{L3}	\underline{U}_{L12}	+30°
L1-L3	\underline{I}_{L3}	\underline{U}_{L12}	+60°
L1-L2-L3	\underline{I}_{L3}	\underline{U}_{L12}	+45°

Tabelle 7: Charakteristischer Winkel in Abhängigkeit der leiterselektiven Anregung

Der zugehörige Einstelldialog kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Char. Winkel** geöffnet werden.

6.1.24.5 UMZ: Ermittlung der Kurzschlussrichtung für die Methode $\underline{U}_{LE} - \underline{I}_L$

Die Ermittlung der Kurzschlussrichtung für die **Methode $\underline{U}_{LE} - \underline{I}_L$ mit dem Einstellwert „Ø(U_{LE},I_L)“** wird abhängig von der Fehlerart mit den Rechenergebnissen von bis zu drei Kurzschlussmessschleifen durchgeführt. Abhängig von der Fehlerart 1pE, 2p, 2pE, 3p und 3pE können u.U. für mehrere Impedanzmessschleifen eine Kurzschlussrichtung ermittelt werden. Die **resultierende Kurzschlussrichtung** wird wie nachfolgend erläutert ermittelt.

Fehlerart	Ermittlung der resultierenden Kurzschlussrichtung
1pE	<p>Im Falle einer 1-poligen Anregung mit Erde werden der angeregte Leiterstrom und die zugehörige Leiter-Erd-Spannung ausgewertet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Messsystem L1E : \underline{I}_{L1} und \underline{U}_{L1} ▪ Messsystem L2E : \underline{I}_{L2} und \underline{U}_{L2} ▪ Messsystem L3E : \underline{I}_{L3} und \underline{U}_{L3} <p>Ergebnis: 1x Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_L - \underline{U}_{LE}$</p>
2p	<p>Im Falle einer 2-poligen Anregung ohne Erde wird aus den beiden angeregten Leiterströmen der verkettete Leiter-Leiter-Strom berechnet. Der verkettete Leiter-Leiter-Strom wird zusammen mit der zugehörigen Leiter-Leiter-Spannung ausgewertet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Messsystem L12 ▪ Messsystem L23 ▪ Messsystem L31 <p>Ergebnis: 1x Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_{LL} - \underline{U}_{LL}$</p>
2pE	<p>Im Falle einer 2-poligen Anregung mit Erde werden der beiden angeregten Leiterströme und die beiden zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Messsysteme L1E und L2E ▪ Messsysteme L2E und L3E ▪ Messsysteme L3E und L1E <p>Ergebnis: 2x Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_L - \underline{U}_{LE}$</p>
3p	<p>Im Falle einer 3-poligen Anregung ohne Erde werden aus den drei angeregten Leiterströmen die drei verketteten Leiter-Leiter-Ströme berechnet. Die drei verketteten Leiter-Leiter-Ströme werden zusammen mit den drei zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen ausgewertet.</p>

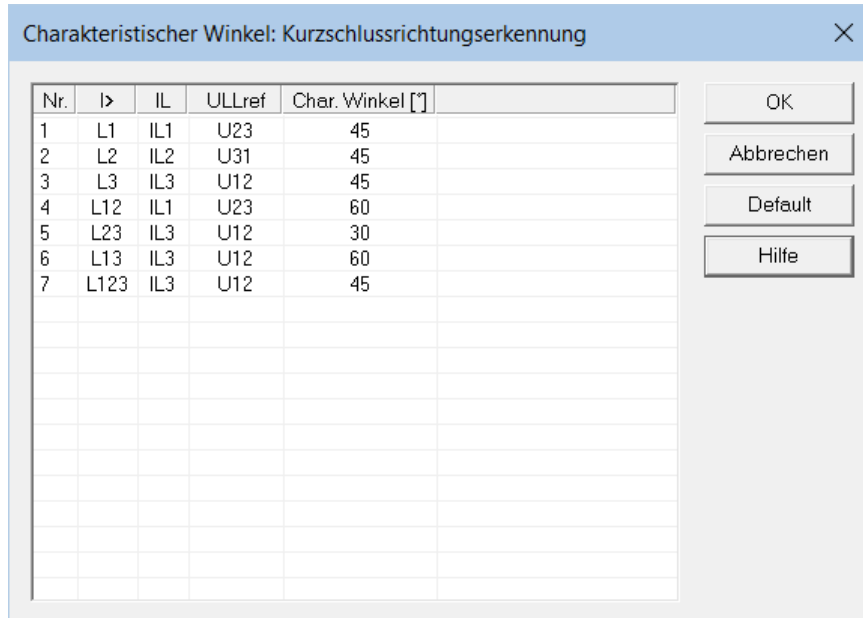
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Messsysteme L12 <u>und</u> L23 <u>und</u> L31 <p>Ergebnis: 3x Richtung vorwärts oder rückwärts $I_{LL} - U_{LL}$</p>
3pE	<p>Im Falle einer 3-poligen Anregung mit Erde werden der drei angeregten Leiterströme und die drei zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Messsysteme L1E <u>und</u> L2E <u>und</u> L3E <p>Ergebnis: 3x Richtung vorwärts oder rückwärts $I_L - U_{LE}$</p>

Mit Hilfe der nun vorliegenden spezifischen Kurzschlussrichtung(en) für das (die) Messsystem(e) wird die **resultierende Kurzschlussrichtung** ermittelt.

- **Resultierende Kurzschlussrichtung vorwärts**
Die resultierende Kurzschlussrichtung **vorwärts** wird dann erkannt, wenn alle spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme gleichzeitig als vorwärts erkannt wurden. Die resultierende Kurzschlussrichtung ergibt sich als UND-Verknüpfung der spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme.
- **Resultierende Kurzschlussrichtung rückwärts**
Die resultierende Kurzschlussrichtung **rückwärts** wird dann erkannt, wenn alle spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme gleichzeitig als rückwärts erkannt wurden. Die resultierende Kurzschlussrichtung ergibt sich als UND-Verknüpfung der spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme.
- In allen anderen **Mischfällen** spezifischer Kurzschlussrichtungen, wird **keine resultierende Kurzschlussrichtung** erkannt.

6.1.24.6 UMZ: Kurzschlussrichtung - Einstellung der charakteristischen Winkel

Die Einstellung des charakteristischen Winkels (Einstellwert **Char. Winkel**) erfolgt abhängig von der Fehlerart in dem Einstelldialog nach Abbildung 82. Der Einstelldialog kann durch Drücken des Buttons **Char. Winkel** (Abbildung 72) geöffnet werden.



Nr.	I>	IL	ULLref	Char. Winkel [°]
1	L1	IL1	U23	45
2	L2	IL2	U31	45
3	L3	IL3	U12	45
4	L12	IL1	U23	60
5	L23	IL3	U12	30
6	L13	IL3	U12	60
7	L123	IL3	U12	45

Abbildung 82: UMZ mit Kurzschlussrichtung – Einstellung der charakteristischen Winkel

6.1.24.7 UMZ: Berechnung des stationären Netzzustandes

Vor der Bestimmung der Kurzschlussrichtung wird der Summenstrom I_E

Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.

berechnet und mit der Überstromanregung $IE>$ verglichen. Wird die **Überstromanregung $IE>$ AKTIV** erkannt (d.h. $|I_E| > IE>$), so wird ein Erdkurzschluss und relevantem Strom über Erde angenommen. Um die Kurzschlussrichtung zu ermitteln, werden zuerst die Phasenverschiebungen von Leiterströmen und Leiter-Erd-Spannungen bzw. verketteten Strömen und Leiter-Leiter-Spannungen berechnet.

- Berechnung der Phasenverschiebungen zwischen den Leiterströmen I_{L1} , I_{L2} und I_{L3} und den zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen U_{L1} , U_{L2} und U_{L3}
- Berechnung der Phasenverschiebungen zwischen den verketteten Strömen I_{12} , I_{23} und I_{31} und den zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen U_{12} , U_{23} und U_{31}
- Ausführung der ausgewählten Methode zur Bestimmung der Kurzschlussrichtung

Die Kurzschlussrichtungserfassung erfolgt nur bei aktiver Generalanregung unter Berücksichtigung der Erdstromanregung $IE>$ und der eingestellten Richtung des Überstromzeitschutzes **Fehlerrichtung**, wenn als Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** eingestellt ist. Ist die Erdstromanregung **$IE>$ aktiv**, so werden die Leiterströme

und die zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet, sonst die Leiter-Leiter-Ströme und die zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen.

Die Kurzschlussrichtungserkennung wird durchgeführt, wenn mindestens eine der Überstromanregungen $I>$ angeregt hat. Eine $U<>$ -Anregung führt nicht zur Ermittlung der Kurzschlussrichtung.

- Generalanregung aktiv UND
 - a. **[L1-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} inaktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die mit I_{L1} und U_{L1} berechnete Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Richtung **Fehlerrichtung** übereinstimmt (entsprechend für [L2-E] und [L3-E]).
 - Hinweis**
Die Erdstromanregung $IE>$ wird bei Kurzschlussrichtungserkennung im Falle einer 1-poligen Anregung nicht weiter beachtet.
 - Generalanregung aktiv UND Erdstromanregung $IE>$ aktiv UND
 - a. **[L12-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die berechneten Kurzschlussrichtungen mit der eingestellten **Fehlerrichtung** übereinstimmen (entsprechend für [L23-E] und [L31-E]).
 - b. **[L123-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} aktiv**
Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die berechneten Kurzschlussrichtungen mit der eingestellten **Fehlerrichtung** übereinstimmen.
 - Generalanregung aktiv UND Erdstromanregung $IE>$ inaktiv UND
 - a. **[L12] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die mit I_{AB} und U_{AB} berechnete Kurzschlussrichtung mit der eingestellten **Fehlerrichtung** übereinstimmt (entsprechend für [L23] und [L31]).
 - b. **[L123] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} aktiv**
Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die berechnete Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Richtung **Fehlerrichtung** übereinstimmen.
- ⇒ Es muss berücksichtigt werden, dass je nach eingestellter Methode zur Kurzschlussrichtungserkennung eine oder mehrere Messschleifen verwendet werden.

Im **Meldungsfenster für Netzschutz** werden die Meldungen der Schutzfunktionen sowie ausgewählte Einstellwerte angezeigt, um die Analyse der Schutzreaktionen zu ermöglichen. In nachfolgender Abbildung ist zu erkennen, dass der **gerichtete Überstromzeit-schutz I->** in der Staffelzeit von 40ms ein AUS-Kommando erteilt.

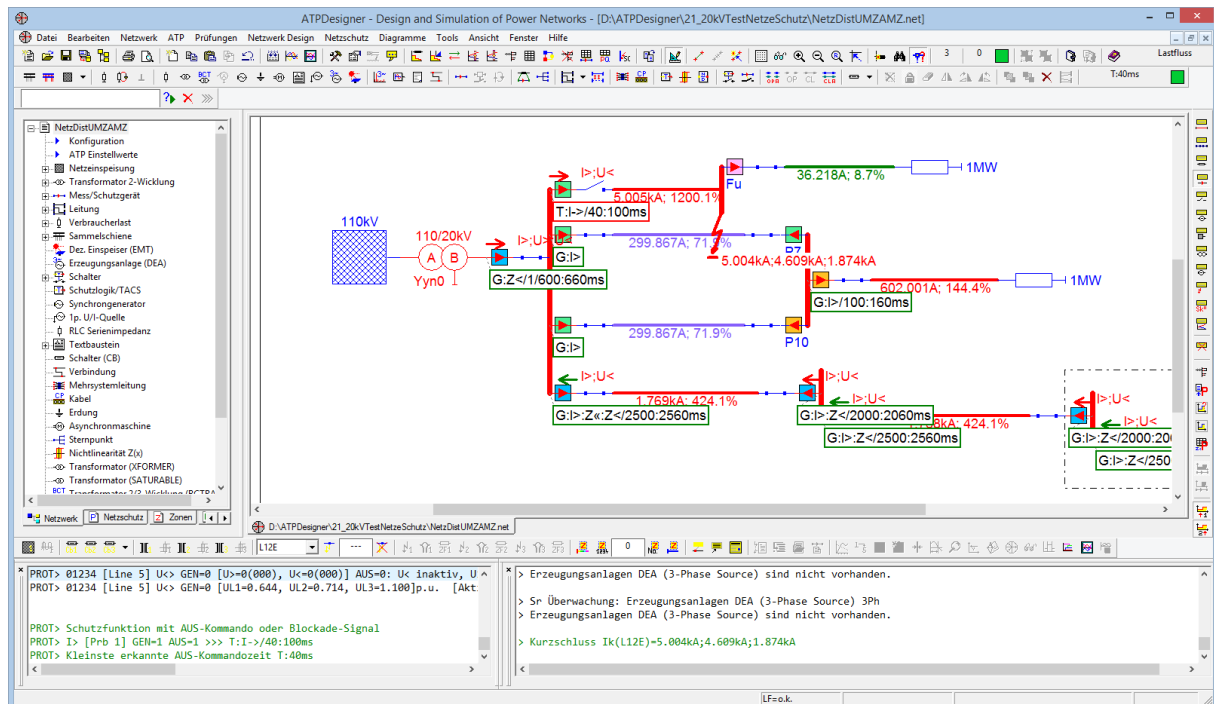


Abbildung 83: Überstromzeitschutz mit Richtung - Anzeige der Kurzschlussrichtung

6.1.24.8 UMZ: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im **Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden, Nachfolgend sind als Beispiel die Meldungen des UMZ-Schutzgerätes **P2** für einen 3-poligen Kurzschluss angegeben.

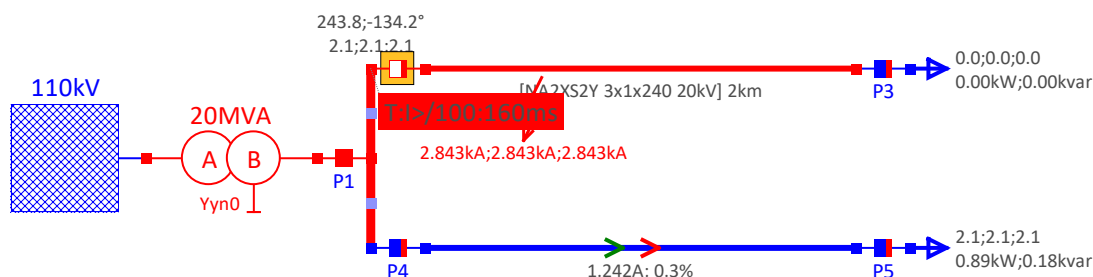


Abbildung 84: 20kV-Stromnetz mit Distanzschutzgerät

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Mess/Schutzgerätes
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
U>	Überspannungsschutz
U<	Unterspannungsschutz
I>, I>>, I>>>	Überstromanregung mit mehreren Anregistufen

TI>, TI>>, TI>>>	Staffelzeiten der Anreigestufen
IE>	Erdstromanregung
IF>	Fußpunktfreigabe
U<>	ODER-Verknüpfung der Anregungen des Unterspannungs- und Überspannungsschutzes
IL	Leiterstrom
Iref	Referenz- oder Bezugsstrom
ULL	Leiter-Leiter-Spannung
0	Meldung: Inaktiv, Geht (= FALSE)
1	Meldung: Aktiv, Kommt (= TRUE)
G(L1L2L3)	Meldung: ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Anregungen L1, L2, L3 zur Generalanregung G
Tpr	Einstellwert: Eigenzeit des Distanzschutzgerätes
Tcb	Einstellwert: Eigenzeit des Leistungsschalters
IL/Iref	Einstellwert: Leiterstrom zu Referenzstrom

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „... AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

```

PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [U>=0(000), U<=1(111)] AUS=0: U<, U>
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(1) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(2) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(3) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, Iref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=disabled, IE/Iref=0, Iref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=disabled, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [ANR=I>,U<, MPSA=1, MPUS=0, DIS=0.679=19.397p.u., DI=0.000In, DU=0.679ULEn] AUS=1: DISMIN=0.05
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>=1(111), IE>=0, U>=0, U<=1] AUS=1: I>=1.2In, TI>=100ms, IE>=0.5In, TIE>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>>=1] AUS=0: I>>=1.2In, TI>>=200ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>>>=1] AUS=0: I>>>=1.2In, TI>>>=250ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms

PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P2 [Prb 2] GEN=1 AUS=1 >>> T:I>100:160ms

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms

```

Abbildung 85: Überstromzeitschutz – Ausgabe im Meldungsfenster

Überstromzeitschutz

PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [U>=0(000), U<=1(111)] AUS=0: U<, U>

U<>: 3-stufiger Über-/Unterspannungsschutz

PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(1) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(2) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(3) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]

AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, Iref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=disabled, IE/Iref=0, Iref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=disabled, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0

Erdschlussortung

PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0

Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0

Überstromzeitschutz

```
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [ANR=I>,U<, MPSA=1, MPUS=0, DIS=0.679=19.397p.u., DI=0.000In,
DU=0.679ULEn] AUS=1: DISMIN=0.05
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>=1(111), IE>=0, U>=0, U<=1] AUS=1: I>=1.2In, TI>=100ms,
IE>=0.5In, TIE>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>>=1] AUS=0: I>>=1.2In, TI>>=2000ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>>>=1] AUS=0: I>>>=1.2In, TI>>>=2500ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
```

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal

```
PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P2 [Prb 2] GEN=1 AUS=1 >>> T:I>/100:160ms
```

Kleinste erkannte Kommandozeit

```
PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms
```

6.1.24.9 UMZ: Berechnung dynamischer Netzvorgänge

ATPDesigner berechnet aus den zeitlich veränderlichen Spannungen und Strömen mit Hilfe einer Diskreten Fourier Transformation (DFT) die komplexen Zeiger der netzfrequenten Grundschiwingung für die Leiter-Erd-Spannungen, die Leiterströme, die Leiter-Leiter-Spannungen und die Leiter-Leiter-Ströme. Mit Hilfe der kontinuierlich berechneten komplexen Zeiger wird wie auch bei der Berechnung des stationären Netzzustandes die Fehlerrichtung ermittelt.

Rückfall der Anregung

Bei einem Rückfall einer Anregung wird die zugehörige Zeitstufe zurückgesetzt.

Die nachfolgenden Signale werden in der **Diagrammdatei** ausgegeben. Die Ausgabe in die **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** auf den Wert **Messgerät/Schalter (4)** eingestellt ist. Die Kennung **xxx** entspricht der Nummer des **Mess/Schutzgerätes**.

Signal	Bedeutung
IA1xxx	Anregung Leiterstrom L1: 0=keine Anregung, 1=Anregung
IA2xxx	Anregung Leiterstrom L2: 0=keine Anregung, 1=Anregung
IA3xxx	Anregung Leiterstrom L3: 0=keine Anregung, 1=Anregung
IA4xxx	Anregung Erdstrom E: 0=keine Anregung, 1=Anregung
ID1xxx	Fehlerrichtung Leiterschleife L1-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts
ID2xxx	Fehlerrichtung Leiterschleife L2-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts
ID3xxx	Fehlerrichtung Leiterschleife L3-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts
ID4xxx	Fehlerrichtung Leiterschleife L1-L2: -1=rückwärts, 1=vorwärts
ID5xxx	Fehlerrichtung Leiterschleife L2-L3: -1=rückwärts, 1=vorwärts
ID6xxx	Fehlerrichtung Leiterschleife L3-L1: -1=rückwärts, 1=vorwärts
ICDxxx	Internes AUS-Kommando der Schutzfunktionen am Hilfskontakt erteilt, Start der Zeitstufe Tcb 1=AUS-Kommando erteilt, 0=AUS-Kommando nicht erteilt

Die nachfolgenden Signale werden immer in der **Diagrammdatei** gespeichert.

Signal	Bedeutung
IA0xxx	Generalanregung: 0=keine Anregung, 1=Anregung IA0xxx = IA1xxx ODER IA2xxx ODER IA3xxx
ITPxxx	Zustand des Leistungsschalters zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes 0=Schalter geschlossen 1=Schalter geöffnet, Kurzschlussstrom unterbrochen
IVGxxx	Anregung des U> - Schutzes 0=keine Anregung, 1=Anregung AKTIV
IVKxxx	Anregung des U< - Schutzes 0=keine Anregung, 1=Anregung AKTIV

6.1.25 U<>: 3-stufiger Über-/Unterspannungsschutz

Der Überspannungsschutz U> und Unterspannungsschutz U< wird für den Überstromzeitschutz in der Registerkarte **U<> & I>** und für den Distanzschutz in der Registerkarte Dist: UI-Det. eingestellt. Einstellung und Funktionsweise sind für beide Schutzfunktionen identisch (Gruppe **Unter- und Überspannungsschutz**). Die Schutzfunktion kann mit Hilfe der Betriebsart wahlweise die Leiter-Erd-Spannungen oder die Leiter-Leiter-Spannungen auswerten.

- ⇒ Es ist zu beachten, dass als Hauptschutzfunktion in der Registerkarte Allgemeine Daten der Einstellwert **Netzschutz** entweder Überstromzeitschutz ohne oder mit Kurzschlussrichtungserkennung oder Distanzschutz eingestellt sein muss, damit der Über-/Unterspannungsschutz U<> ausgeführt wird.

In der nachfolgenden Abbildung ist die Tabelle zur Einstellung des U<>-Spannungsschutzes abgebildet. Die 1. Stufe des Spannungsschutzes ist aktiviert. Es werden die Leiter-Leiter-Spannungen U_{LL} ausgewertet.

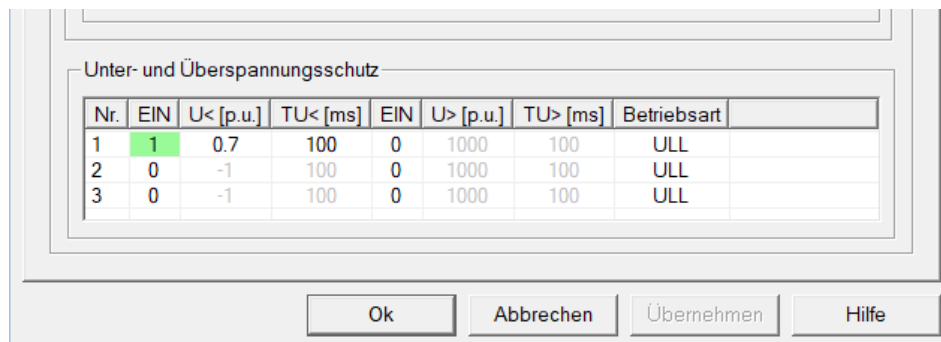
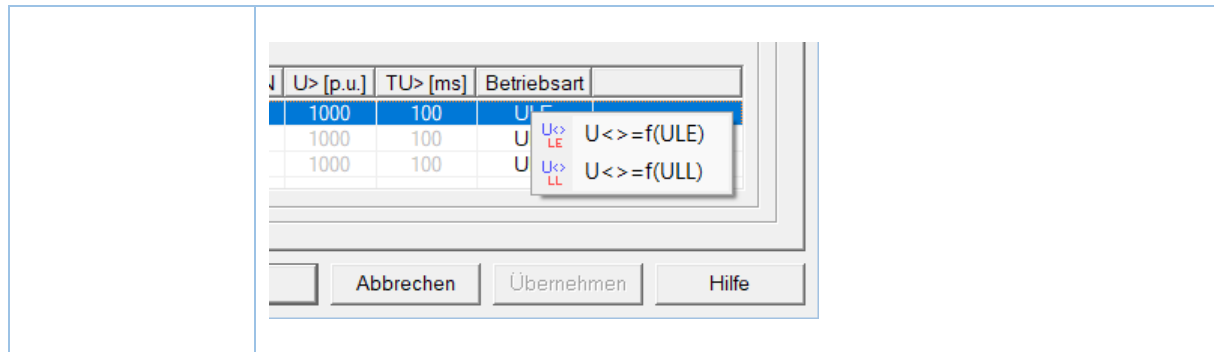


Abbildung 86: 3-stufiger Über-/Unterspannungsschutz

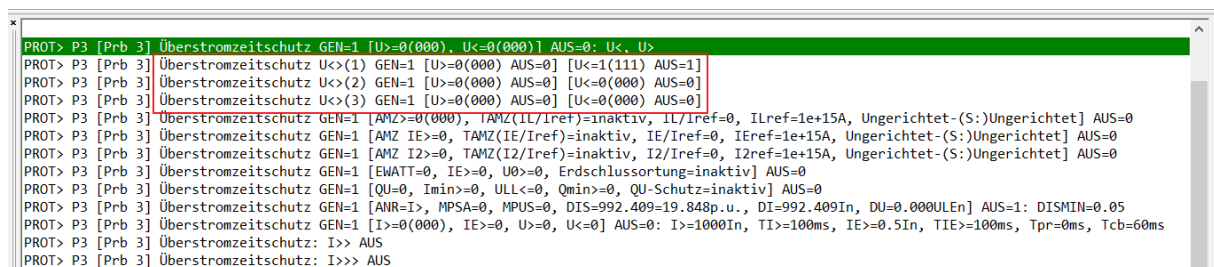
Einstellwert	Bedeutung
EIN	<ul style="list-style-type: none"> 0: Schutzfunktion aktiviert EIN 1: Schutzfunktion deaktiviert AUS <p>Die Aktivierung und Deaktivierung erfolgt durch einen Left Mouse Button Click auf die entsprechende Zelle der Spalte mit dem nachfolgend dargestellten kontextsensitiven Menü.</p> <div> ✓ EIN ✗ AUS </div>
U< [p.u.]	Unterspannungsanregung
TU< [ms]	Zeitstufe der Unterspannungsanregung
U> [p.u.]	Überspannungsanregung
TU> [ms]	Zeitstufe der Überspannungsanregung
Betriebsart	<ul style="list-style-type: none"> ULE Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen mit $1 \text{ p.u.} = U_n / \sqrt{3}$ ULL Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen mit $1 \text{ p.u.} = U_n$ <p>Die Aktivierung und Deaktivierung erfolgt durch einen Left Mouse Button Click auf die entsprechende Zelle der Spalte mit dem nachfolgend dargestellten kontextsensitiven Menü.</p>



Der Über-/Unterspannungsschutz kann für den Überstromzeitschutz und den Distanzschutz als unabhängige d.h. parallel arbeitende Schutzfunktion verwendet werden und ist mit eigenen Zeitstufen (Staffelzeiten) ausgestattet. Die leiterselektiven Anregungen des Über-/Unterspannungsschutzes werden zu einer Über- und Unterspannungsanregung verodert und mit der Generalanregung der Hauptschutzfunktion verodert. Gleiches gilt für das AUS-Kommando.

Die Schutzfunktion vergleicht abhängig von der **Betriebsart** für die Berechnung des stationären Netzzustandes leiterselektiv die Beträge der netzfrequenten Grundschiwingung der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{L1} , \underline{U}_{L2} und \underline{U}_{L3} oder der Leiter-Leiter-Spannungen \underline{U}_{L12} , \underline{U}_{L23} , und \underline{U}_{L31} mit den Anregungen $U^>$ und $U^<$.

Die Ausgabe im Meldungsfenster für Netzschutz ist beispielhaft in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.



PROT>	P3	[Prb 3]	Überstromzeitschutz U<>(1)	GEN=1	[U>=0(000) AUS=0]	[U<=1(111) AUS=1]
PROT>	P3	[Prb 3]	Überstromzeitschutz U<>(2)	GEN=1	[U>=0(000) AUS=0]	[U<=0(000) AUS=0]
PROT>	P3	[Prb 3]	Überstromzeitschutz U<>(3)	GEN=1	[U>=0(000) AUS=0]	[U<=0(000) AUS=0]

Abbildung 87: Meldungen des 3-stufigen Über-/Unterspannungsschutzes

6.1.25.1 U<>: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im **Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden. Nachfolgend sind als Beispiel die Meldungen des UMS-Schutzgerätes **P2** für einen 3-poligen Kurzschluss angegeben.

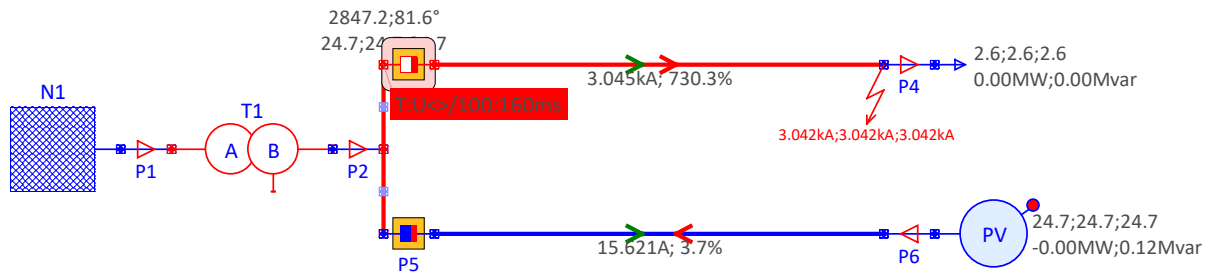


Abbildung 88: Ausgabe des AUS-Kommandos des U<>-Spannungsschutzes

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „... AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

```

*
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>=0(000), IE>=0, U>=0, U<=0] AUS=0: I>=1000In, TI>=100ms, IE>=0.5In, TIE>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz: I>> AUS
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz: I>>> AUS

PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<, U>
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz U<>(1) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz U<>(2) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz U<>(3) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=inaktiv, IE/Iref=0, IEref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=inaktiv, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [ANR=I>, MPSA=0, MPUS=0, DIS=1.197=19.944p.u., DI=1.197In, DU=0.000ULEn] AUS=0: DISMIN=0.05
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [I>=0(000), IE>=0, U>=0, U<=0] AUS=0: I>=1.2In, TI>=100ms, IE>=0.5In, TIE>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz: I>> AUS
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz: I>>> AUS

PROT> 1MW [3Ph 1] ULL [p.u.] GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<=0p.u., TU>=100ms, 1p.u.=20kV, U>=1e+15p.u., TU>=100ms, 1p.u.=20kV

PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Schutzlogik
PROT> P3 [Prb 3] GEN=1 AUS=1 >>> T:U<>/100:160ms

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms
  
```

Abbildung 89: U<>-Spannungsschutz - Ausgabe der Meldungen U<>(1)...(3)

Die Erläuterungen zu den Meldungen sind im Kapitel [UMZ: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen](#) erläutert.

6.1.26 DIST: Distanzschutz

Die Einstellung des Distanzschutzes erfolgt in zwei Registerkarten.

Registerkarte Dist: UI-Def. – Anregesystem, Endzeiten, U<>-Schutz

- [U/I-Anregesystem](#)
- Gerichtete und ungerichtete Endzeiten
- [3-stufiger parallel arbeitenden U<>-Schutz](#)

Registerkarte Dist: Z< – Auslöseverhalten, Strom- und Spannungswandler

- Impedanzkennlinie bzw. Impedanzauslösefläche
- Distanzzonen mit Staffelzeiten
- Erdstromkompensation beim 1-poligen Erdkurzschluss
- Strom- und Spannungswandler für die Verwendung von primären oder sekundären Impedanzen
- [Signalvergleichschutz](#): Einstellung Übergreifaktor k_u

6.1.26.1 Grundlagen Distanzschutz

Die Schutzfunktion **Distanzschutz** bietet als Hauptschutz die Möglichkeit, Betriebsmittel und hier insbesondere Leitungen in beliebig vermaschten Stromnetzen aller Nennspannungen fehlerort- und fehlerartselektiv in minimaler Staffelzeit, d.h. Schnellzeit zu schützen. Der Distanzschutz kann zusätzlich zum Hauptschutz auch als Reserveschutz ortsnahe oder ortsfern über große Entfernungen, d.h. als Fernreserveschutz verwendet werden. Somit bietet der Distanzschutz dem Anwender eine maximale Flexibilität, Selektivschutzkonzepte zu realisieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt die vereinfachte Struktur eines Distanzschutzes.

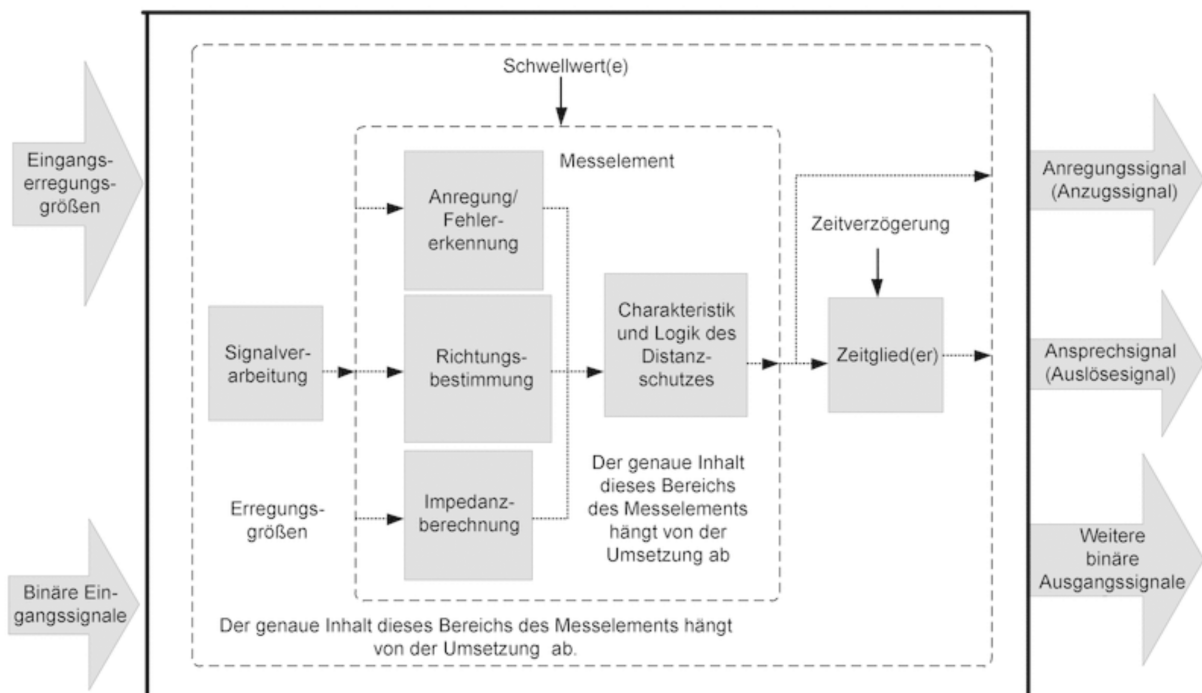


Abbildung 90: Vereinfachte Struktur des Distanzschutzes (Quelle: VDE 0435)

Eine Definition der Schutzfunktion Distanzschutz ist in VDE 0435 [32] zu finden.

„Selektivschutz mit relativer Selektivität, dessen Funktionsweise und Selektivität von der lokalen Messung elektrischer Größen abhängen, aus denen die Entfernung zum Fehlerort durch Vergleich mit den Einstellwerten der Distanzstufen ermittelt wird.“

Ein fundamentaler Vorteil des Distanzschutzes ist es, mit der lokalen Messung der Leiterströme I_{L123} und der Leiter-Erd-Spannungen U_{L123} eine Impedanz zu berechnen, die unter bestimmten Randbedingungen der Fehlerentfernung proportional ist und zur fehlerortselektiven Auslösung eines Kurzschlusses verwendet werden kann. Der Bezugspunkt der vom Distanzschutz berechneten Fehlerentfernung ist eindeutig durch den Einbauort des 3-phasigen Stromwandlers als Messort der Leiterströme im Stromnetz definiert. Es wird dabei vorausgesetzt, dass sich der Einbauort der Spannungswandler als Messort der Leiter-Erd-Spannungen elektrisch in der Nähe der Stromwandler befindet. Typischerweise befindet sich Messort der Spannungswandler in der gleichen Umspannanlage z.B. an der Sammelschiene der Einspeisung oder im gleichen Leitungsabgang wie die Stromwandler.

Zentrale Aufgabe des Distanzschutzes ist es, aus den Messgrößen Leiterströme I_{L123} und Leiter-Erd-Spannungen U_{L123} eine Impedanz, im Folgenden Kurzschlussimpedanz Z_k genannt, zu berechnen, die der Fehlerentfernung, d.h. der elektrischen Entfernung Messort zum Fehlerort proportional ist. Üblicherweise werden die vom Distanzschutz verwendeten netzphysikalischen Größen insbesondere die Impedanzen im System der Symmetrischen Komponenten, dem 012-System beschrieben. Im Folgenden wird die Arbeitsweise des Distanzschutzes im 012-System, d.h. im Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem dargestellt.

⇒ **Als Fehlerentfernung f wird der Abstand zwischen dem Einbauort, d.h. dem Messort der Stromwandler des Distanzschutzes und dem physikalischen Fehlerort (Kurzschlussort) in % der Leitungsimpedanz oder in Ohm verstanden.**

Das nachfolgend dargestellte netztopologische Ersatzschaltbild (links) zeigt eine einseitig gespeiste Leitung zwischen den Netzknoten A und B mit einem Distanzschutz D1 am Netzknoten A. Der Kurzschlussort liegt in der Fehlerentfernung f vom Messort A des Distanzschutzes D1. Geht man von einem symmetrisch aufgebauten Drehstromsystem aus, so genügt es, im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses 3p/3pE das Ersatzschaltbild im Mitsystem zu betrachten. Gegensystem und Nullsystem können unberücksichtigt bleiben. Verbraucherlast und Leitungskapazitäten werden vernachlässigt. Das Ersatzschaltbild im Mitsystem ist in der nachfolgenden Abbildung rechts dargestellt.

Bezeichner	Bedeutung
Z_{1Q}	Mitimpedanz des dem Distanzschutz D1 vorgelagerten Stromnetzes
Z_{1L}	Mitimpedanz der dem Distanzschutz D1 nachgelagerten Leitung
\underline{U}_1, I_1	Spannung und Strom im Mitsystem am Messort der Strom- und Spannungswandler des Distanzschutzes D1

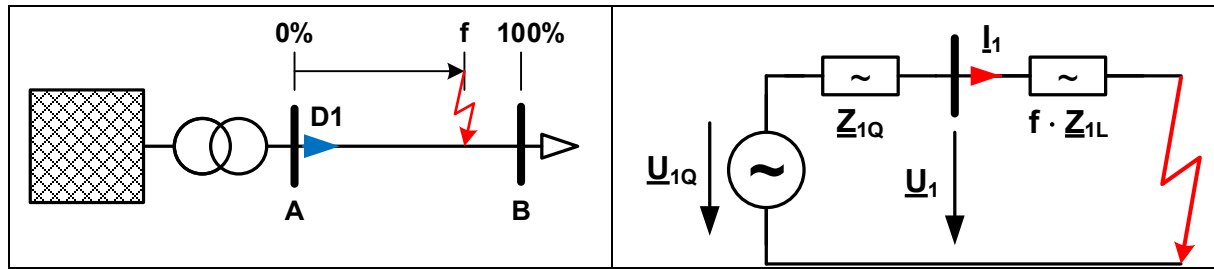


Abbildung 91: Ersatzschaltbild der einseitig gespeisten Leitung mit Kurzschluss im Mitsystem

6.1.26.1.1 Identifikationsmodell des Distanzschutzes

Mit Hilfe des in der vorangehenden Abbildung dargestellten Ersatzschaltbildes im Mitsystem können aus bekannten Mitsystemimpedanzen \underline{Z}_{1Q} und \underline{Z}_{1L} , mit bekannter Fehlerentfernung f und einer bekannten Mitsystemspannung \underline{U}_{1Q} die Mitsystemspannung \underline{U}_1 und der Mitsystemstrom \underline{I}_1 am Messort des Distanzschutzes D1 berechnet werden. Diese Vorgehensweise kann als **Berechnungsmodell der Spannungen und Ströme am Messort des Distanzschutzes** bezeichnet werden,

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_{1Q}}{\underline{Z}_{1Q} + f \cdot \underline{Z}_{1L}} = \underline{I}_{mess}$$

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{1Q}}{1 + \frac{\underline{Z}_{1Q}}{f \cdot \underline{Z}_{1L}}} = \underline{U}_{mess}$$

Werden am Messort des Distanzschutzes die Leiterströme \underline{I}_{L123} und die Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_{L123} als Messwerte ermittelt, so kann im Sinne eines Identifikationsmodells bei bekannten Mitsystemimpedanzen \underline{Z}_{1Q} und \underline{Z}_{1L} und bekannten Mitsystemspannung \underline{U}_{1Q} die unbekannte Fehlerentfernung f berechnet werden. Diese Vorgehensweise kann als **Identifikationsmodell des Distanzschutzes** bezeichnet werden.

$$\underline{Z}_{mess} = \underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{mess}}{\underline{I}_{mess}} = \frac{\underline{U}_1}{\underline{I}_1} = f \cdot \underline{Z}_{1L}$$

Aus am Messort des Distanzschutzes ermittelten Messgrößen $\underline{U}_{mess} = \underline{U}_1$ und $\underline{I}_{mess} = \underline{I}_1$ kann die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{mess} = \underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem berechnet werden. Aus der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} kann mit der Mitsystemimpedanz \underline{Z}_{1L} der Leitung die Fehlerentfernung f berechnet werden.

$$f = \frac{\underline{Z}_{mess}}{\underline{Z}_{1L}} = \frac{\underline{Z}_{1k}}{\underline{Z}_{1L}}$$

6.1.26.1.2 Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k im 012-System

Für alle Kurzschlussarten 3pE/3p/2pE/2p/1pE kann für eine einseitig gespeiste Leitung im 012-System der Symmetrischen Komponenten immer ein Ersatzschaltbild wie nach-

folgend dargestellt hergeleitet werden. Das Ersatzschaltbild ist das allgemeine Identifikationsmodell des Distanzschutzes mit dem Ziel, aus den gemessenen Größen Kurzschlussstrom \underline{I}_k und Kurzschlussspannung \underline{U}_k die Fehlerentfernung f zu berechnen.

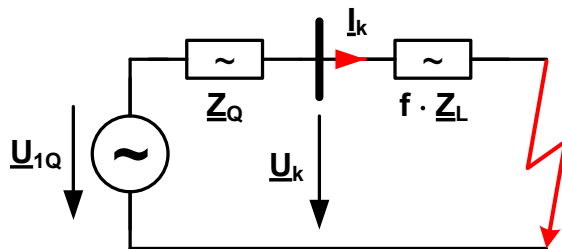


Abbildung 92: Allgemeines Identifikationsmodell des Distanzschutzes

Die Impedanzen des Identifikationsmodells können im Allgemeinen aus den Impedanzen der Betriebsmittel im 012-System berechnet werden.

$$\underline{Z}_Q = f(\underline{Z}_{1Q}, \underline{Z}_{2Q}, \underline{Z}_{0Q})$$

$$\underline{Z}_L = f(\underline{Z}_{1L}, \underline{Z}_{2L}, \underline{Z}_{0L})$$

Die Berechnung der Kurzschlussimpedanz kann allgemein wie nachfolgend dargestellt erfolgen.

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{U}_k}{\underline{I}_k} = f \cdot \underline{Z}_L$$

In der Netzschutztechnik ist es allerdings üblich, die Betrachtungen im natürlichen System der Leiter L1, L2 und L3 mit den dort messbaren Spannungen und Strömen durchzuführen.

6.1.26.1.3 Impedanzmessschleifen Leiter-Erde und Leiter-Leiter

Der Distanzschutz erfasst üblicherweise die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}(t)$ und die Leiterströme $\underline{i}_{L123}(t)$ am Messort D1 in aller Regel am Anfang der zu schützenden Leitung. Mit digitalen Filtern wie z.B. der Diskreten Fourier Transformation (DFT) können aus den Zeitsignalen die komplexen Vektoren \underline{U}_{L123} und \underline{I}_{L123} der Grundschiwingung $f_n=50\text{Hz}$ berechnet werden.

- Messung: $\underline{U}_{L1E}(t)$, $\underline{U}_{L2E}(t)$, $\underline{U}_{L3E}(t)$ und $\underline{i}_{L1}(t)$, $\underline{i}_{L2}(t)$, $\underline{i}_{L3}(t)$
- Berechnung der komplexen Vektoren: \underline{U}_{L123} und \underline{I}_{L123}
 - $\underline{U}_{L1E}, \underline{U}_{L2E}, \underline{U}_{L3E}, \underline{I}_{L1}, \underline{I}_{L2}, \underline{I}_{L3} = f(\underline{U}_{L1E}(t), \underline{U}_{L2E}(t), \underline{U}_{L3E}(t), \underline{i}_{L1}(t), \underline{i}_{L2}(t), \underline{i}_{L3}(t))$
- Berechnung von 6 möglichen Fehlerschleifen Leiter-Erde und Leiter-Leiter
 - $\underline{Z}_{L1E}, \underline{Z}_{L2E}, \underline{Z}_{L3E}, \underline{Z}_{L12}, \underline{Z}_{L23}, \underline{Z}_{L31} = f(\underline{U}_{L1E}, \underline{U}_{L2E}, \underline{U}_{L3E}, \underline{I}_{L1}, \underline{I}_{L2}, \underline{I}_{L3})$

6.1.26.1.4 Berechnung der Kurzschlussimpedanz für Leiter-Erd-Fehler

Die nachfolgende Abbildung zeigt die drei möglichen Leiter-Erd-Fehlerschleifen. Jede Fehlerschleife wird ausgehend vom Messort des Distanzschutzes über den Leiter bis zum Fehlerort (Kurzschlussort) und über die Erdimpedanz zurück zum Messort gebildet. Für die drei spannungsführenden Leiter L1, L2 und L3 ergeben sich drei Fehlerschleifen.

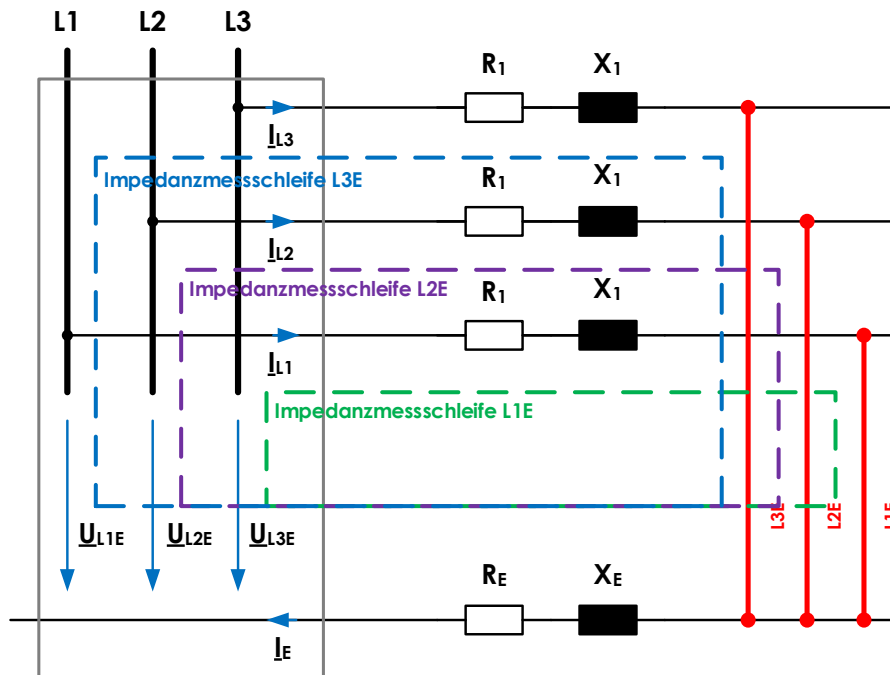


Abbildung 93: Leiter-Erd-Fehlerschleifen im 4-Leiter-Ersatzschaltbild

Bezeichner	Bedeutung
R_1, X_1	Resistanz und Reaktanz des zu schützenden Betriebsmittels z.B. einer Leitung im Mitsystem
R_E, X_E	Resistanz und Reaktanz der Rückleitung über Erde z.B. einer Leitung im Mitsystem
$\underline{Z}_E = R_E + j \cdot X_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3}$	

Für jede Fehlerschleife wird vom Distanzschutz kontinuierlich die Kurzschlussimpedanz als Schleifenimpedanz berechnet. Daher werden die Fehlerschleifen auch als Impedanzmessschleifen bezeichnet. Bei der Berechnung der Kurzschlussimpedanz wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) vorausgesetzt. In der Netzschutztechnik ist es üblich, das Ersatzschaltbild der Leitung im natürlichen System als 4-Leiter-Ersatzschaltbild zu verwenden.

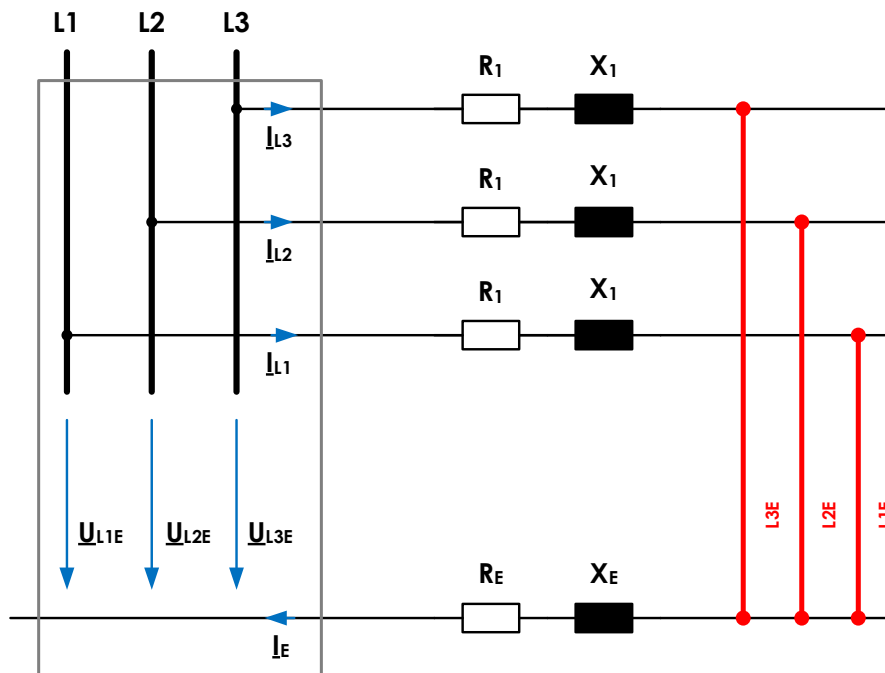


Abbildung 94: Leiter-Erde-Impedanzmessschleifen im 4-Leiter-Ersatzschaltbild

Am Beispiel der Fehlerschleife L1E (Leiter I1 über Erde) wird die Berechnung der Fehlerentfernung f gezeigt. Es wird dazu in der vorangehenden Abbildung das 4-Leiter-Ersatzschaltbild verwendet. Mit der Fehlerschleife L1E kann der Maschenumlauf beschrieben werden.

$$\underline{U}_{L1E} = (R_1 + jX_1) \cdot \underline{I}_{L1} + (R_E + jX_E) \cdot \underline{I}_E$$

mit dem Summenstrom $\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$

Für die Berechnung der Fehlerentfernung wird unabhängig von der Fehlerart die Mitimpedanz \underline{Z}_1 zwischen dem Messort des Distanzschutzes und dem Fehlerort verwendet. Das hat den Vorteil, dass zur Generierung des AUS-Kommandos des Distanzschutzes unabhängig von der Fehlerart die gleichen Kennlinien verwendet werden können.

$$\underline{U}_{L1E} = \underbrace{(R_1 + jX_1)}_{=\underline{Z}_1} \cdot \left(\underline{I}_{L1} + \underbrace{\frac{R_E + jX_E}{R_1 + jX_1}}_{\underline{k}_E} \cdot \underline{I}_E \right)$$

Das Verhältnis der Erdimpedanz \underline{Z}_E zur Mitimpedanz \underline{Z}_1 wird üblicherweise als Erdstromkompensationsfaktor oder Erstromfaktor \underline{k}_E bezeichnet.

$$\underline{k}_E = \frac{R_E + jX_E}{R_1 + jX_1} = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1}$$

So kann mit dem Erstromfaktor \underline{k}_E aus der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{LE} , dem Leiterstrom \underline{I}_{L1} und dem Summenstrom \underline{I}_E die Mitimpedanz zwischen Messort und Fehlerort berechnet werden.

$$\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1 = \frac{\underline{U}_{L1E}}{\underline{I}_{L1} + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E}$$

Die Fehlerentfernung kann nun mit dem bekannten Mitimpedanzbelag des zu schützenden Betriebsmittels \underline{Z}'_1 berechnet werden.

$$f = \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}'_1}$$

In der Praxis ist die Bestimmung des Erdfaktors \underline{k}_E insofern schwierig, da die Ermittlung der Erdimpedanz \underline{Z}_E z.B. aus der Nullimpedanz \underline{Z}_0 schwierig ist, da der dafür benötigte spezifische Erdleitwert oft nicht bekannt ist.

$$\underline{Z}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3}$$

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1} = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

6.1.26.1.5 Berechnung der Kurzschlussimpedanz für Leiter-Leiter-Fehler

Das Bild zeigt die möglichen Fehlerschleifen Leiter-Leiter. Bei der Berechnung der Kurzschlussimpedanz wird das Verbraucherzähpfelsystem (VZS) vorausgesetzt. Der Strom in der Erdrückleitung \underline{I}_E wird nicht benötigt, da die Rückleitung des Fehlerstromes über Erde bei der Fehlerschleife Leiter-Leiter nicht auftritt.

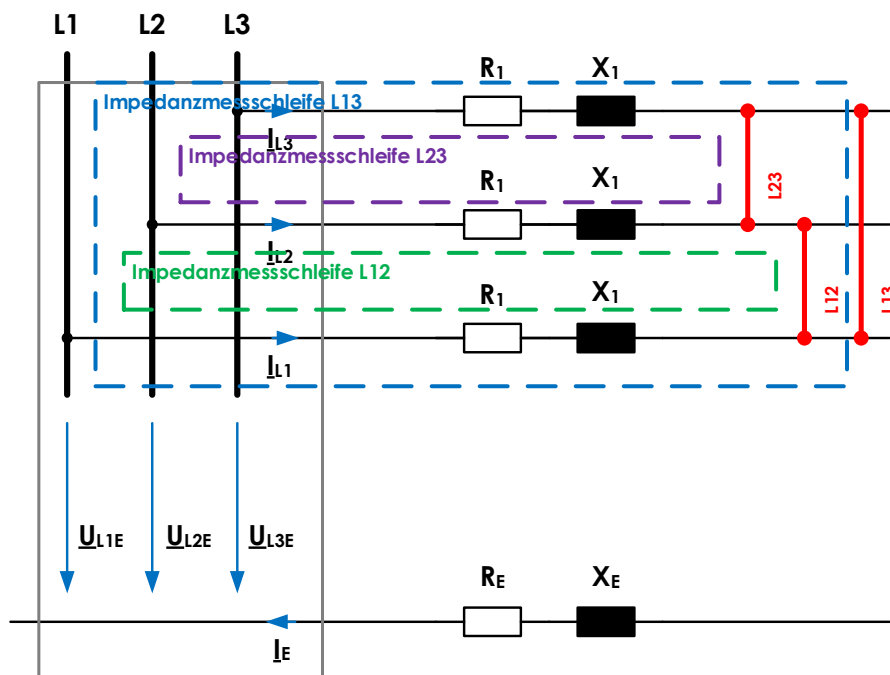


Abbildung 95: Leiter-Leiter-Fehlerschleifen im 4-Leiter-Ersatzschaltbild

Der Maschenumlauf der Leiter L1-L2 zwischen Messort und Fehlerort ergibt folgende Gleichungen:

$$\underline{U}_{12} = (R_1 + jX_1) \cdot \underline{I}_{L1} - (R_1 + jX_1) \cdot \underline{I}_{L2}$$

$$\underline{U}_{12} = (R_1 + jX_1) \cdot (\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2})$$

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$$

$$\underline{U}_{12} = (R_1 + jX_1) \cdot \underline{I}_{L12}$$

$$R_1 + jX_1 = \frac{\underline{U}_{12}}{\underline{I}_{12}}$$

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_{12}}{\underline{I}_{12}}$$

Wie schon bei der Auswertung der Leiter-Erde-Schleife ist das Ergebnis die Impedanz der Leitung im Mitsystem \underline{Z}_1 zwischen dem Messort der Schutzeinrichtung und dem Fehlerort. Ist der Impedanzbelag \underline{Z}_1' in Ohm/km der Leitung im Mitsystem bekannt, so kann die Fehlerentfernung f in km berechnet werden. Gegenüber der Fehlerschleife Leiter-Erde hat hier der Strom der Erdrückleitung \underline{I}_E keine Bedeutung. Der Erdfaktor \underline{k}_E wird nicht benötigt.

$$f = \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1'}$$

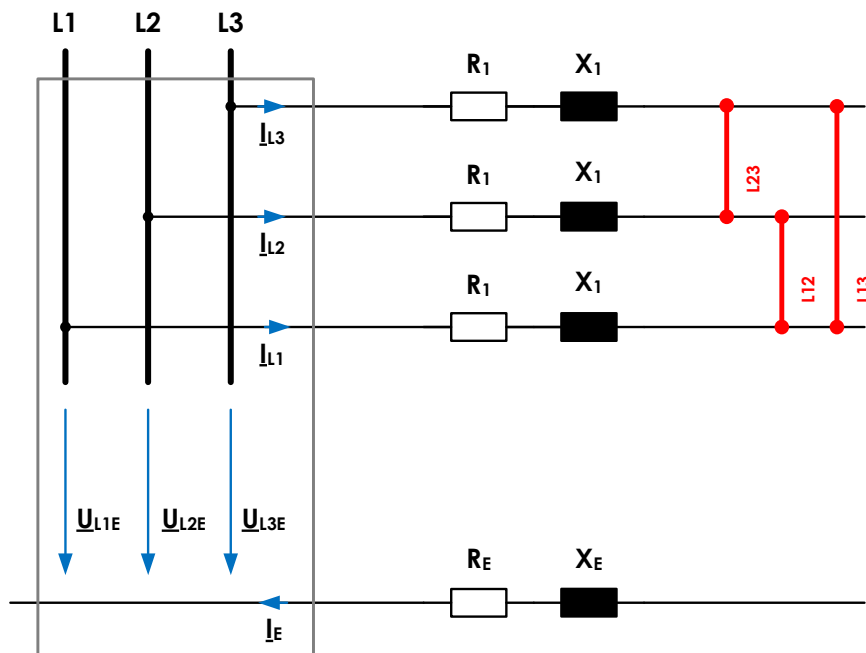


Abbildung 96: Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen im 4-Leiter-Ersatzschaltbild

6.1.26.1.6 Scheinimpedanzen und Anregesystem

In den bisherigen Betrachtungen wurde davon ausgegangen, dass ein Kurzschluss z.B. auf der zu schützenden Leitung netzphysikalisch vorhanden ist und die Impedanzen nur für die kurzschluss-betroffene(n) Messschleife(n) die Kurzschlussimpedanz und daraus die Fehlerentfernung berechnet wurde.

Schutzgeräte messen kontinuierlich die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1E}(t)$, $u_{L2E}(t)$, $u_{L3E}(t)$ sowie die Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ als zeitdiskrete und wertdiskrete Abtastwerte. Aus diesen Abtastwerten werden kontinuierlich die Impedanzen Z_{L1E} , Z_{L2E} , Z_{L3E} , Z_{L12} , Z_{L23} , Z_{L31} berechnet, auch wenn aus netzphysikalischer Sicht kein Kurzschluss im Stromnetz vorhanden ist, das Stromnetz sich also im fehlerfreien Normalbetrieb befindet.

- ⇒ Impedanzen von Impedanzmessschleifen, die nicht durch einen Kurzschluss gebildet werden, sondern sich z.B. über Lastimpedanzen bilden, werden als Scheinimpedanzen bezeichnet.

Aus dieser Überlegung ergibt sich die Anforderung, nur die Impedanzmessschleifen zu identifizieren, deren Impedanzmessschleifen durch einen Kurzschluss gebildet werden und die eine Berechnung der Fehlerentfernung ermöglichen. Im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wird ein [Anregesystem](#) verwendet, um aus den sechs möglichen Impedanzmessschleifen eine [Impedanzmessschleife auszuwählen](#).

6.1.26.1.7 Berechnung der Kurzschlussimpedanz Z_{1k} im Mitsystem

Das generische Modell der Schutzfunktion **Distanzschutz** berechnet die Kurzschlussimpedanz Z_{1k} im Mitsystem. Eine Kurzschlussauslösung erfolgt grundsätzlich dann, wenn der Impedanzvektor im Mitsystem Z_1 innerhalb einer der Impedanzauslöseflächen liegt und die zugehörige Staffelzeit abgelaufen ist. Es muss hier allerdings beachtet werden, dass es weitere Kriterien wie z.B. die [Anregung](#) der Distanzschutzfunktion gibt, die als Kriterien zur Auslösung des generischen Modells berücksichtigt werden.

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, den [Algorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz \$Z_{1k}\$ im Mitsystem](#) auszuwählen. Damit können ggfs. spezifische Eigenschaften marktüblicher Distanzschutzgeräte genauer nachgebildet werden.

- ⇒ Voraussetzung der Berechnungsverfahren ist das **Verbraucherzählpeilsystem (VZS)** zur Messung der Leiterströme. Es ist weiter zu beachten, dass die Messrichtung des **Erdstromes I_E** entgegen dem Verbraucherzählpeilsystem berichtet ist.

6.1.26.1.8 Berechnung der Leiter-Erd-Kurzschlussimpedanz Z_{1k} im Mitsystem

Das Π -Ersatzschaltbild einer leerlaufenden Leitung als zu schützendes Betriebsmittel unter Vernachlässigung der kapazitiven und ohmschen Querlemente ist in Abbildung 94 dargestellt. Es wird angenommen, dass kein Fehlerübergangswiderstand am Kurzschlussort vorhanden ist ($R_F = 0\Omega$). Im Falle eines einseitig gespeisten Erdkurzschlusses 1pE, 2pE oder 3pE können die drei Impedanzmessschleifen L1E, L2E und L3E zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem Z_{1k} zwischen Messort des Distanzschutzes und dem Kurzschlussort betrachtet werden.

Die Mitimpedanz Z_{1k} der Leiter-Erd-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort wird für alle Impedanzmessschleifen wie nachfolgend erläutert berechnet. Es wird

vorausgesetzt, dass Mitimpedanz \underline{Z}_1 und Gegenimpedanz \underline{Z}_2 des zu schützenden Betriebsmittels gleich sind.

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$$

Wie schon gezeigt ergibt sich die nachfolgende Gleichung für einen Kurzschluss der Leiter-Erd-Messschleife L1E gegen Erde zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} im Mitsystem.

$$\underline{U}_{L1E} = \underbrace{(R_1 + jX_1)}_{=\underline{Z}_{1k}} \cdot \left(\underline{I}_{L1} + \underbrace{\frac{R_E + jX_E}{R_1 + jX_1} \cdot \underline{I}_E}_{\underline{k}_E} \right)$$

Somit ergibt sich verallgemeinert für die drei Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen folgende Gleichung zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} im Mitsystem zwischen dem Messort des Schutzgerätes und dem Kurzschlussort. Die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem ist der Fehlerentfernung, d.h. der elektrischen Entfernung Messort des Distanzschutz – Kurzschlussort proportional.

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{L1E}}{\underline{I}_{L1} + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} = R_1 + jX_1$$

mit dem Erdstromkompensationsfaktor \underline{k}_E

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1} = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

- \underline{Z}_1 = Mitsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels
- \underline{Z}_0 = Nullsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels

und dem Summenstrom \underline{I}_E

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** werden die Impedanzen aus den Ergebnissen der Knotenpotentialanalyse bzw. erweiterten Lastflussberechnung [Bd. 3] ermittelt.

6.1.26.1.9 Berechnung der Leiter-Leiter-Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_1 im Mitsystem

Ausgehend von dem II-Ersatzschaltbild in Abbildung 96 ergeben sich drei Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen im Falle eines Leiter-Leiter-Kurzschlusses ohne Erdberührung, die zu betrachten sind. Abbildung 96 zeigt die Impedanzmessschleifen L12, L13 und L13. Es wird angenommen, dass kein Fehlerübergangswiderstand am Kurzschlussort vorhanden ist ($R_F = 0\Omega$).

Die Mitimpedanz \underline{Z}_{lk} der Leiter-Leiter-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort wird für alle Impedanzmessschleifen wie nachfolgend erläutert berechnet. Es wird vorausgesetzt, dass Mitimpedanz \underline{Z}_1 und Gegenimpedanz \underline{Z}_2 des zu schützenden Betriebsmittels gleich sind.

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$$

Wie schon gezeigt ergibt sich die nachfolgende Gleichung für den Erdkurzschluss der Leiter-Leiter-Messschleife L12 die Berechnung der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{lk} im Mitsystem. Es ergibt sich verallgemeinert für die drei Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen folgende Gleichung zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{lk} im Mitsystem zwischen dem Messort des Schutzgerätes und dem Kurzschlussort.

$$\underline{Z}_{lk} = R_{lk} + jX_{lk} = \frac{U_{LL}}{I_{LL}} = R_1 + jX_1$$

- U_{LL} = verkettete Spannung oder Leiter-Leiter-Spannung
- I_{LL} = verketteter Strom als Differenz der beiden Leiterströme am Messort

Im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** werden die Impedanzen aus den Ergebnissen der Knotenpotentialanalyse bzw. erweiterten Lastflussberechnung [Bd. 3] ermittelt.

6.1.26.1.10 Fehlerübergangswiderstand beim Leiter-Erd-Kurzschluss

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ersatzschaltbild für einen 1-poligen Erdkurzschluss L1E und einem Übergangswiderstand R_F am Kurzschlussort. Ausgehend von den bisherigen Überlegungen wird die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{lk} im Mitsystem für den 1-poligen Erdkurzschluss L1E berechnet.

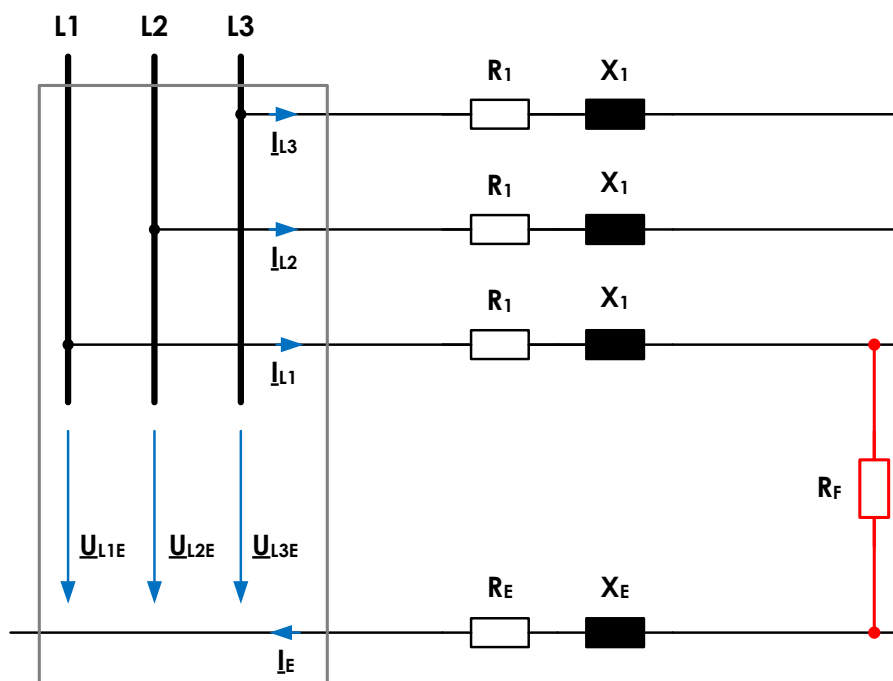


Abbildung 97: Einseitig gespeister Leiter-Erd-Kurzschluss L1E mit Übergangswiderstand R_F

$$\underline{U}_{L1E} = \underline{I}_{L1} \cdot (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_E) + R_F \cdot \underline{I}_{L1}$$

mit R_F = Übergangswiderstand am Kurzschlussort

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{L1E}}{\underline{I}_{L1} + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{I}_{L1} \cdot (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_E) + R_F \cdot \underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1} \cdot \left(1 + \underline{k}_E \cdot \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{L1}}\right)}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_E + R_F}{1 + \underline{k}_E \cdot \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{L1}}} = \underline{Z}_1 \cdot \frac{1 + \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1} + \frac{R_F}{\underline{Z}_1}}{1 + \underline{k}_E \cdot \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{L1}}}$$

Geht man von einem einseitig gespeisten Kurzschluss aus, so gilt: $\underline{I}_{L1} = \underline{I}_E$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 \cdot \frac{1 + \underline{k}_E + \frac{R_F}{\underline{Z}_1}}{1 + \underline{k}_E} \quad \text{mit} \quad \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{L1}} = 1$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 \cdot \left(1 + \frac{R_F}{\underline{Z}_1 \cdot (1 + \underline{k}_E)}\right)$$

Wie an der nachfolgenden Gleichung zu erkennen ist, wird sowohl der Realteil als auch der Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz durch den Übergangswiderstand R_F verfälscht wird. Daher muss bei der Auslegung des Distanzschutzes darauf geachtet werden, dass zusätzlich zur Lichtbogenreserve auch eine **Reaktanzreserve** berücksichtigt wird.

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{R_F}{(1 + \underline{k}_E)} = R_1 + jX_1 + \frac{R_F}{(1 + \underline{k}_E)}$$

6.1.26.1.11 Fehlerübergangswiderstand beim Leiter-Leiter-Kurzschluss

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ersatzschaltbild für einen 2-poligen Erdkurzschluss L12 ohne Erde und einem Übergangswiderstand R_F am Kurzschlussort. Wieder ausgehend von den bisherigen Überlegungen wird die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} im Mitsystem für den 2-poligen Erdkurzschluss L12 berechnet.

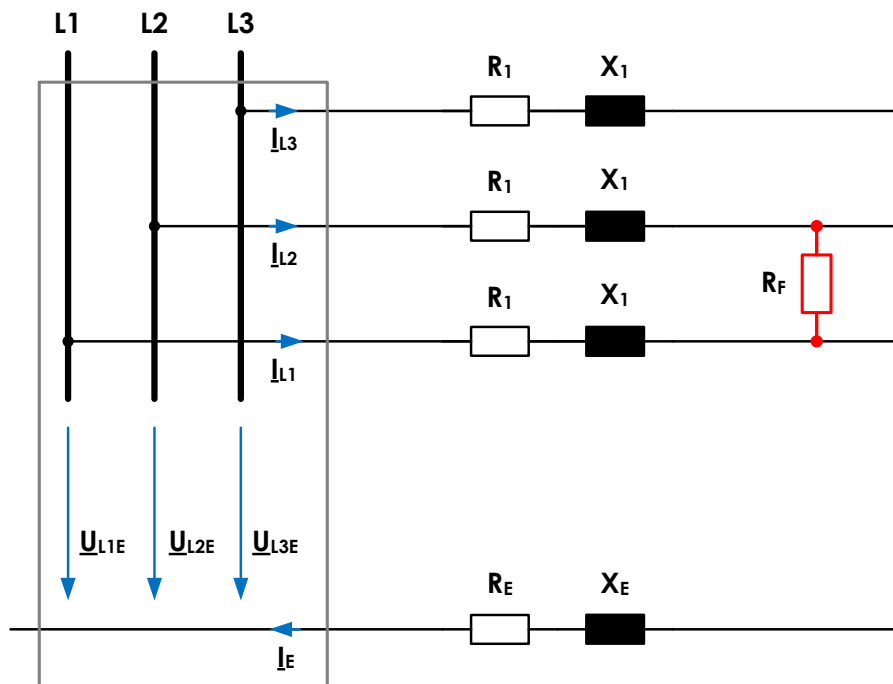


Abbildung 98: Einseitig gespeister Leiter-Leiter-Kurzschluss L1-L2 mit Übergangswiderstand R_F

Unter der Voraussetzung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) am Messort des Schutzgerätes gilt die nachfolgende Berechnung für den **Kurzschlussstrom I_F** durch den Übergangswiderstand R_F .

$$\underline{I}_F = \underline{I}_{L1} = -\underline{I}_{L2}$$

$$\underline{U}_{L1L2} = \underline{U}_{L1E} - \underline{U}_{L2E}$$

$$\underline{U}_{L1L2} = \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_{L1} + R_F \cdot \underline{I}_F - \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_{L2}$$

mit R_F = Übergangswiderstand am Kurzschlussort

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{R_F}{2} = \left(R_1 + \frac{R_F}{2} \right) + jX_1$$

Im Gegensatz zur Leiter-Erd-Impedanzmessschleife wird für die Leiter-Leiter-Impedanzmessschleife nur der Realteil nicht aber der Imaginärteil verfälscht. Daher kann der Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz, d.h. die Kurzschlussreaktanz X_{1k} weiterhin als proportional der Entfernung Messort – Kurzschlussort angenommen werden. Bei der Auslegung des Distanzschutzes muss darauf geachtet werden, eine ausreichende Lichtbogenreserve vorzusehen, um die Verfälschung des Realteils der Kurzschlussimpedanz durch den Übergangswiderstand in den Impedanzauslöseflächen zu berücksichtigen.

6.1.26.1.12 Hauptschutzzone und Reserveschutzzone

Distanzonen können abhängig vom Zeitstaffelschutzplan entweder als Hauptschutzzone, als Reserveschutzzone oder auch gleichzeitig als kombinierte Haupt/Reserveschutzzone verwendet werden. Unabhängig von der Verwendung einer Distanzzone wird der Distanzzone immer nur eine einzige Staffelzeit t zugeordnet. Die Distanzonen

können bezogen auf die Messrichtung des Distanzschutzes in Messrichtung vorwärts, rückwärts oder ungerichtet verwendet werden.

Der Distanzschutz als Schutzgerät kann gleichzeitig als Hauptschutz und Reserveschutz verwendet werden, da in einem Distanzschutz i.a. Regel mehrere Distanzzonen enthalten sind. Damit kann der Distanzschutz in Stromnetzen beliebiger Vermaschung zur Sicherstellung einer fehlerortselektiven allseitigen und allpoligen Auslösung eines Kurzschlusses verwendet werden. Dabei löst der Distanzschutz i.a. Regel Kurzschlüsse in der Hauptschutzzone in Schnellzeit, in den Reserveschutzonen in angehobener Staffelzeit aus. Der Distanzschutz kann für den ortsnahe und ortsfernen Reserveschutz verwendet werden.

6.1.26.1.13 Zeitstaffelschutzplan des Distanzschutzes

Um eine fehlerortselektive Auslösung eines Kurzschlusses sicherzustellen, wird für jeden Distanzschutz als Schutzgerät ein Zeitstaffelschutzplan erstellt. Wie die nachfolgende Abbildung prinzipiell darstellt, definiert der Zeitstaffelschutzplan bezogen auf den Messort des Distanzschutzes die Staffelzeiten t abhängig von der Reaktanz X als Imaginärteil der gemessenen Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k . In aller Regel wird die Kurzschlussreaktanz X_k verwendet.

$$\underline{Z}_k = R_k + j \cdot X_k$$

Im Zeitstaffelschutzplan (Zeitstaffelkennlinie) wird die Staffelzeit t abhängig von der Mitreaktanz X_1 der Hauptschutzonen aufgetragen. In der Abbildung sind ausgehend von Distanzschutz A und B die Zeitstaffelkennlinien dargestellt. Die Hauptschutzonen sind für Distanzschutz A = AB und für Distanzschutz B = BC.

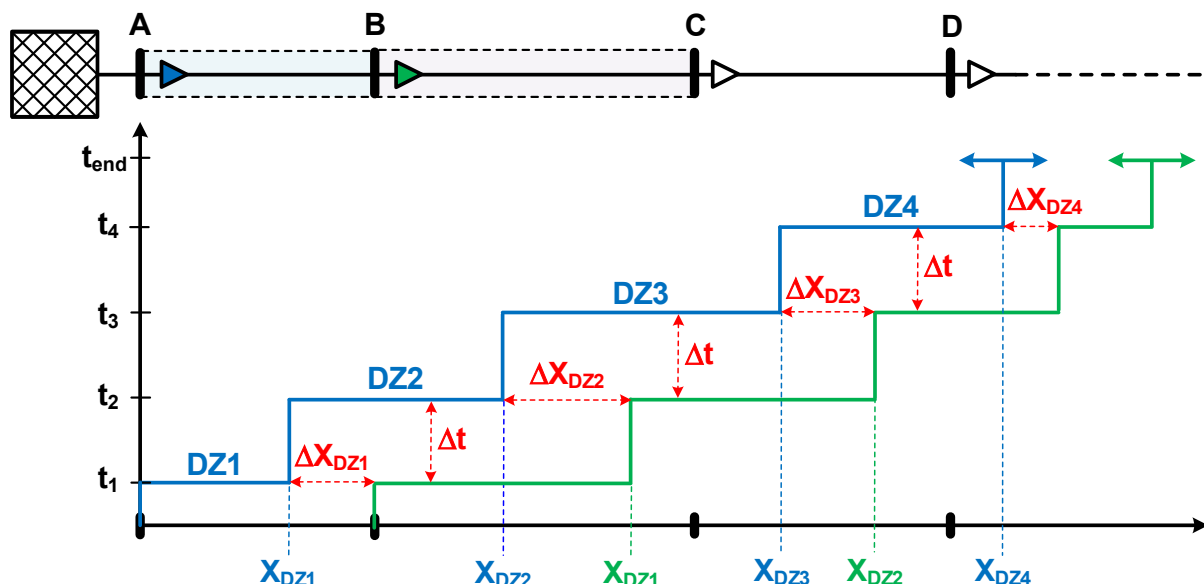


Abbildung 99: Zeitstaffelschutzplan des Distanzschutzes

Der Zeitstaffelschutzplan beinhaltet 1..N gerichtete Distanzzonen DZn.

- ⇒ Unter einer gerichteten Distanzzone wird eine Distanzzone verstanden, die unter Verwendung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) durch Auswertung der gemessenen Mitimpedanz Z_{lk} die Kurzschlussrichtung, d.h. die Flussrichtung des Kurzschlussstromes I_k bezogen auf eine Referenzspannung \underline{U}_{ref} implizit berücksichtigt.

Die Verwendung von gerichteten Distanzonen mit einer definierten Reaktanzreichweite X und einer Staffelzeit t ist wesentliche Grundlage, die Fehlerortselektivität sicherzustellen.

Distanzzone DZ1 wird als Hauptschutzzone verwendet. Üblicherweise wird die Staffelzeit der Distanzzone DZ1 in Schnellzeit $t = 0\text{ms}$ oder zur Koordination mit Schutzeinrichtungen in unterlagerten Spannungsebenen in angehobener Schnellzeit z.B. $t = 100\text{ms}$ eingestellt. Distanzzone DZ1 schützt fehlerortselektiv den überwiegenden Teil der Hauptschutzzone.

Distanzzone DZ2 wird als kombinierte Haupt/Reserveschutzzone verwendet, um den sicherzustellen, dass die Hauptschutzzone vollständig geschützt wird. Dazu wird Distanzzone DZ2 üblicherweise mit dem Staffelabstand Δt in angehobener Staffelzeit $t_2 = t_1 + \Delta t$ verwendet.

Die Distanzonen DZn ($n = 3 \dots N$) werden zum Schutz nach- oder vorgelagerter Reserveschutzonen verwendet. Die Staffelzeiten werden ebenfalls mit dem Staffelabstand Δt zeitlich angehoben und durch Schutzkoordination auf Fehlerortselektivität abgestimmt.

- ⇒ **Staffelzeit t_n der Distanzzone DZn** → $t_n = t_1 + (n-1) \cdot \Delta t$ mit $n = 1 \dots N$

Im Falle einer Unterfunktion, d.h. eines Nicht-Auslösens oder eines Versagens der Distanzonen können in einem Distanzschutz als Schutzeinrichtung verschiedene Reservesysteme verwendet werden, um eine finale, wenn auch nicht-selektive Kurzschlussauslösung sicherzustellen.

Gerichtete Endzeitstufe

Die gerichtete Endzeitstufe, auch Endzeit genannt, bewertet die Leiterströme I_{L123} als Überstromzeitschutz mit Kurzschlussrichtung, d.h. als gerichteter Überstromzeitschutz. Nach Ablauf der zugeordneten Staffelzeit erfolgt ein AUS-Kommando.

Ungerichtete Endzeitstufe

Die ungerichtete Endzeit bewertet die Leiterströme I_{L123} als Überstromzeitschutz ohne Kurzschlussrichtung, d.h. als ungerichteter Überstromzeitschutz. Nach Ablauf der zugeordneten Staffelzeit erfolgt ein AUS-Kommando.

Die Staffelzeiten der gerichteten und ungerichteten Endzeiten liegen als Reservesysteme i.d. Regel im Bereich $t = 2 \dots 5\text{s}$. Bei einer Auslösung der gerichteten oder ungerichteten Endzeit muss i.d. Regel eine deutlich geringere oder gar fehlende Fehlerortselektivität akzeptiert werden.

Unterimpedanzanregung $Z<$ mit Auslösung in Endzeit

Die Staffelzeiten der gerichteten und ungerichteten Endzeit können auch durch die [Unterimpedanzanregung \$Z<\$](#) gestartet werden. Der Distanzschutz überprüft kontinuier-

lich, ob die gemessene Mitimpedanz Z_{ik} innerhalb der Impedanzanregefläche der Unterimpedanzanregung liegt. In diesem Fall werden die Staffelzeiten der gerichteten und/oder ungerichteten Endzeit gestartet. Nach Ablauf der Staffelzeiten erfolgt ein AUS-Kommando an den Leistungsschalter.

- ⇒ Die [Unterimpedanzanregung \$Z_{ik}\$](#) kann mit den Staffelzeiten der gerichteten und/oder ungerichteten Endzeit als ortsferner oder ortsnaher Reserveschutz eingesetzt werden.

Die [Unterimpedanzanregung \$Z_{ik}\$](#) kann auch zur Verbesserung des Anregeverhaltens des Distanzschutzes verwendet werden. Im Falle von Fehlern mit kleinem Kurzschlussstrom I_k z.B. in Stromnetzen mit großem Aufkommen Dezentraler Erzeugungsanlagen.

6.1.26.1.14 Regeln zur Definition der Hauptschutzzonen

In dem unten dargestellten strahlenförmigen Leitungsabgang sind die Umspannanlagen A, B, C und D vorhanden, in denen jeweils ein Distanzschutz mit gleicher Messrichtung vorgesehen ist. Die Aufgabe des Distanzschutzes ist es, die Leitungen zwischen den Umspannanlagen zu schützen. Die Messorte der Stromwandler befinden sich direkt am Leitungsanfang. Es werden nun die Hauptschutzzonen für Distanzschutz A, B, C, und D definiert.

1. Eine Hauptschutzzone beginnt am Messort des Stromwandlers der Schutzeinrichtung und endet am Stromwandler der nachgelagerten Schutzeinrichtung oder an der 1. Gegenstation in Strommessrichtung.
2. Hauptschutzzonen dürfen sich nicht überlappen.
3. Die additive Überlagerung der Hauptschutzzonen muss alle Betriebsmittel des Stromnetzes vollständig umfassen.

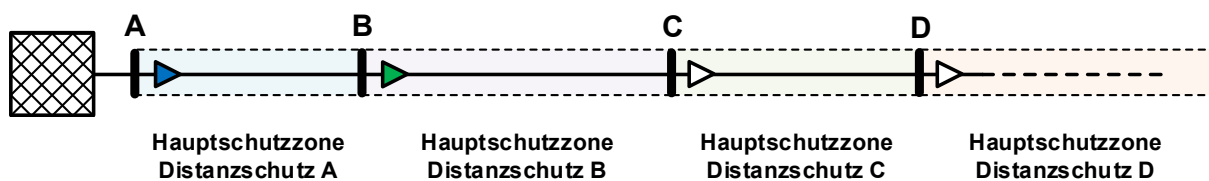


Abbildung 100: Definition der Hauptschutzzonen

6.1.26.1.15 Regeln zur Definition der Reserveschutzzone

Im nächsten Schritt wird für jeden Distanzschutz die Reserveschutzzone definiert. Das Bild zeigt Haupt- und Reserveschutzzone für Distanzschutz A.

1. Die Reserveschutzzone muss die Hauptschutzzone des Distanzschutzes vollständig umfassen.
2. Die Reserveschutzzone sollte mindestens die in Strommessrichtung nachfolgende Hauptschutzzone vollständig umfassen, d.h. sicher überstaffeln.

- Die Reserveschutzzone sollte die 1. Gegenstation und die 2. Gegenstation des Hauptschutzes vollständig umfassen, d.h. sicher überstaffeln.

Das nachfolgende Bild zeigt die Hauptschutzzone und Reserveschutzzone von Distanzschutz A als Hauptschutz.

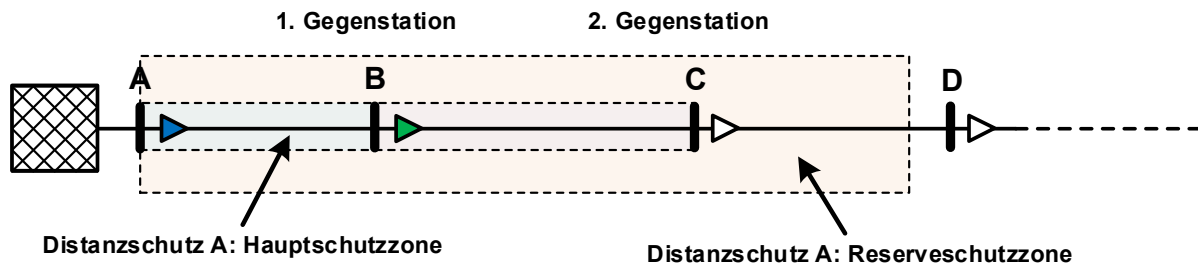


Abbildung 101: Definition von Hauptschutzzone und Reserveschutzzone

6.1.26.1.16 Schutz der Hauptschutzzone AB mit Distanzzone DZ1

Zum Schutz der Hauptschutzzone werden zwei Distanzonen DZ1 und DZ2 benötigt. Die Reaktanz X_{DZ1} wird auf 80...90% der Mitreaktanz X_{1AB} begrenzt, um ein nicht-selektives Auslösen wegen Überreichweite zu vermeiden. Der Staffelfaktor $f_s = 85\%$ wird zur Berechnung der Reaktanz X_{DZ1} verwendet. Es verbleibt ein Staffelabstand ΔX_{DZ1} als Sicherheitsabstand zur Hauptschutzzone BC des nachgelagerten Distanzschutz B.

- Distanzzone DZ1 = Schnellzeitzone t_1 mit Staffelabstand ΔX_{DZ1} zu Distanzschutz B

$$X_{DZ1} = f_s \cdot X_{1AB} = 0,85 \cdot X_{1AB}$$

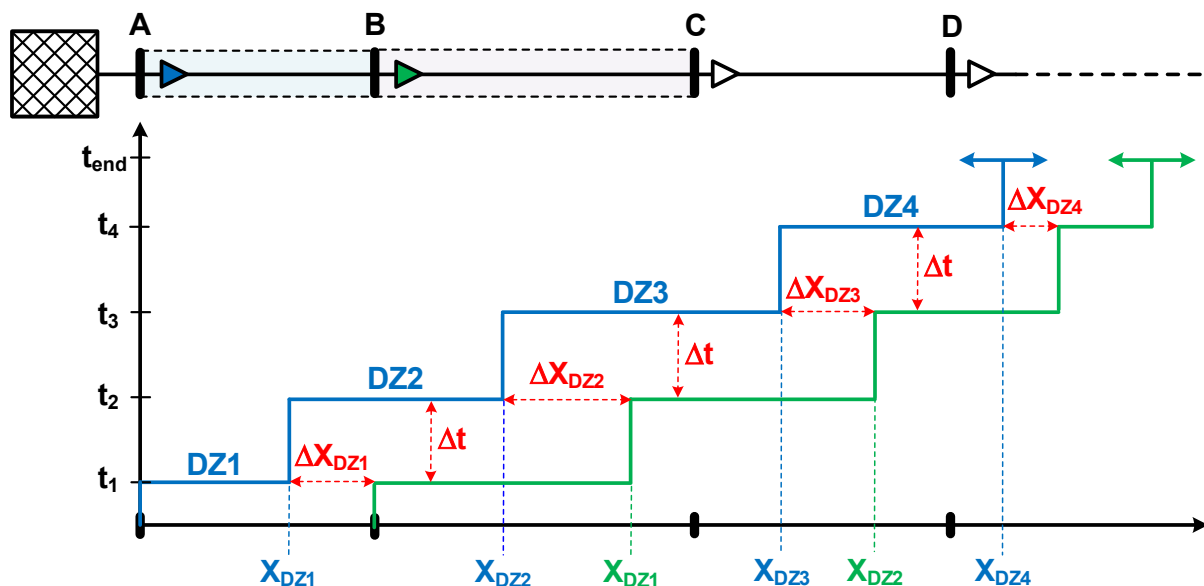


Abbildung 102: Schutz der Hauptschutzzone AB für Distanzschutz A

6.1.26.1.17 Vermeidung von Überreichweiten

Distanzschutz A schützt mit der Distanzzone DZ1 nur 85% der Hauptschutzzone AB. Man muss bei der Festlegung der Reaktanz X_{DZ1} beachten, dass die berechnete Kurzschlussimpedanz Z_{1k} mit der Mitimpedanz Z_{1AB} der Hauptschutzzone AB verglichen wird. Die Mitimpedanz Z_{1AB} geht i.a. Regel von Voraussetzungen aus, die in der Praxis nicht oder nur näherungsweise erfüllt sind.

- Leitungen werden bzgl. der Mastgeometrie, Transformatoren baulich als vollständig symmetrisch angenommen.
- Witterungsbedingte Einflüsse auf Leitertemperatur und den Leiterseildurchhang werden vernachlässigt.
- Leitungen werden bzgl. des resistiven, kapazitiven und induktiven Belags (R' , C' und X' in Ohm/km) über die gesamte Leitungslänge als homogen angenommen.
- Nichtlinearitäten oder Frequenzabhängigkeiten insbesondere die der Nullimpedanz Z_0 werden vernachlässigt.

Um nicht-selektive Fehlauslösungen wegen Überreichweite oder Überreichen zu vermeiden, wird maximal 80...90% der Hauptschutzzone AB in Schnellzeit t_1 geschützt.

- ⇒ Eine Überreichweite liegt vor, wenn die gemessene Reaktanz X_{1k} innerhalb der Distanzzone DZ1 liegt, also $X_{1k} \leq X_{DZ1}$ ist, der tatsächliche Kurzschlussort sich aber außerhalb der Distanzzone DZ1 befindet.

6.1.26.1.18 Schutz der Hauptschutzzone mit Haupt/Reserveschutzzone DZ2

Die Distanzzone DZ2 von Distanzschutz A wird als kombinierte Haupt/Reserveschutzzone verwendet. Die Reaktanzen X_{DZ2} ist von der Mitreaktanzen X_1 der Hauptschutzzone AB und der Mitreaktanzen X_1 der nachfolgenden Hauptschutzzone BC abhängig. Zur Berechnung der Reaktanzen X_{DZ2} werden der Staffelfaktor f_s und die Mitreaktanzen X_{1AB} und X_{1BC} verwendet. Wie in Abbildung 102 zu sehen ist, schützt Distanzzone DZ2 einen Teil der Hauptschutzzone beginnend mit der Reaktanz X_{DZ1} bis zur 1. Gegenstation und einen Teil der Reserveschutzzone von der 1. Gegenstation bis zur Reaktanz X_{DZ2} .

$$X_{DZ2} = f_s \cdot (X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BC})$$

6.1.26.1.19 Schutz der Reserveschutzzone mit Reserveschutzonen DZn

Die Distanzonen DZn ($n=3...N$) werden von Distanzschutz A als Reserveschutzonen verwendet. Die Reaktanzen X_{DZn} sind von den Mitreaktanzen X_1 der Hauptschutzonen AB, BC, CD, etc. abhängig. Zur Berechnung der Reaktanzen X_{DZn} wird der Staffelfaktor f_s verwendet.

$$X_{DZ3} = f_s \cdot (X_{1AB} + f_s \cdot (X_{1BC} + f_s \cdot X_{1CD}))$$

In dem Beispiel in Abbildung 102 werden die Distanzzonen DZ3 und DZ4 verwendet, um den Reserveschutzzone für die Hauptschutzzone des vorgelagerten Distanzschutzes sicherzustellen.

6.1.26.1.20 Ungerichtete Endzeitstufe

Die Reichweite der Distanzzone DZ4 von Distanzschutz A mit der Reaktanz X_{DZ4} begrenzt dessen schutztechnische Reichweite, Kurzschlüsse als ortsnahe oder ortsferne Reserveschutz zu erkennen und auszulösen. Als Reservesystem wird die ungerichtete Endzeit verwendet, deren Staffelzeit $t_{\text{end}} \gg t_4$ von Distanzzone DZ4 gewählt wird. Typische Werte für die Staffelzeit der Endzeiten sind $t_{\text{end}} = 2 \dots 5 \text{ s}$.

6.1.26.1.21 Erstellung des Zeitstaffelschutzplans

Bei der Erstellung des Zeitstaffelschutzplans müssen diverse Aspekte für den zeitlichen **Staffelabstand Δt** , d.h. den zeitlichen Unterschied Δt zwischen den Staffelzeiten t von zwei aufeinanderfolgenden Distanzzonen DZ n und DZ($n+1$) und für den **Staffelabstand ΔX** , d.h. dem Reaktanzabstand von zwei aufeinanderfolgenden Distanzzonen DZ n und DZ($n+1$) berücksichtigt werden.

Für den Staffelabstand Δt

- Kommandozeiten
- ggf. erforderliche Verzögerungszeiten
- Schaltereigenzeiten
- Rückfallzeiten der Anregung und Reservezeiten.

$$\Delta t = t_{k+1} - t_k$$

Für den Staffelabstand ΔX

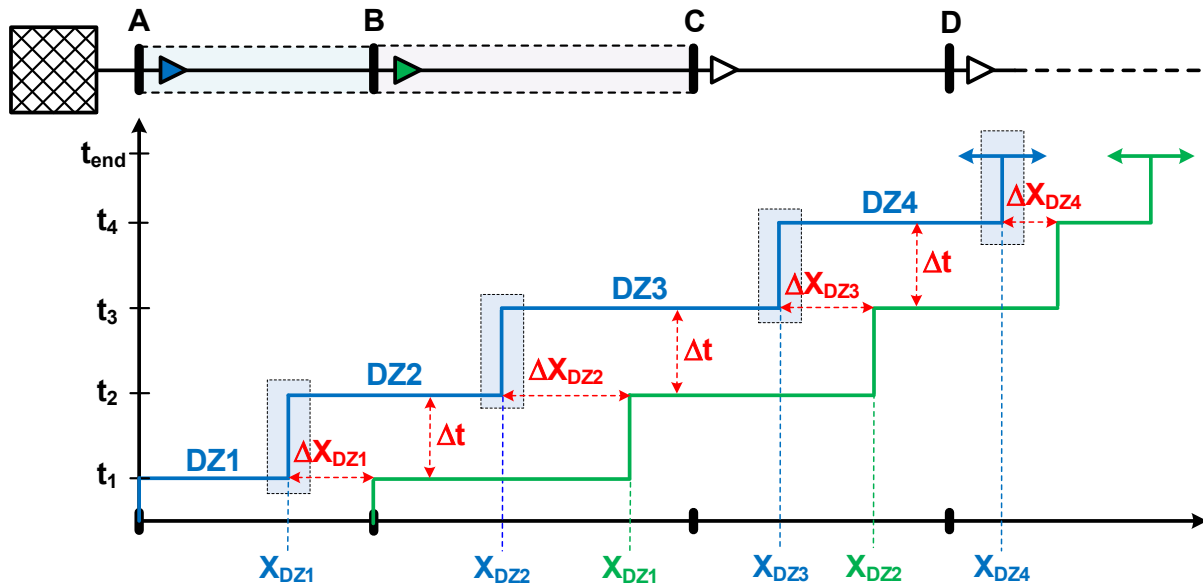
- Stromwandlergenauigkeit muss Kennlinienüberschneidung ausschließen
- Messgenauigkeit der Schutzeinrichtung
- Genauigkeit der Leitungsdaten
- Netzbedingte Ungenauigkeit wie z.B. Lastverhältnisse

$$\Delta X = X_{k+1} - X_k$$

6.1.26.1.22 Schutzkoordination

Der Zeitstaffelschutzplan von Distanzschutz A muss mit dem von Distanzschutz B koordiniert werden, um ein nicht-selektives Auslösen zu vermeiden. Dazu müssen die Staffelabstände Δt und ΔX der Zeitstaffelkennlinien von Distanzschutz A und B an allen Kippgrenzen der beiden Zeitstaffelkennlinien überprüft werden.

- Als Kippgrenze K_{DZn} ($n=1 \dots N$) wird der Übergang von einer Distanzzone DZ n zu der darauf folgenden Distanzzone DZ($n+1$) bezeichnet.
- Eine Kippgrenze K_{DZn} wird durch das Wertetripel $\{t_n, X_{DZn}, t_{(n+1)}\}$ beschrieben.

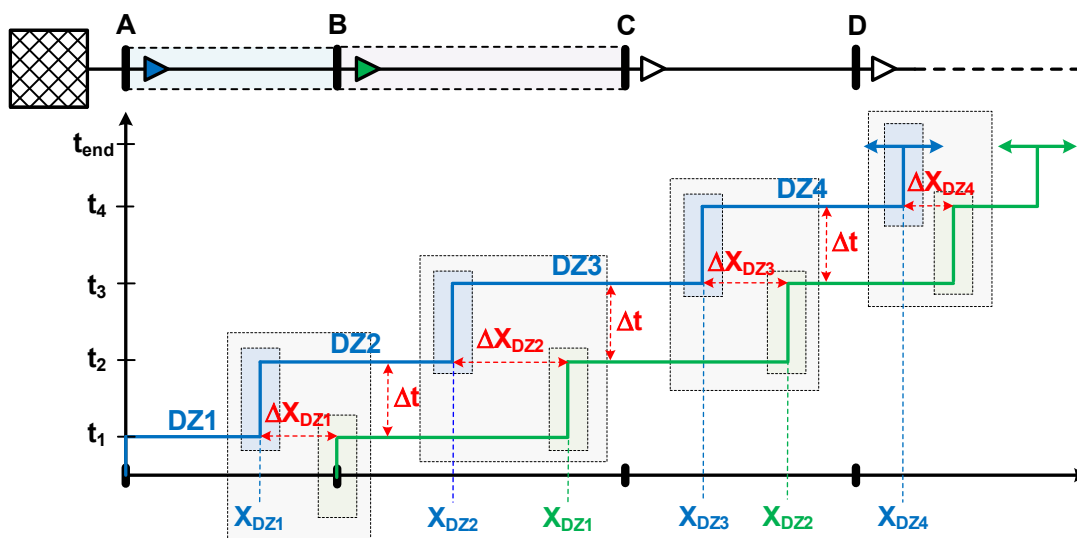
Abbildung 103: Kippgrenzen K_{DZn} im Zeitstufenschutzplan

Die Kippgrenzen der Zeitstufelkennlinie von Distanzschutz A müssen zu den nächsten Kippgrenzen der Zeitstufelkennlinie von Distanzschutz B einen Mindeststaffelabstand ΔX_{\min} aufweisen.

- Der Mindeststaffelabstand ΔX_{\min} kann als absolute Größe in Ohm oder als relative Größe in % bezogen auf die Mitreaktanz X_{DZn} der jeweiligen Distanzzone DZn von Distanzschutz A angegeben werden.
- In aller Regel sollten beide Bedingungen gleichzeitig eingehalten werden.

Das Bild zeigt mit einem grauen Rechteck hinterlegt die Kippgrenzen, die paarweise zu auf den Mindeststaffelabstand zu überprüfen und zu koordinieren sind.

$$\Delta X_{DZn} \geq \Delta X_{\min}$$

Abbildung 104: Schutzkoordination - Kippgrenzen K_{DZn} im Zeitstufenschutzplan

6.1.26.1.23 Zeitstaffelschutzplan in vermaschten Stromnetzen

Bisher wurde der Zeitstaffelschutzplan nur in einem Strahlennetz ohne Verzweigungen etc. erstellt. Um den Zeitstaffelschutzplan auch in beliebig vermaschten Stromnetzen zu erstellen, müssen Vorgehensweise und Regeln erweitert werden. Im Folgenden wird der Zeitstaffelschutzplan von Distanzschutz A in der nachfolgenden Abbildung betrachtet.

- ⇒ Die Erstellung des Zeitstaffelschutzplanes basiert auf der Identifikation der 1. und 2. Gegenstation bezogen auf den Messort des Distanzschutzes in positiver Strommessrichtung. Es wird hier vorausgesetzt, dass die Strommessrichtung nach dem Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) erfolgt.

6.1.26.1.24 Regeln: Identifikation der 1. Gegenstation

Ausgangspunkt ist der Messort des Stromwandlers des Distanzschutzes. Nachfolgend werden Kriterien genannt, welche die Identifikation der 1. Gegenstation ermöglichen. Im Sinne des Selektivschutzes sollte die 1. Gegenstation durch die elektrisch kürzeste Entfernung der Kriterien definiert werden.

Die 1. Gegenstation befindet sich ausgehend vom Messort des Distanzschutzes

- am Ende der Hauptschutzzone, d.h. am Messort des Stromwandlers der nächsten nachgelagerten Schutzeinrichtung.
ODER
- an der ersten Stromverzweigung in Messrichtung (d.h. im „Kurzschlusspfad“).
ODER
- an Transformatoren, der eine unterlagerte Spannungsebene ver-/entsorgen oder an Bezugs- und Einspeiseanlagen wie z.B. Dezentrale Erzeugungsanlagen.
ODER
- an einem dauerhaft offenen Schalter oder einer anderen Trennstelle.

6.1.26.1.25 Regeln zur Identifikation der 2. Gegenstationen

Ausgangspunkt ist die 1. Gegenstation des Distanzschutzes. Es werden Kriterien genannt, welche die Identifikation der 2. Gegenstationen ermöglichen.

- ⇒ Es ist zu beachten, dass in vermaschten Stromnetzen i.a. Regel mehrere 2. Gegenstationen vorhanden sind.

Die 2. Gegenstationen befinden sich ausgehend von der 1. Gegenstation des Distanzschutzes

- am Ende der Hauptschutzzone, die der 1. Gegenstation folgen, d.h. am Messort der Stromwandler eines vorgelagerten Distanzschutzes.
ODER
- an allen ersten Stromverzweigungen in Messrichtung (d.h. im „Kurzschlusspfad“).
ODER
- an Transformatoren, der eine unterlagerte Spannungsebene ver-/entsorgen oder an Bezugs- und Einspeiseanlagen wie z.B. Dezentrale Erzeugungsanlagen.

ODER

- an dauerhaft offenen Schaltern oder einer anderen Trennstelle.

6.1.26.1.26 Verfahren der kürzesten und längsten Folgeleitung

Ausgehend von Distanzschutz A wird in der nachfolgenden Abbildung am Ende der zugehörigen Hauptschutzzone AB als 1. Gegenstation die Umspannanlage B gefunden. Die Reaktanz X_{DZ1} wird wie bisher mit dem Staffelfaktor $f_s = 85\%$ und der Mitreaktanz X_{1AB} der Hauptschutzzone berechnet.

Die Berechnung der Reaktanz X_{DZ2} erfolgt mit der **kürzesten Folgeleitung**, um einen Mindeststaffelabstand ΔX_{\min} zur Kippgrenze der nachgelagerten Distanzschutzsysteme in Umspannanlage B sicherzustellen. Im Bild unten ist die Reaktanz X_{1BC} der Hauptschutzzone BC die (elektrisch) kürzeste Folgeleitung.

- Die Berechnung der Reaktanz X_{DZ2} erfolgt mit der Mitreaktanz X_{1BC} von Hauptschutzzone BC als (elektrisch) kürzeste Folgeleitung.
- Das sichere Überstaffeln der 1. Gegenstation muss geprüft werden. Dazu wird die Reaktanz X_{DZ2} mit Reaktanz X_{1AB} der Hauptschutzzone verglichen.

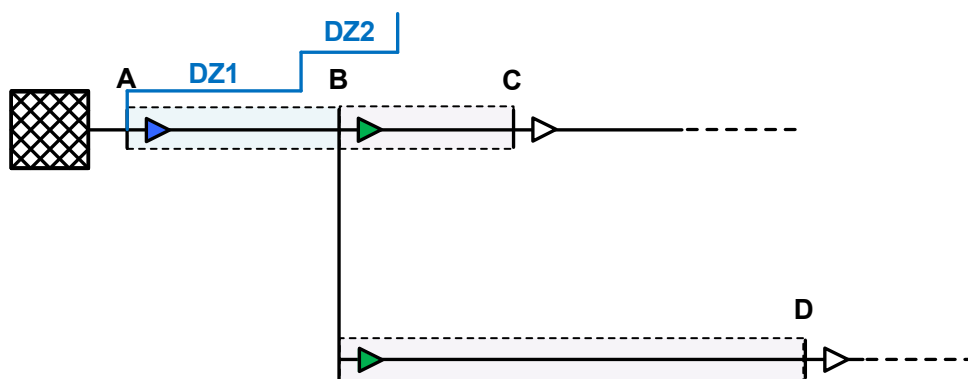


Abbildung 105: Zeitstaffelschutzplan in vermaschten Stromnetzen

$$X_{DZ1} = f_s \cdot X_{1AB} = 0,85 \cdot X_{1AB}$$

$$X_{DZ2} = f_s \cdot (X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BC})$$

In der nachfolgenden Abbildung ist zu sehen, dass die Fehlerortselektivität sichergestellt ist.

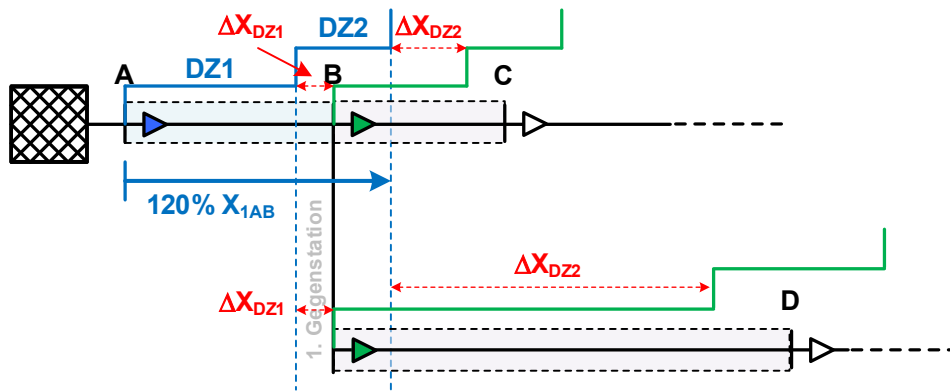


Abbildung 106: Verfahren der kürzesten Folgeleitung

$$X_{DZ1} = f_s \cdot X_{1AB} = 0,85 \cdot X_{1AB}$$

$$X_{DZ2} = f_s \cdot (X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BC})$$

$$X_{DZ2} \geq 120\% \cdot X_{1AB}$$

$$\Delta X_{DZn} \geq \Delta X_{\min}$$

In vermaschten Stromnetzen sind i.a. Regel mehrere 2. Gegenstationen vorhanden. Um alle 2. Gegenstationen sicher zu überstaffeln, werden i.a. Regel zwei weitere Distanzzonen DZ3 und DZ4 benötigt.

- Die Berechnung der Reaktanzen X_{DZ3} und X_{DZ4} erfolgt mit der Mitreaktanz X_{1BD} der (elektrisch) **längsten Folgeleitung** BD zwischen der 1. Gegenstation B und allen 2. Gegenstationen C und D.
- Das sichere Überstaffeln aller 2. Gegenstationen muss geprüft werden. Dazu wird die Reaktanz X_{1DZ4} mit den Reaktanzen der beiden Hauptschutzzonen X_{1AB} und X_{1BD} verglichen.

$$\Delta X_{DZn} \geq \Delta X_{\min}$$

$$X_{DZ1} = f_s \cdot X_{1AB} = 0,85 \cdot X_{1AB}$$

$$X_{DZ2} = f_s \cdot (X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BC})$$

$$X_{DZ2} \geq 120\% \cdot X_{1AB}$$

$$X_{DZ3} = f_s \cdot (X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BD})$$

$$X_{DZ4} \geq 120\% \cdot (X_{1AB} + X_{1BD})$$

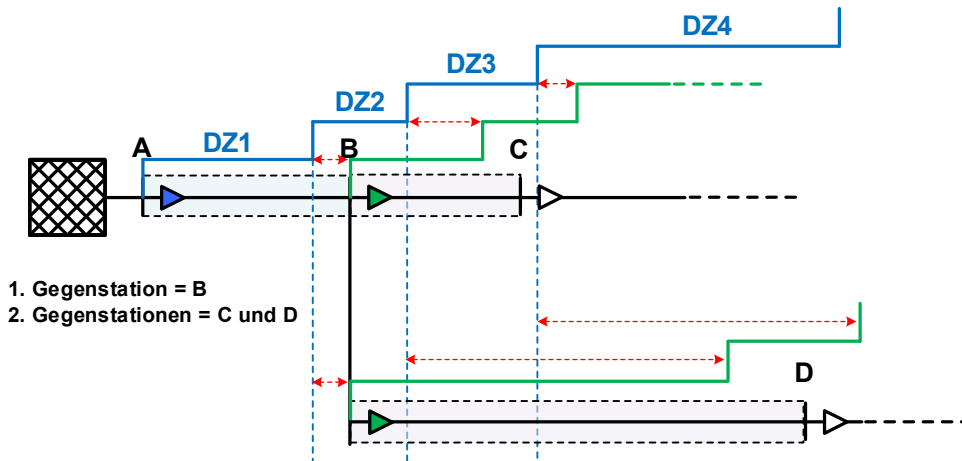


Abbildung 107: Methode der kürzesten und längsten Folgeleitung (2)

6.1.26.1.27 Zeitstaffelschutzplan und Polygonale Auslösefläche (Auslösekennlinie)

Der Zeitstaffelschutzplan wird verwendet, eine fehlerortselektive Auslösung eines Kurzschlusses durch Auswertung der Reaktanz X_k , sicherzustellen. Das AUS-Kommando wird aber nur ausgegeben, wenn der Zeiger der gemessenen Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} innerhalb der Polygonalen Auslösefläche liegt. Das nachfolgende Diagramm zeigt den Zusammenhang zwischen Zeitstaffelschutzplan und der Polygonalen Auslösefläche in der Ebene der Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + j X_1$.

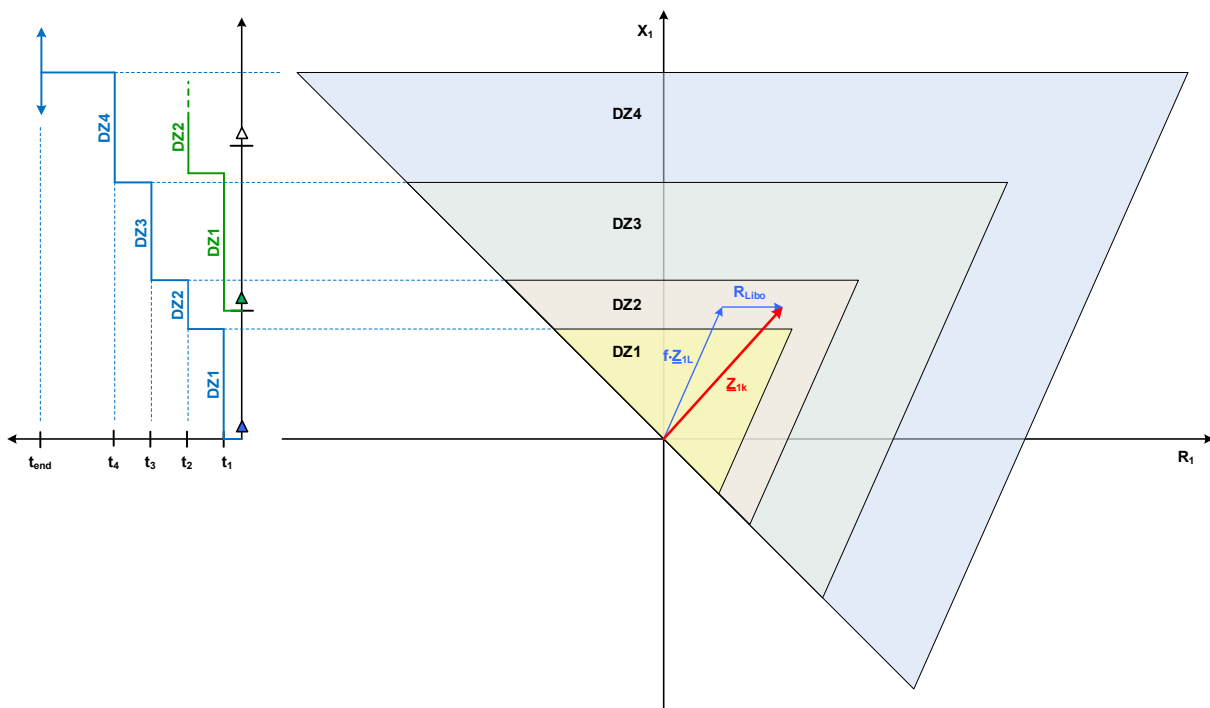


Abbildung 108: Zeitstaffelschutzplan und Polygonale Auslösefläche

Wie zu erkennen ist, kann die Zeitstaffelkennlinie als vertikaler Schnitt durch die Auslösefläche interpretiert werden.

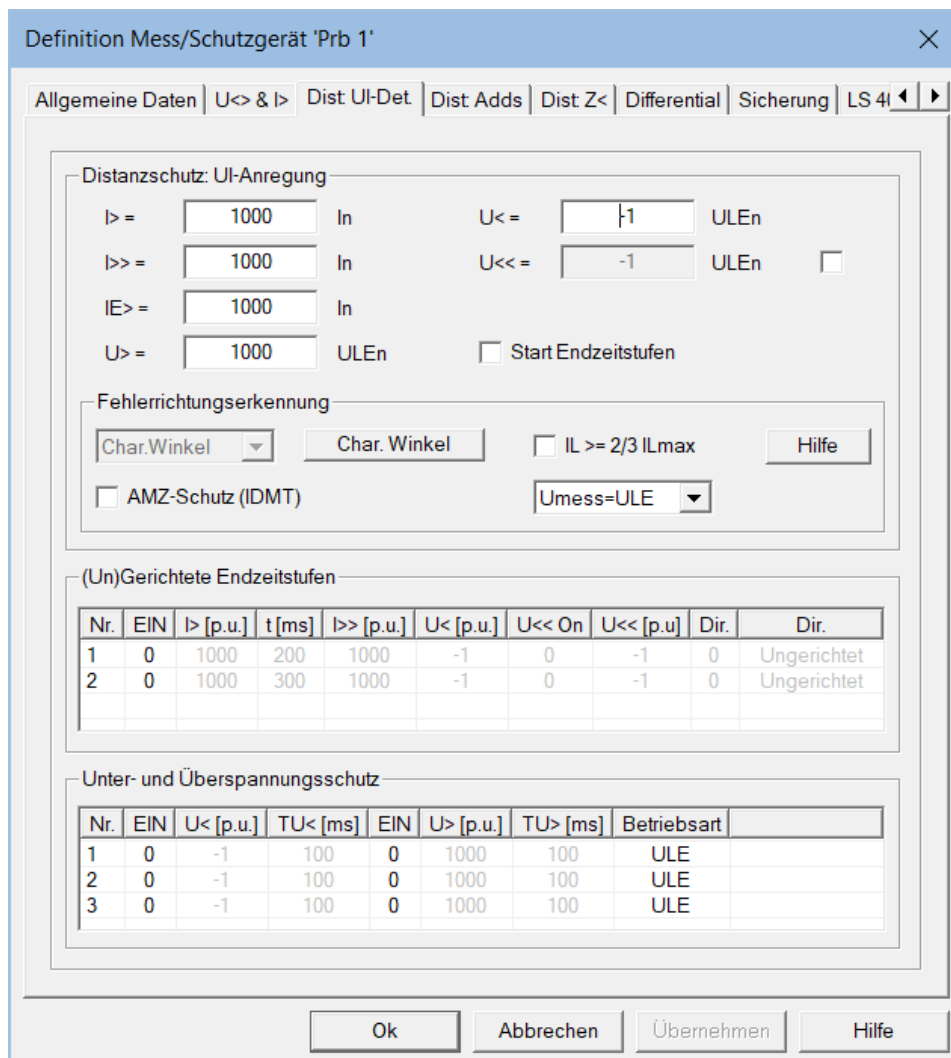
- Die Kippgrenzen der Zeitstaffelkennlinie entsprechen den Reaktanzen X_{iDZn} der Distanzzonen DZn .
- Die Staffelzeiten t_n sind den Distanzzonen DZn zugeordnet.

Die dargestellte Auslösefläche ist in R-Richtung und um eine Richtungsgerade erweitert.

6.1.26.2 Registerkarte Dist: UI-Def. - Anregesystem, Endzeiten, U<>-Schutz

Für den Distanzschutz kann zwischen mehreren Anregesystemen gewählt werden, die nachfolgend erläutert werden. Die Anregesysteme werden zusammenfassend als **U/I-Anregesystem** bezeichnet. Es muss darauf geachtet werden, dass die Einstellwerte der Anregesysteme in p.u. bezogen auf die Einstellwerte I_n und U_n (Registerkarte **Allgemeine Daten**) unabhängig von den Einstellwerten der Strom- und Spannungswandler in der Registerkarte **Dist: Z<** eingestellt werden. Es ist allerdings empfehlenswert, die primären Nennwerte in beiden Registerkarten gleich einzustellen.

Die nachfolgend dargestellte Abbildung zeigt den Einstelldialog für das U/I-Anregesystem des Distanzschutzes, für die beiden parallel zum Anregesystem des Distanzschutzes arbeitenden Endzeitstufen (Gruppe **(Un)Gerichtete Endzeitstufen**) und den unabhängig vom Distanzschutz parallel arbeitenden **3-stufigen U<>-Schutz** (Gruppe **Unter- und Überspannungsschutz**).



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Algemeine Daten | U<> & I> | **Dist UI-Def.** | Dist Adds | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 4I

Distanzschutz: UI-Anregung

I> = 1000 In U< = -1 ULEn
 I>> = 1000 In U<< = -1 ULEn ☐
 IE> = 1000 In
 U> = 1000 ULEn ☐ Start Endzeitstufen

Fehlerrichtungserkennung

Char.Winkel Char. Winkel ☐ IL >= 2/3 ILmax Hilfe
☐ AMZ-Schutz (IDMT) Umess=ULE

(Un)Gerichtete Endzeitstufen

Nr.	EIN	I> [p.u.]	t [ms]	I>> [p.u.]	U< [p.u.]	U<< On	U<< [p.u.]	Dir.	Dir.
1	0	1000	200	1000	-1	0	-1	0	Ungerichtet
2	0	1000	300	1000	-1	0	-1	0	Ungerichtet

Unter- und Überspannungsschutz

Nr.	EIN	U< [p.u.]	TU< [ms]	EIN	U> [p.u.]	TU> [ms]	Betriebsart
1	0	-1	100	0	1000	100	ULE
2	0	-1	100	0	1000	100	ULE
3	0	-1	100	0	1000	100	ULE

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 109: Registerkarte Dist: UI-Def. mit UI-Anregesystem, Endzeitstufen und U<>-Schutz

Die Einheit der Spannungsanregung U>, U< und U<< ist abhängig von dem Einstellwert **Umess=...** Daher ergeben sich die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Einheiten für die Spannungsanregungen.

Einstellwert	U _{mess} =ULL	U _{mess} =ULE
U>, U<, U<<	ULL _n = U _n	ULE _n = U _n /√3

Das **U/I-Anregesystem** wird leiterselektiv ausgeführt. Die leiterselektiven Anregungen IL1>, IL2> und IL3> werden und UL1<, UL2< und UL3< etc. werden kennlinienabhängig verarbeitet und in die Generalanregung als ODER-Verknüpfung eingebracht. Darüber hinaus ist zu beachten, dass zusätzlich die [Unterimpedanzanregung Z<](#) als weiteres Anregesystem verwendet werden kann.

In den nachfolgenden Abbildungen des **U/I-Anregesystems** beinhaltet die graue Fläche alle (I_k, U_k)-Arbeitspunkte, die zu einer **Generalanregung** führen.

- ⇒ Liegt ein Messpunkt (I_k, U_k) innerhalb der grauen Fläche, so wird eine Anregung erkannt. Durch Auswertung der leiterselektiven Arbeitspunkte (I_{kL123}, U_{kL123}) werden die leiterselektiven Anregungen ermittelt.

Einstellwert	Bedeutung
Start Endzeitstufen	Falls aktiviert werden die Staffelzeiten t [ms] der Endzeitstufen durch das UI-Anregesystems des Distanzschutzes unabhängig von deren Anregungen gestartet. Die Endzeitstufen müssen dazu in der Gruppe (Un)Gerichtete Endzeitstufen in der Spalte EIN eingeschaltet sein.

6.1.26.2.1 U/I-Anregesystem: Anregekennlinie I>

Die einfachste Anregung für einen Distanzschutz kann durch eine **Überstromanregung I>** erfolgen. Eine Anregung erfolgt, wenn der Betrag einer der Leiterströme I_{L123} größer als die Überstromanregung I> ist. Diese Anregung wird auch **I>-Anregung** genannt. Die Einstellung der I>-Anregung wird nachfolgend erläutert.

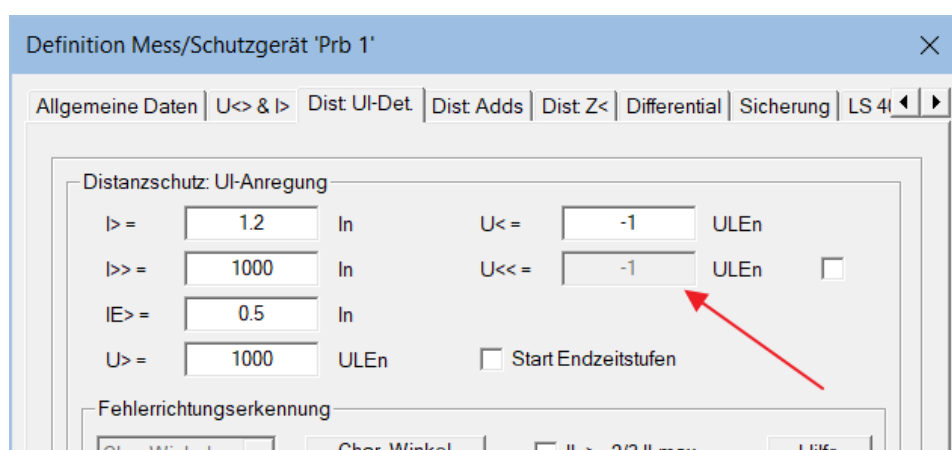
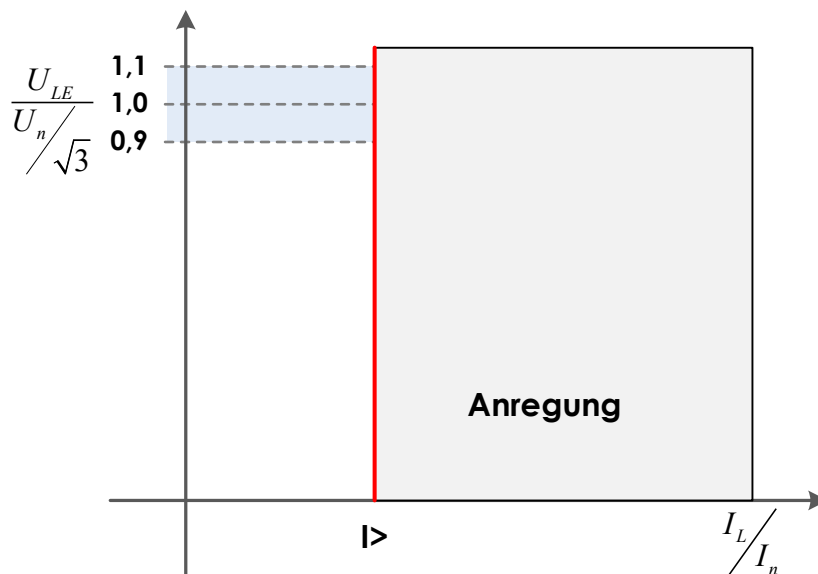


Abbildung 110: Deaktivierung des Einstellwertes U<<

Der Einstellwert **I>> = 1000 I_n** wurde als physikalisch wirkungslos gewählt. Sind die Einstellwerte **U< ≤ 0** und **U<< ≤ 0** eingestellt bzw. der Einstellwert **U<<** durch das Optionsfeld deaktiviert, so wird als Anregung nur die **Überstromanregung I>** verwendet. Die nachfolgende Abbildung zeigt den deaktivierten **U<<** Einstellwert.

Ausgabesignal	Funktion
Generalanregung	Mindestens ein Messpunkt $\{I_{Lx}, U_{Lx}\}$ mit $x=1...3$ liegt innerhalb der grauen Anregefläche. ■ Generalanregung = Anregung IL1> ODER Anregung IL2> ODER Anregung IL3>

Abbildung 111: Anregekennlinie I> ($U \leq 0$ und $U \ll$ deaktiviert)

6.1.26.2.2 U/I-Anregesystem: Anregekennlinie I>, U< (spannungsabhängige U/I-Anregung)

Die I>-Anregung kann durch eine weitere Überstromanregung I>> und eine Unterspannungsanregung U< erweitert werden. Kurzschlussströme mit großem Betrag führen unabhängig von der Spannung mit der Überstromanregung I>> zu einer Anregung. Kurzschlussströme mit geringerem Betrag im Bereich zwischen den Überstromanregungen I> und I>> können durch eine Überstromanregung I> schon im oberen Lastbereich in Kombination mit einer Unterspannungsanregung U< zur Anregung führen. Es ist darauf zu achten, dass die Unterspannungsanregung außerhalb des nach EN 50160 [28] zulässigen Spannungsbandes liegt.

Die I>,U<-Anregung kann das Anregeverhalten des Distanzschutzes für elektrisch weiter entfernte Kurzschlüsse mit geringem Strombetrag verbessern. In Kombination mit einer Distanzzone mit großer Reaktanzreichweite und entsprechend angehobener Staffelzeit kann z.B. in Mittelspannungsnetzen der Reserveschutz für vorgelagerte HH-Sicherungen (Sicherungs-Lasttrennschalter-Kombination) an der OS-Seite der Transformatoren in Netzstationen verbessert werden.

Grenzen für die Verbesserung des Anregeverhaltens sind für Kurzschlüsse innerhalb der Transformatoren der Netzstationen und im Bereich der US-seitigen Anschlussklemmen bis zur nachgelagerten NH-Sicherung zu erwarten. Ursache ist hier das Übersetzungsverhältnis z.B. von 20/0,4kV-Transformatoren $\bar{u}_Z = 2500$. So beträgt die Kurzschlussimpedanz eines 20/0,4kV-Transformators mit einer Bemessungsscheinleistung $S_{\text{rT}}=800\text{kVA}$ und einer Kurzschlussspannung $u_k=4\%$ OS-seitig $Z_{\text{kTOS}}=20\Omega$, US-seitig nur $Z_{\text{kTUS}}=8\text{m}\Omega$. Bei

einem Kurzschluss an den US-seitigen Anschlussklemmen des Transformators sind auf der OS-Seite wegen der strombegrenzenden Wirkung der Kurzschlussimpedanz des 20/0,4kV-Transformators eher Lastströme im mittleren bis oberen Bereich zu erwarten.

⇒ Die **Anregekennlinie I>,U<** wird auch als **spannungsabhängige Stromanregung (U/I-Anregung)** bezeichnet.

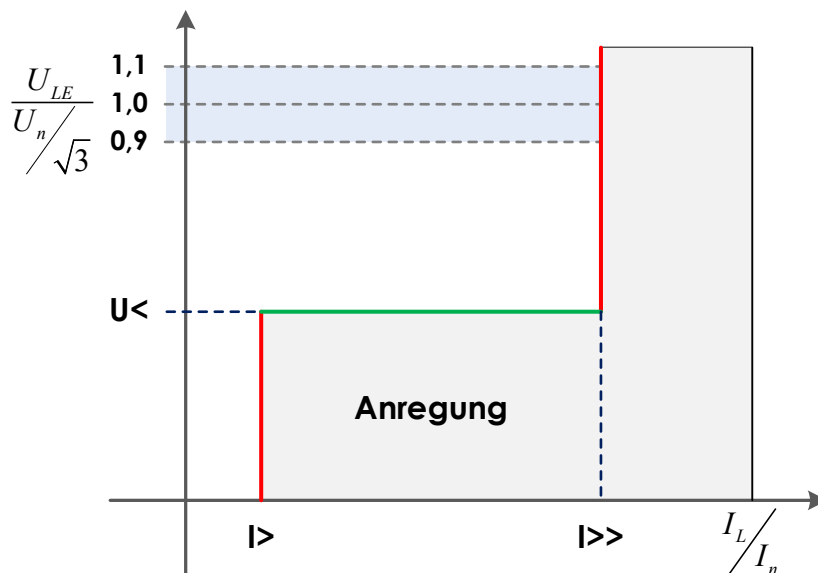


Abbildung 112: Anregekennlinie I>, U<

Ist der Einstellwert **U<<** deaktiviert, so kann mit den Einstellwerten **I>** und **I>>** die oben dargestellte Anregekennlinie eingestellt werden.

Ausgabesignal	Funktion
Generalanregung	<p>Mindestens ein Messpunkt $\{I_{Lx}, U_{Lx}\}$ mit $x=1\dots3$ liegt innerhalb der Anregefläche.</p> <ul style="list-style-type: none"> Generalanregung = (Anregung IL1> UND Anregung UL1<) ODER IL1>> ODER (Anregung IL2> UND Anregung UL2<) ODER IL2>> ODER (Anregung IL3> UND Anregung UL3<) ODER IL3>>

6.1.26.2.3 U/I-Anregesystem: U/I-Anregekennlinie (winkel- und spannungsabhängige Stromanregung)

Eine weitere Verbesserung des Anregeverhaltens des Distanzschutzes kann durch die U/I-Anregung erreicht werden. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt werden zwei Überstromanregungen I> und I>> und zwei Unterspannungsanregungen U< und U<< verwendet.

Die U/I-Anregung ermöglicht es, im Strombereich zwischen I> und I>> eine spannungsabhängige Überstromanregung zu verwenden. Kurzschlussströme mit großem Betrag führen unabhängig von der Spannung mit der Überstromanregung I>> zu einer Anregung. Kurzschlussströme mit geringerem Betrag im Bereich zwischen den Überstromanregungen I> und I>> können schon im oberen Lastbereich spannungsabhängig zur

Anregung führen. Es ist darauf zu achten, dass die Unterspannungsanregungen $U<$ und $U<<$ außerhalb des nach EN 50160 zulässigen Spannungsbandes liegt.

Mit Hilfe der spannungsabhängigen Überstromanregung kann ein Impedanz abhängiges Anregeverhalten berücksichtigt werden. Die U/I-Anregung kann das Anregeverhalten des Distanzschutzes in Stromnetzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen verbessern.

Ist der Einstellwert $U<<$ aktiviert, so kann die **U/I-Anregekennlinie** entsprechend der nachfolgenden Abbildung eingestellt werden.

⇒ Die **U/I-Anregekennlinie** wird auch als **winkel- und spannungsabhängige Stromanregung (U/I/φ-Anregung)** bezeichnet.

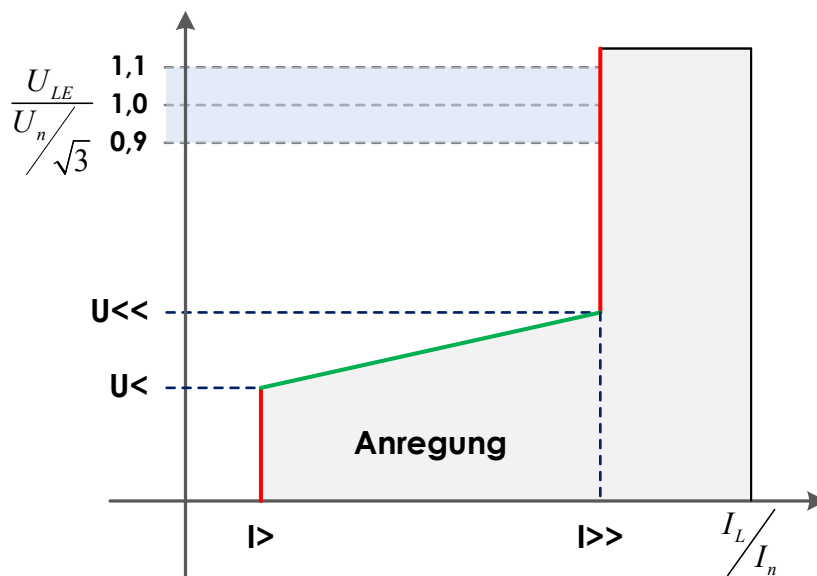


Abbildung 113: U/I-Anregekennlinie

Ausgabesignal	Funktion
Generalanregung	Mindestens ein Messpunkt $\{I_{Lx}, U_{Lx}\}$ mit $x=1\dots3$ liegt innerhalb der grauen Anregefläche.

6.1.26.2.42/3-Ausschluss der Leiterströme

Ist der Einstellwert $IL \geq IL_{max}$ aktiv, werden die Leiterströme, deren Betrag $< 2/3$ des Betrages des größten Leiterstromes ist, nicht für die leiterselektiven Anregungen $I>$ und $I>>$ berücksichtigt. Mit Hilfe des 2/3-Ausschlusses der Leiterströme können Anregeprobleme z.B. im Falle von Schiefasten oder bei Zwischen- und Gegeneinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen verbessert werden.

6.1.26.2.5 Erkennung einer Erdanregung $IE>$

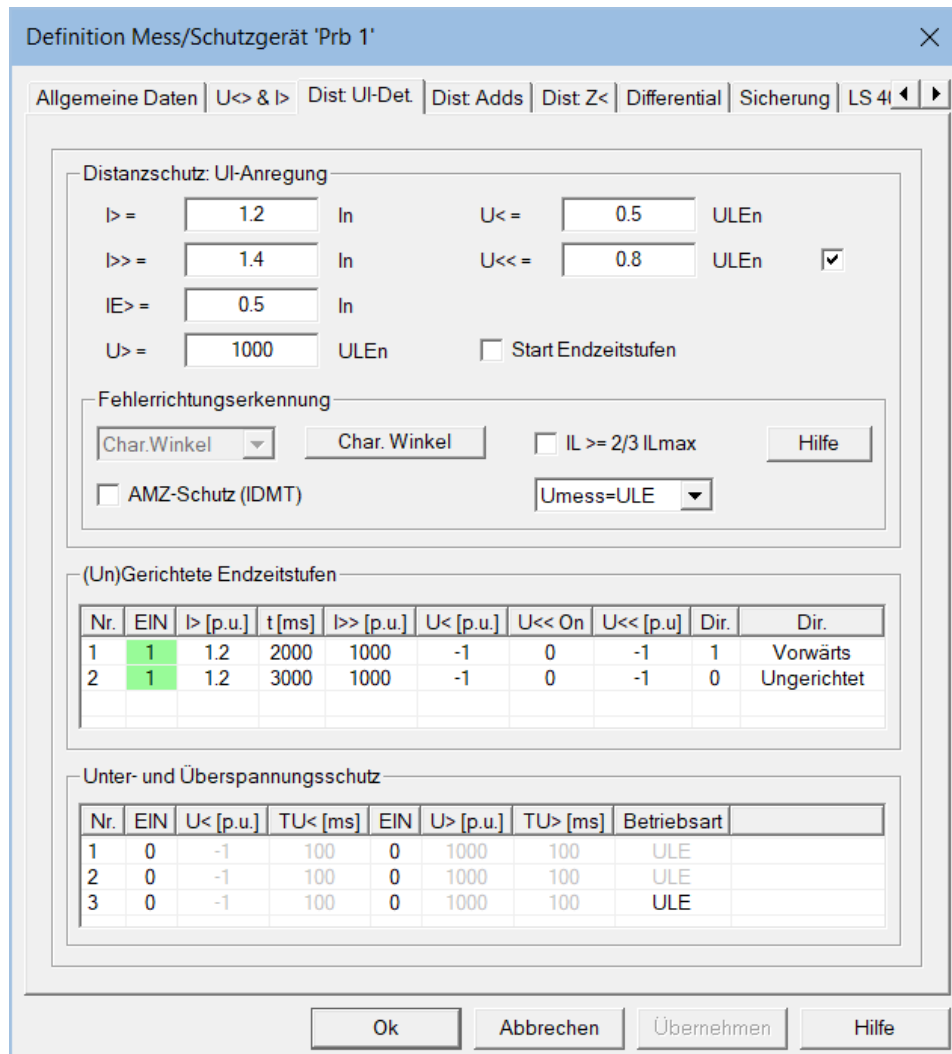
Zur Erkennung eines Fehlers mit Erde wird die **Erdstromanregung** $IE>$ verwendet.

- **Erdstromanregung** $IE>$ aktiv, wenn $I_E > IE>$

Es wird zur Erkennung von Kurzschlüssen mit Erde in starr (wirksam) oder Impedanz geerdeten Stromnetzen empfohlen, die Erdstromanregung $IE > 0,5 I_n$ einzustellen. Weitere Hinweise können dem FNN-Leitfaden [37] entnommen werden.

6.1.26.2.6 Beispiel: U/I-Anregekenlinie mit Endzeitstufen

In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhaft In der Registerkarte **Dist: UI-Det.** die Einstellwerte für ein U/I-Anregekenlinie mit **gerichtete und ungerichtete Endzeit** ohne parallel arbeitenden U<>-Schutz dargestellt.



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Registerkarte: **Dist: UI-Det.**

Distanzschutz: UI-Anregung

$I > = 1.2 I_n$ $I >> = 1.4 I_n$ $IE > = 0.5 I_n$ $U < = 0.5 U_{LEn}$ $U << = 0.8 U_{LEn}$ $U > = 1000 U_{LEn}$

☐ Start Endzeitstufen

Fehlerrichtungserkennung

Char. Winkel: ☐ IL $\geq 2/3 I_{Lmax}$ Hilfe

☐ AMZ-Schutz (IDMT) Umess =

(Un)Gerichtete Endzeitstufen

Nr.	EIN	$I > [p.u.]$	$t [ms]$	$I >> [p.u.]$	$U < [p.u.]$	$U << On$	$U << [p.u.]$	Dir.	Dir.
1	1	1.2	2000	1000	-1	0	-1	1	Vorwärts
2	1	1.2	3000	1000	-1	0	-1	0	Ungerichtet

Unter- und Überspannungsschutz

Nr.	EIN	$U < [p.u.]$	$TU < [ms]$	EIN	$U > [p.u.]$	$TU > [ms]$	Betriebsart
1	0	-1	100	0	1000	100	ULE
2	0	-1	100	0	1000	100	ULE
3	0	-1	100	0	1000	100	ULE

Buttons: Ok, Abbrechen, Übernehmen, Hilfe

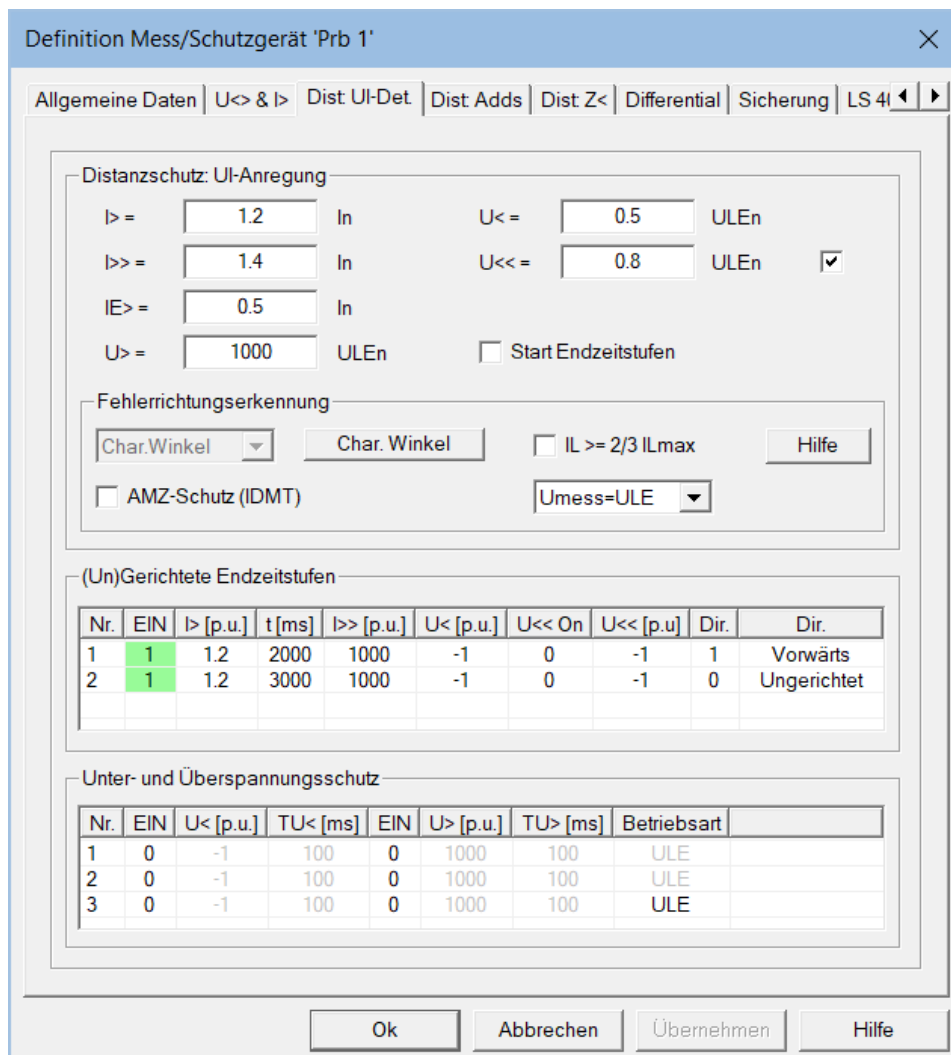
Abbildung 114: Distanzschutz: Beispiel - U/I-Anregekenlinie mit Endzeitstufen

Einstellwert	Gruppe UI-Anregung: Bedeutung
$I > = 1,2 I_n$	Überstromanregung
$I >> = 1,4 I_n$	Überstromanregung
$U < = 0,5 U_{LEn}$	Unterspannungsanregung ($U_{LEn} = 1 \text{ p.u.} = U_n/\sqrt{3}$)
$U << = 0,8 U_{LEn}$	Unterspannungsanregung ($U_{LEn} = 1 \text{ p.u.} = U_n/\sqrt{3}$)
$U > = 1000 U_{LEn}$	Überspannungsanregung ($U_{LEn} = 1 \text{ p.u.} = U_n/\sqrt{3}$) Durch den Einstellwert kann die Überspannungsanregung als deaktiviert angesehen werden.

Einstellwert	Gruppe: (Un)Gerichtete Endzeiten: Bedeutung
$I > = 1,2 I_n, t = 2000\text{ms}$	Gerichtete Endzeitstufe (Messrichtung nach Verbraucherschaltanlage (VZS) vorwärts)
$I > = 1,2 I_n, t = 2500\text{ms}$	Ungerichtete Endzeitstufe

6.1.26.3 Registerkarte Dist: Z< - Auslöseverhalten, U/I-Wandler

In der nachfolgend dargestellten Registerkarte können Einstellwerte der Schutzfunktion **Distanzschutz** mit mehreren Distanzzonen definiert werden, um das Auslöseverhalten zu definieren. Wie bei Distanzschutzgeräten üblich sind die Einstellwerte der Auslöseimpedanzlinien Sekundärimpedanzen, d.h. müssen unter Berücksichtigung der Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler in der Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** berechnet werden. Werden die Spannungs- und Stromwandler wie in nachfolgender Abbildung gezeigt bzgl. des Übersetzungsverhältnisses neutral eingestellt, so kann die Einstellung der Impedanzauslösefläche auch mit Primärimpedanzen erfolgen. Die Impedanzauslösefläche ist als **Polygonkennlinie** und **Kreiskennlinie** verfügbar.



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Algemeine Daten | U<> & I> | **Dist: Z<** | Dist: Adds | Differential | Sicherung | LS 4 |

Distanzschutz: UI-Anregung

$I > =$ In $U < =$ ULEn
 $I > > =$ In $U < < =$ ULEn ☒
 $I E > =$ In
 $U > =$ ULEn ☐ Start Endzeitstufen

Fehlerrichtungserkennung

Char. Winkel ☐ IL >= 2/3 ILmax
☐ AMZ-Schutz (IDMT)

(Un)Gerichtete Endzeitstufen

Nr.	EIN	$I >$ [p.u.]	t [ms]	$I > >$ [p.u.]	$U <$ [p.u.]	$U < <$ On	$U < <$ [p.u.]	Dir.	Dir.
1	<input checked="" type="checkbox"/>	1.2	2000	1000	-1	0	-1	1	Vorwärts
2	<input checked="" type="checkbox"/>	1.2	3000	1000	-1	0	-1	0	Ungerichtet

Unter- und Überspannungsschutz

Nr.	EIN	$U <$ [p.u.]	TU< [ms]	EIN	$U >$ [p.u.]	TU> [ms]	Betriebsart
1	<input type="checkbox"/>	-1	100	<input type="checkbox"/>	1000	100	ULE
2	<input type="checkbox"/>	-1	100	<input type="checkbox"/>	1000	100	ULE
3	<input type="checkbox"/>	-1	100	<input type="checkbox"/>	1000	100	ULE

Abbildung 115: Registerkarte Dist: Z< mit Impedanzauslösefläche Polygon

Wie

Wie in dem obigen Einstelldialog zu erkennen ist, werden derzeit von ATPDesigner mehrere Distanzzonen unterstützt. Diese Anzahl kommt auf Grund folgender Überlegungen zustande. Es sind abhängig vom jeweiligen Stromnetz, dessen Topologie und die Ausstattung mit Betriebsmitteln auch Selektivschutzkonzepte möglich, die weniger Distanzzonen benötigen.

- Die Distanzzonen DZ1 und DZ2 für den Hauptschutz des Betriebsmittels z.B. einer Leitung in der Hauptschutzzone, gestaffelt über die 1. Gegenstation hinaus messend nach dem Konzept der kürzesten Folgeleitung
- Die Distanzzonen DZ3, DZ4 und DZ5 für den Reserveschutz der Betriebsmittel jenseits der 1. Gegenstation bis gesichert über die 2. Gegenstation nach dem Konzept der längsten Folgeleitung
- Die Distanzzonen DZ6 und DZ7 für den Schutz eines Transformators in Rückwärtsrichtung, z.B. als Reserveschutz für den Einspeisetransformator
- Die Distanzzone DZ8 für Sonderanwendungen wie z.B. den [Signalvergleichschutz](#)

Zusätzlich zum Distanzschutz als Hauptschutzfunktion mit der Einstellung **Distanzschutz** können folgende parallel ablaufende Schutzfunktionen mit eigenen Staffelzeiten aktiviert und mit einer eigenen Staffelzeit parametrisiert werden. Die AUS-Kommandos der einzelnen parallel arbeitenden Schutzfunktionen werden zum General-AUS-Kommando verodert.

- **Anregesystem** in der Registerkarte [Dist: UI-Det.](#)
- **Über- und Unterspannungsschutz** in der Registerkarte [Dist: UI-Det.](#)
- **AMZ-Schutz**
 - Aktivierung in der Registerkarte [Dist: UI-Det.](#)
 - Einstellung in der Registerkarte [AMZ \(IDMT\)](#)
- [Ungerichtete und gerichtete Endzeitstufen](#) in der Registerkarte [Dist: UI-Det.](#)
- [Signalvergleichschutz](#) in der Registerkarte **Signal**
- [Unterimpedanzanregung](#) mit AUS-Kommando in Endzeit in der Registerkarte **Z< Det.**
- [Q-U-Schutz](#) mit AUS-Kommando
- [Überstromzeitschutz Erdstrom IE>](#)

Die Funktionen und Einstellungen des Distanzschutzes werden in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

6.1.26.4 Impedanzauslöseflächen (Impedanzauslösekennlinien)

Die Schutzfunktion **Distanzschutz** verwendet eine Impedanzauslösefläche als eines der Auslösekriterien. In der nachfolgenden Tabelle sind die verfügbaren Impedanzauslöseflächen des generischen Schutzmodells benannt. Im Folgenden werden die Begriffe Impedanzauslösefläche und Impedanzauslösekennlinie als Synonyme verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
Polygon	Polygonale Auslösefläche (Polygonkennlinie)
Kreis	Kreiskennlinie
MHO	MHO-Kennlinie

6.1.26.5 Spannungs- und Stromwandler

Primäre und sekundäre Nennspannungen und Nennströme der zugehörigen Spannungs- und Stromwandler der **Mess/Schutzgeräte**, die für den Distanzschutz verwendet werden, werden in der Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** eingestellt. Es wird empfohlen, den primären Nennstrom I_n und die primäre Nennspannung U_n der Registerkarte **Allgemeine Daten**, der für das Anregesystem des Distanzschutzes in der Registerkarte [Dist: UI-Def.](#) verwendet werden, identisch mit dem primärem Nennstrom I_{nprim} und der primären Nennspannung U_{nprim} des Stromwandlers in der Registerkarte **Dist: Z<** einzustellen.

Einstellwert	Bedeutung
Unprim	Primäre Nennspannung
Unsek	Sekundäre Nennspannung
Inprim	Primärer Nennstrom
Insek	Sekundärer Nennstrom

Daraus kann das **Impedanzübersetzungsverhältnis \ddot{u}_z** berechnet werden.

$$\ddot{u}_z = \frac{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}$$

$$\underline{Z}_{sek} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\ddot{u}_z}$$

- ⇒ Das Impedanzübersetzungsverhältnis \ddot{u}_z wird nur verwendet, um die primären Kurzschlussimpedanzen, die von ATPDesigner auf Basis der primären Impedanzen der Netzwerkelemente wie z.B. Leitungen im Kurzschlussfall berechnet werden, so zu transformieren, dass ein direkter Vergleich der sekundären Kurzschlussimpedanz mit den Einstellwerten der Impedanzauslöseflächen möglich ist.

Ursache ist die Arbeitsweise von Distanzschutzgeräten als Sekundärmessgeräte. Kurzschlussimpedanzen, die in der Software der Distanzschutzgeräte berechnet werden, sind sekundäre Impedanzen, da zur Berechnung Spannungen und Ströme der Sekundärwicklung der Spannungs- und Stromwandler verwendet werden.

- ⇒ Insbesondere bei dem direkten Vergleich der Diagramme der Impedanzauslöseflächen muss darauf geachtet werden, dass die netzphysikalische Bedeutung der Impedanzen, die zur Definition der Impedanzauslöseflächen verwendet werden, für alle Distanzschutzgeräte gleich ist.
- ⇒ Ggfs. vorhandene in der herstellerepezifischen Gerätetechnik von Distanzschutzgeräten begründete Unterschiede in der netzphysikalischen oder anlagenspezifischen Bedeutung können i.a. Regel nicht durch das Impedanzübersetzungsverhältnis \ddot{u}_z kompensiert werden.

6.1.26.6 Erdstromkompensationsfaktor \underline{k}_E

Erdstromkompensationsfaktor \underline{k}_E zur Berechnung der Mitimpedanz \underline{Z}_1 der Leiter-Erd-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort.

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

Einstellwert	Bedeutung
kE	Betrag des Erdstromkompensationsfaktors
ϕ (kE)	Winkel des Erdstromkompensationsfaktors

Der Erdstromkompensationsfaktor \underline{k}_E ist für den Distanzschutz sowohl für die Berechnung eines stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge identisch. Der Erdstromkompensationsfaktor in dem Eingabefeld **Faktor kE** sowie die beiden Faktoren in der Einstellliste der Distanzzonen werden automatisch auf den gleichen Wert eingestellt, wenn in einem der Felder der Wert geändert wurde.

6.1.26.7 Sekundäre Mitimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels

ATPDesigner ermittelt mit dem Button **Betriebsmittel** im Dialog [Ergebnisse der Netzschutzanalyse](#) die sekundäre Mitimpedanz des zu schützenden Netzwerkelementes z.B. einer Leitung oder eines Transformators. Die automatisch ermittelten Werte werden in den Editierfeldern **R1sek** und **X1sek** in der Gruppe **Schutzobjekt** dargestellt und können dort auch manuell verändert oder eingestellt werden. Der Wert der sekundären Mitreaktanz **X1sek** wird z.B. in der grafischen Darstellung des Zeitstaffeldiagramms als Referenzlinie verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
R1sek	Sekundäre Mitresistanz des zu schützenden Betriebsmittels
X1sek	Sekundäre Mitreaktanz des zu schützenden Betriebsmittels

6.1.26.8 DIST: Einstellwert **Gerätetyp**

Der Einstellwert **Gerätetyp** ermöglicht es, spezifische Eigenschaften von Schutzgeräten nachzubilden, die über die generischen Eigenschaften hinausgehen.

Einstellwert	Bedeutung
Standard	Die Einstellwerte der Distanzzonen sind sekundäre Impedanzen.
	$\underline{Z}_{sek} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\ddot{u}_Z}$ <p>Es werden die Bezeichner R_{sek} und X_{sek} in der Tabelle des Einstelldialogs wie nachfolgend dargestellt verwendet.</p>

X1DZ = X1·Insek

Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Dist UI-Det | Dist Adds | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 4 |

Nr.	EIN	Rsek [Ohm]	Xsek [Ohm]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	Dir.	ø [°]	kE	kE [°]
1	1	5	8	80	0	1	Vorwärts	45	1	0
2	0	10	16	80	300	1	Vorwärts	45	1	0
3	0	15	24	80	600	1	Vorwärts	45	1	0

Die Einstellwerte der Distanzzonen sind sekundäre Impedanzen, die mit dem sekundären Nennstrom I_{nsek} des Stromwandlers multipliziert werden. Dadurch ergibt sich formal die Einheit V.

$$\underline{Z}_{sek} \cdot I_n = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\ddot{u}_Z} \cdot I_{nsek}$$

Es werden die Bezeichner **Rsek·In** und **Xsek·In** in der Tabelle des Einstelldialogs wie nachfolgend dargestellt verwendet.

Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 3'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Dist UI-Det | Dist Adds | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 4 |

Nr.	EIN	Rsek·In [V]	Xsek·In [V]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	Dir.	ø [°]	kE	kE [°]
1	1	20	20	80	0	1	Vorwärts	45	1.282	-25.558
2	0	10	16	80	300	1	Vorwärts	45	1.282	-25.558
3	0	15	24	80	600	1	Vorwärts	45	1.282	-25.558

Die Verwendung dieses Einstellwertes kann einen Vorteil aufweisen, wenn zur Einstellung der Auslösekennlinie sekundäre Impedanzen verwendet werden. Durch die Multiplikation mit dem sekundären Nennstrom I_{nsek} des Stromwandlers können unabhängig von dem tatsächlichen sekundären Nennstrom immer die sekundären Impedanzen bezogen auf $I_{nsek}=1A$ verwendet werden. Andere Nennstromstärken kürzen sich in der oben dargestellten Berechnungsgleichung heraus. Die nachfolgende Gleichung zeigt den Zusammenhang.

$$\underline{Z}_{sek} \cdot I_n = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\ddot{u}_Z} \cdot I_{nsek} = \frac{\underline{Z}_{prim} \cdot I_{nsek}}{\frac{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\frac{U_{nprim}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}} = \frac{\underline{Z}_{prim} \cdot 1A}{\frac{U_{nprim} \cdot 1A}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}}$$

Durch eine geeignete Einstellung der primären und sekundären Nennwerte der Strom- und Spannungswandler **Unprim**, **Unsek**, **Inprim** und **Insek** kann die Einstellung der Distanzzonen in primären Impedanzen erfolgen.

6.1.26.9 DIST: Blockschaltbild

In der nachfolgenden Abbildung ist als Übersicht ein prinzipielles Blockschaltbild des Distanzschutzes dargestellt. Es werden nicht alle Details dargestellt.

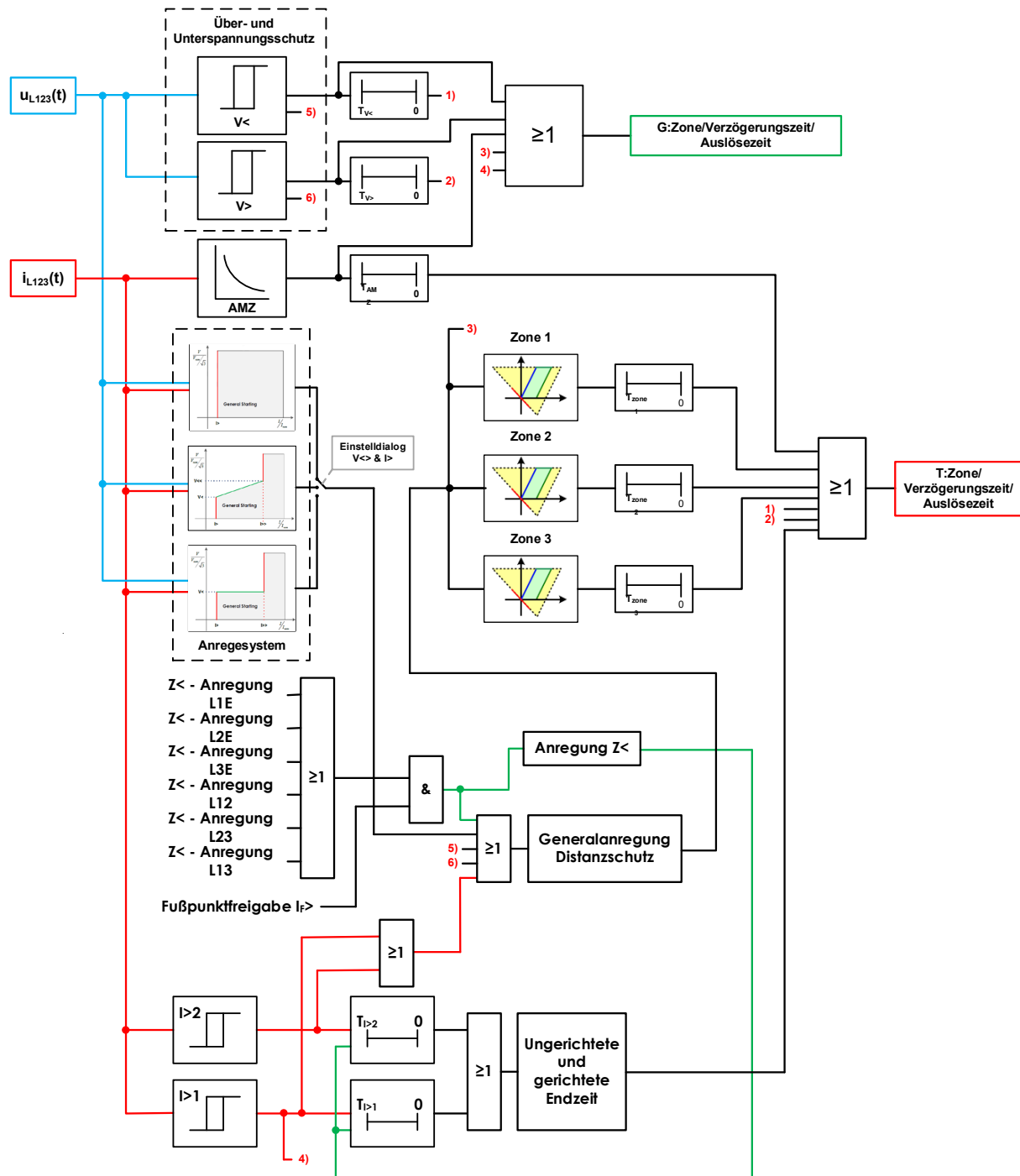


Abbildung 116: Blockschaltbild des Distanzschutzes

6.1.26.10 DIST: Unter- und Überspannungsanregesystem $U<$ und $U>$

Parallel zum Distanzschutz kann ein 3-stufiger $U<>$ -Schutz eingestellt werden.

6.1.26.11 DIST: Unterimpedanzanregung Z<

Das Unterimpedanzanregesystem in der Registerkarte **Z< Def.** kann im Sinne einer ODER-Verknüpfung zusätzlich zu den anderen Anregesystemen des Distanzschutzes aktiviert werden. Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte. Die Einstellwerte werden nach Änderung direkt als grafische Anregekennlinie angezeigt. Es muss darauf geachtet werden, dass die Einstellung der Unterimpedanzanregung mit Sekundärimpedanzen erfolgt. Daher müssen die Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler in Registerkarte **Dist: Z<** berücksichtigt werden.

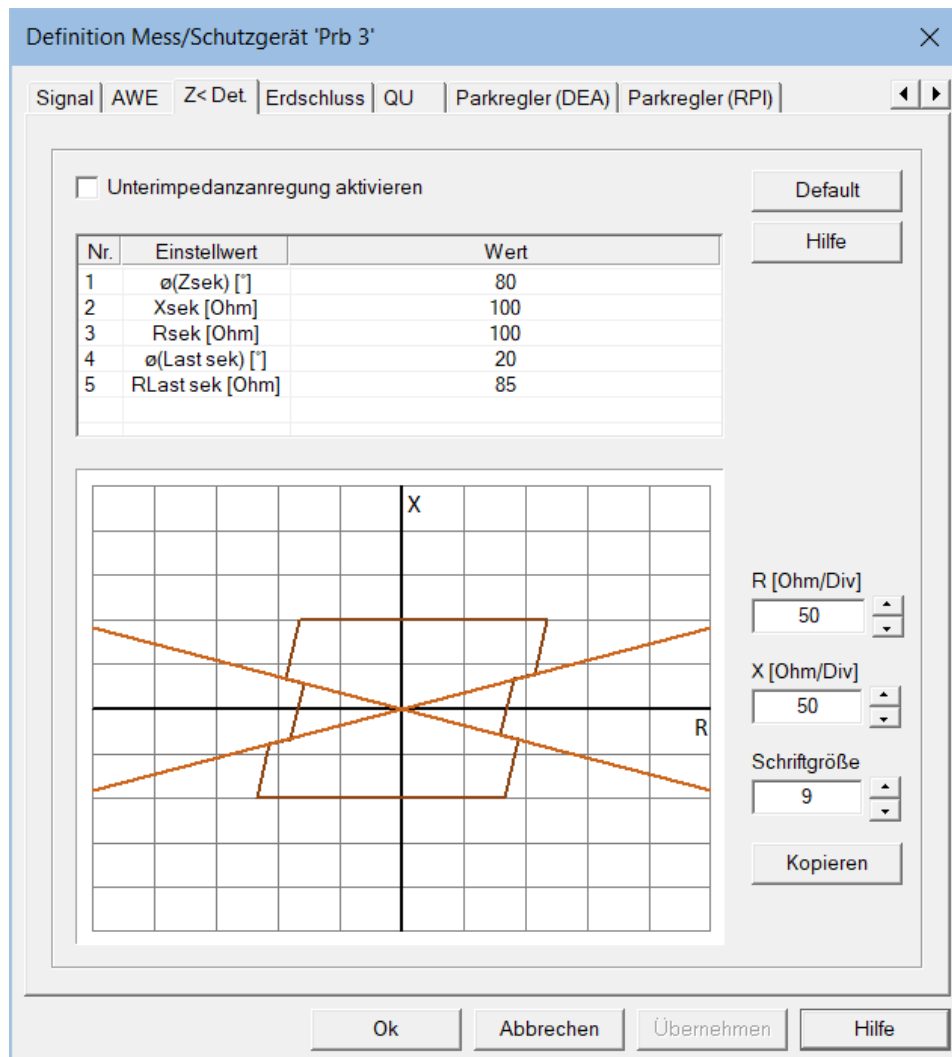


Abbildung 117: Registerkarte Z< Def. - Einstelldialog der Unterimpedanzanregung

	Bedeutung
Unterimpedanzanregung aktivieren	Unterimpedanzanregung EIN/AUS
Xsek [Ohm]	Sekundäre Reaktanz in Ohm
Rsek [Ohm]	Sekundäre Resistanz in Ohm
φ(Zsek) [°]	Neigungswinkel der Kennlinie in Grad
RLast sek [Ohm]	Sekundäre Resistanz der Last in Ohm
φ(Last sek) [°]	Lastwinkel in Grad
R [Ohm/Div]	Skalierung der X-Achse des Diagramms
X [Ohm/Div]	Skalierung der Y-Achse des Diagramms

Schriftgröße	Schriftgröße des Diagramms in Pixel
Kopieren	Diagramm als Bilddatei (EMF-Datei) in die Zwischenablage kopieren

Die Kennlinie der Unterimpedanzanregung mit den Einstellwerten ist nachfolgend dargestellt. Die Kennlinie ist drehsymmetrisch aufgebaut.

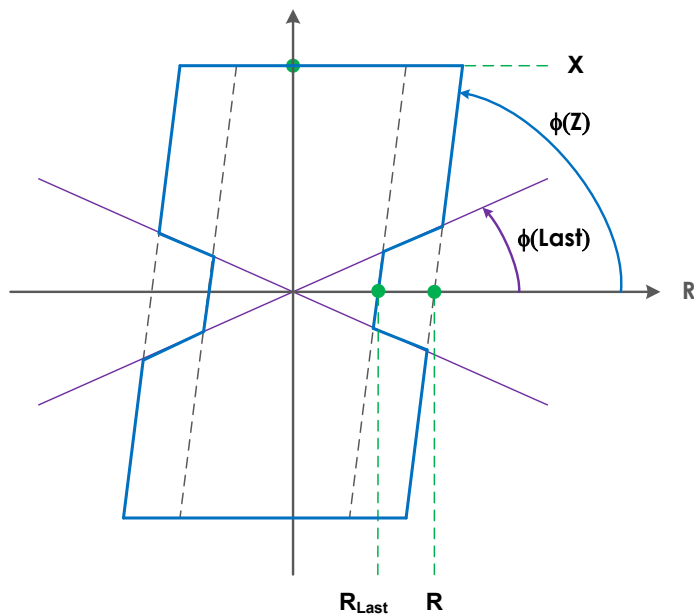


Abbildung 118: Kennlinie und Einstellwerte der Unterimpedanzanregung

In der nachfolgenden Abbildung sind die Hilfspunkte dargestellt, die zur Berechnung der polygonalen Anregekennlinie verwendet werden.

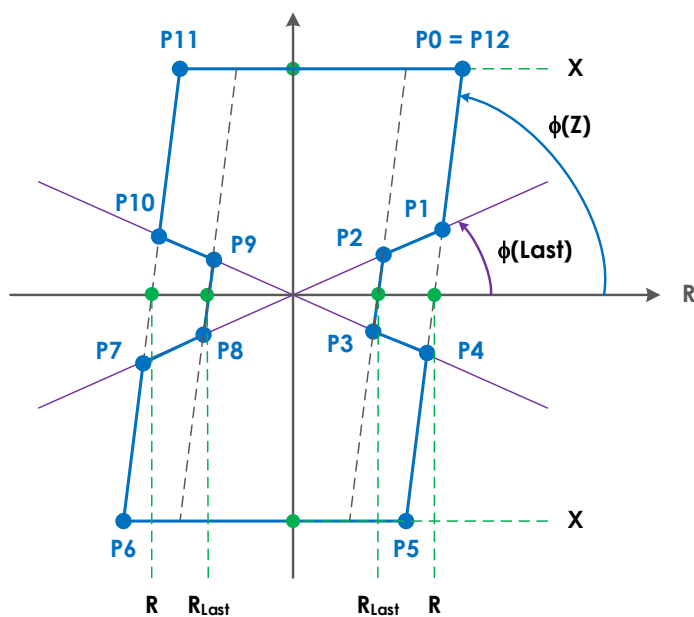


Abbildung 119: Kennlinie der Unterimpedanzanregung

Die Eckpunkte des Polygons und daraus die Kennlinie können mit den nachfolgenden Punkten P_n berechnet werden.

$$P_0 = \begin{pmatrix} R + \frac{X}{\tan(\phi(Z))} \\ X \end{pmatrix}$$

$$P_1 = \begin{pmatrix} R \cdot \frac{\sin(180^\circ - \phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Last))} \\ R \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Last))} \end{pmatrix}$$

$$P_2 = \begin{pmatrix} R_{Last} \cdot \frac{\sin(180^\circ - \phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Last))} \\ R_{Last} \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Last))} \end{pmatrix}$$

$$P_3 = \begin{pmatrix} R_{Last} \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last))} \\ -R_{Last} \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last))} \end{pmatrix}$$

$$P_4 = \begin{pmatrix} R \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last))} \\ -R \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Last))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last))} \end{pmatrix}$$

$$P_5 = \begin{pmatrix} R - \frac{X}{\tan(\phi(Z))} \\ -X \end{pmatrix}$$

$$P_6 = \begin{pmatrix} -\left(R + \frac{X}{\tan(\phi(Z))}\right) \\ -X \end{pmatrix}$$

$$P_7 = \begin{pmatrix} -R \cdot \frac{\sin(180^\circ - \phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Last))} \\ -R \cdot \frac{\sin(180^\circ - \phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Last))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Last))} \end{pmatrix}$$

$$P_8 = \begin{pmatrix} -R_{Last} \cdot \frac{\sin(180^\circ - \phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Last))} \\ -R_{Last} \cdot \frac{\sin(180^\circ - \phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Last))}{\sin(\phi(Z) - \phi(Last))} \end{pmatrix}$$

$$P_9 = \begin{pmatrix} -R_{Last} \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last))} \\ -R_{Last} \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Last))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last))} \end{pmatrix}$$

$$P_{10} = \begin{pmatrix} -R \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \cos(\phi(Last))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last))} \\ -R \cdot \frac{\sin(\phi(Z)) \cdot \sin(\phi(Last))}{\sin(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last))} \end{pmatrix}$$

$$P_{11} = \begin{pmatrix} - \left(R + \frac{X}{\tan(\phi(Z))} \right) \\ X \end{pmatrix}$$

$$P_{12} = P_0$$

Die resultierende Kennlinie der Unterimpedanzanregung kann grafisch zusammen mit der [polygonalen Impedanzauslösefläche](#) (Distanzzone) **X=f(R)** wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt dargestellt werden. Das **rote Kreuz** markiert die Lage der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} , die innerhalb der Anregekennlinie der Unterimpedanzanregung liegt, aber außerhalb der polygonalen Auslösekennlinien des Distanzschutzes.

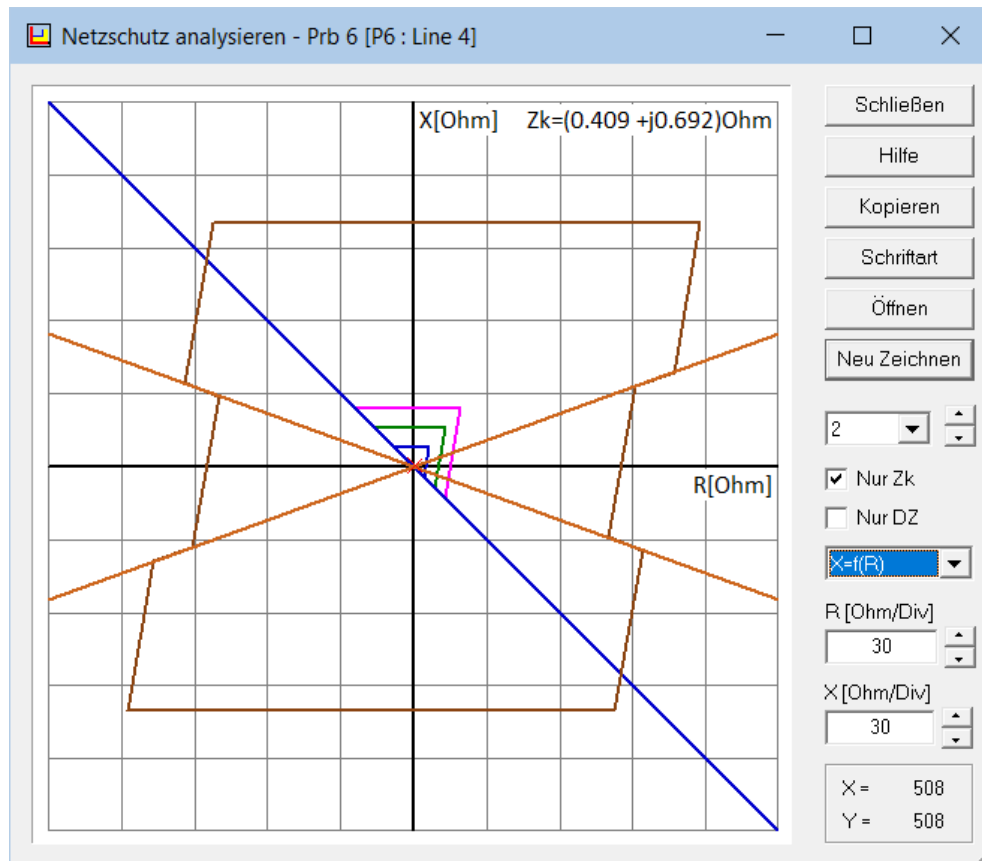


Abbildung 120: Distanzschutz – Kennlinie der Unterimpedanzanregung

Die Unterimpedanzanregung überprüft, ob eine oder mehrere der Mitimpedanzen der drei Leiter-Leiter- und drei Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen innerhalb der oben dargestellten Anregefläche liegen. Aus diesen Entscheidungen werden die nachfolgend definierten leiterselektiven Anregungen **Z< - Anregung L1, L2 oder L3** gebildet.

Messschleife	Bedeutung
Z_{L1E}	Anregung L1 = Z< - Anregung L1
Z_{L2E}	Anregung L2 = Z< - Anregung L2
Z_{L1E}	Anregung L3 = Z< - Anregung L3
Z_{L1L2}	Anregung L1 und L2 = Z< - Anregung L1 und L2
Z_{L2L3}	Anregung L2 und L3 = Z< - Anregung L2 und L3
Z_{L3L1}	Anregung L3 und L1 = Z< - Anregung L3 und L1

Tabelle 8: Leiterselektive Anregung in Abhängigkeit der Mitimpedanzen der Messschleifen

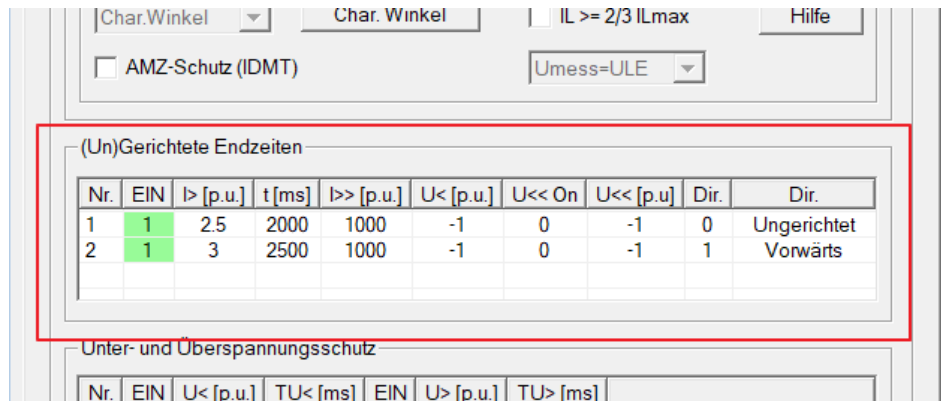
6.1.26.11.1 Freigabe durch die Fußpunktfreigabe $I_f >$

Der Entscheid der Unterimpedanzanregung wird nur dann freigegeben, wenn die [Fußpunktfreigabe](#) $I_f >$ erfolgte.

6.1.26.11.2 Start der Staffelzeiten der Endzeitstufen

Mit der Unterimpedanzanregung werden die Staffelzeiten **t [ms]** der [gerichteten und ungerichteten Endzeitstufen](#) gestartet, wenn der Vektor der Kurzschlussimpedanz nicht

in einer der Impedanzauslösefläche (Distanzzonen DZn) liegt. Die U/I-Anregungen der Endzeitstufen werden für die Unterimpedanzanregung und den daraus resultierenden Start der Staffelzeiten t [ms] nicht berücksichtigt. Die Unterimpedanzanregung verwendet lediglich die Staffelzeiten t [ms] der Endzeitstufen.



Nr.	EIN	$I >$ [p.u.]	t [ms]	$I >>$ [p.u.]	$U <$ [p.u.]	$U << On$	$U <<$ [p.u.]	Dir.	Dir.
1	1	2.5	2000	1000	-1	0	-1	0	Ungerichtet
2	1	3	2500	1000	-1	0	-1	1	Vorwärts

Abbildung 121: Endzeitstufen - Staffelzeiten t [ms] für die Unterimpedanzanregung

In der nachfolgenden Abbildung ist die Einbindung der Unterimpedanzanregung in das Anregesystem des Distanzschutzes und der Start der Zeitstufen der ungerichteten und gerichteten Endzeitstufen dargestellt. Es muss beachtet werden, dass die Unterimpedanzanregung die Staffelzeiten der Endzeitstufen nur dann startet, wenn der Einstellwert **EIN** wie oben gezeigt **EIN=1** beträgt und damit die jeweilige Endzeitstufe eingeschaltet ist (grüne Einfärbung der Zelle).

6.1.26.11.3 AUS-Kommando durch Unterimpedanzanregung in Endzeit

Die Unterimpedanzanregung erteilt nach Ablauf der Staffelzeit der Endzeitstufe ein AUS-Kommando, wenn

- der Vektor der vom Distanzschutz berechneten Kurzschlussimpedanz im Mitsystem Z_{lk} innerhalb der Anregefläche der Unterimpedanzanregung liegt

UND

- der Vektor der vom Distanzschutz berechneten Kurzschlussimpedanz im Mitsystem Z_{lk} nicht innerhalb der Auslösefläche einer aktivierten [polygonalen Impedanzauslösefläche](#) (Distanzzone DZn) liegt

UND

- die berechnete Kurzschlussrichtung identisch ist mit der eingestellten Kurzschlussrichtung der Endzeitstufe oder die Kurzschlussrichtung **Ungerichtet** eingestellt ist.

Diese Bedingung ist für die Kurzschlussimpedanz in Abbildung 120 erfüllt.

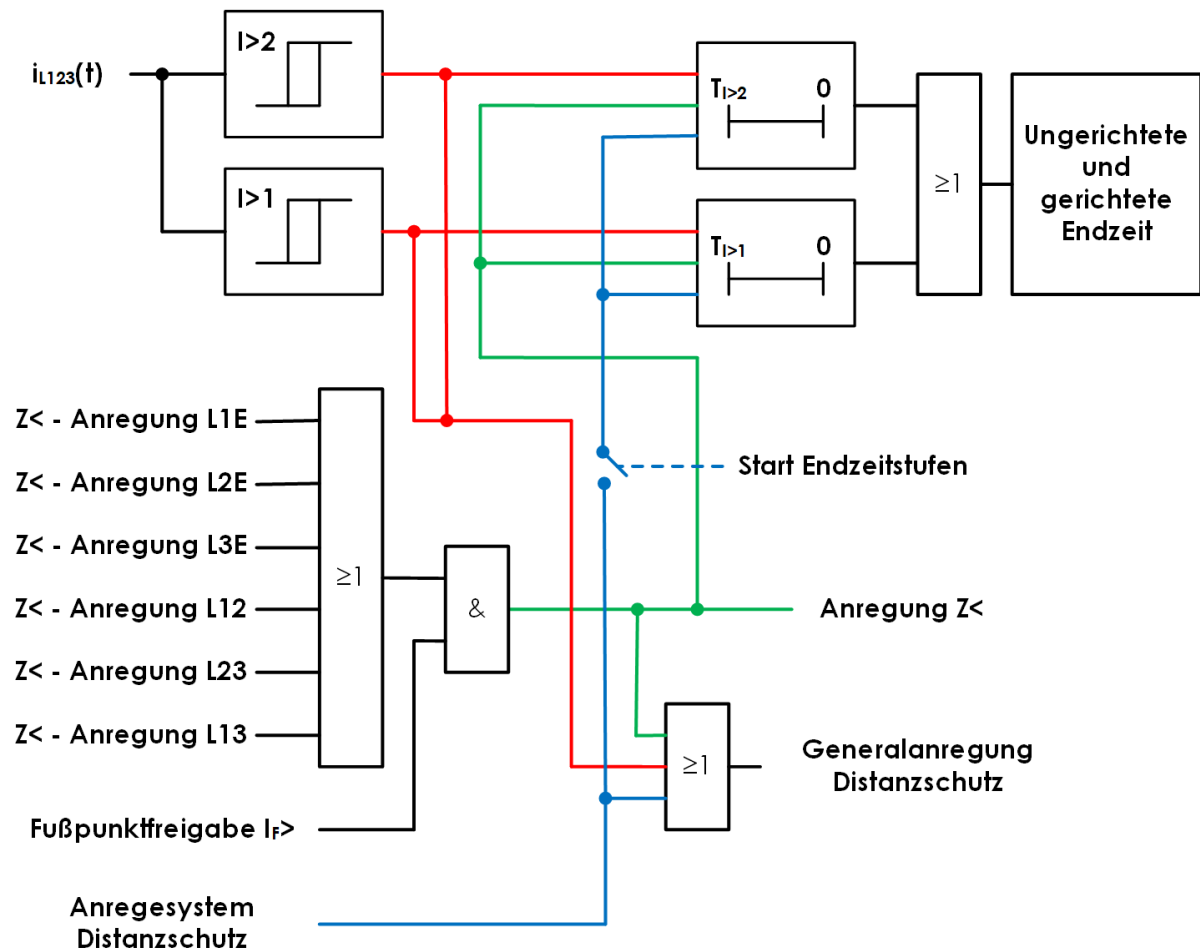


Abbildung 122: Unterimpedanzanregung und Generalanregung des Distanzschutzes

Die Kurzschlussrichtung wird die Methode der [Kurzschlussrichtungserkennung nach der Methode des Charakteristischen Winkels](#) verwendet. Zur Ermittlung der leiterselektiven Anregung wird Tabelle 8 verwendet.

6.1.26.11.4 Z< Det.: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Die Unterimpedanzanregung gibt folgende Meldungen im Fenster für **Netzschutzmeldungen** aus.

Unterimpedanzanregung $Z < Z_0$

```
PROT> P6 [Prb 6] Distanzschutz Z<-Anregung=inaktiv
```

Unterimpedanzanregung $Z < Z_0$

```
PROT> P6 [Prb 6] Distanzschutz GEN=1 Z<-Anregung=1: T=AUS (111111)
```

Bedeutung	
GEN	Generalanregung des Distanzschutzes
Z< - Anregung	1 = Anregung Z<, 0 = keine Anregung Z<
T	EIN : Zeitstufen der ungerichteten und/oder gerichteten Endzeit werden gestartet, falls diese eingeschaltet sind AUS : Zeitstufen werden nicht gestartet

(123456)	<p>Die einzelnen Stellen zeigen an, ob einer der sechs möglichen KS-Impedanzen \underline{Z}_{1k} innerhalb der Auslösefläche der Unterimpedanzanregung liegt oder nicht.</p> <ul style="list-style-type: none">▪ 1 = L1E▪ 2 = L2E▪ 3 = L3E▪ 4 = L12▪ 5 = L23▪ 6 = L31 <ul style="list-style-type: none">▪ 1 = KS-Impedanz liegt innerhalb der Anregefläche der Unterimpedanzanregung▪ 2 = sonst
-----------------	--

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „... AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

6.1.26.12 DIST: Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen

In der Registerkarte **Dist: UI-Det.** sind wie nachfolgend dargestellt in der Gruppe **(Un)Gerichtete Endzeitstufen** Einstellmöglichkeiten für Zeitstufen vorhanden, die als gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen oder auch als parallel zum Distanzschutz arbeitende Überstromzeitstufen verwendet werden können. Im Folgenden werden die Abkürzungen **I>1** und **I>2** für die gerichtet und ungerichtete Endzeitstufen verwendet.

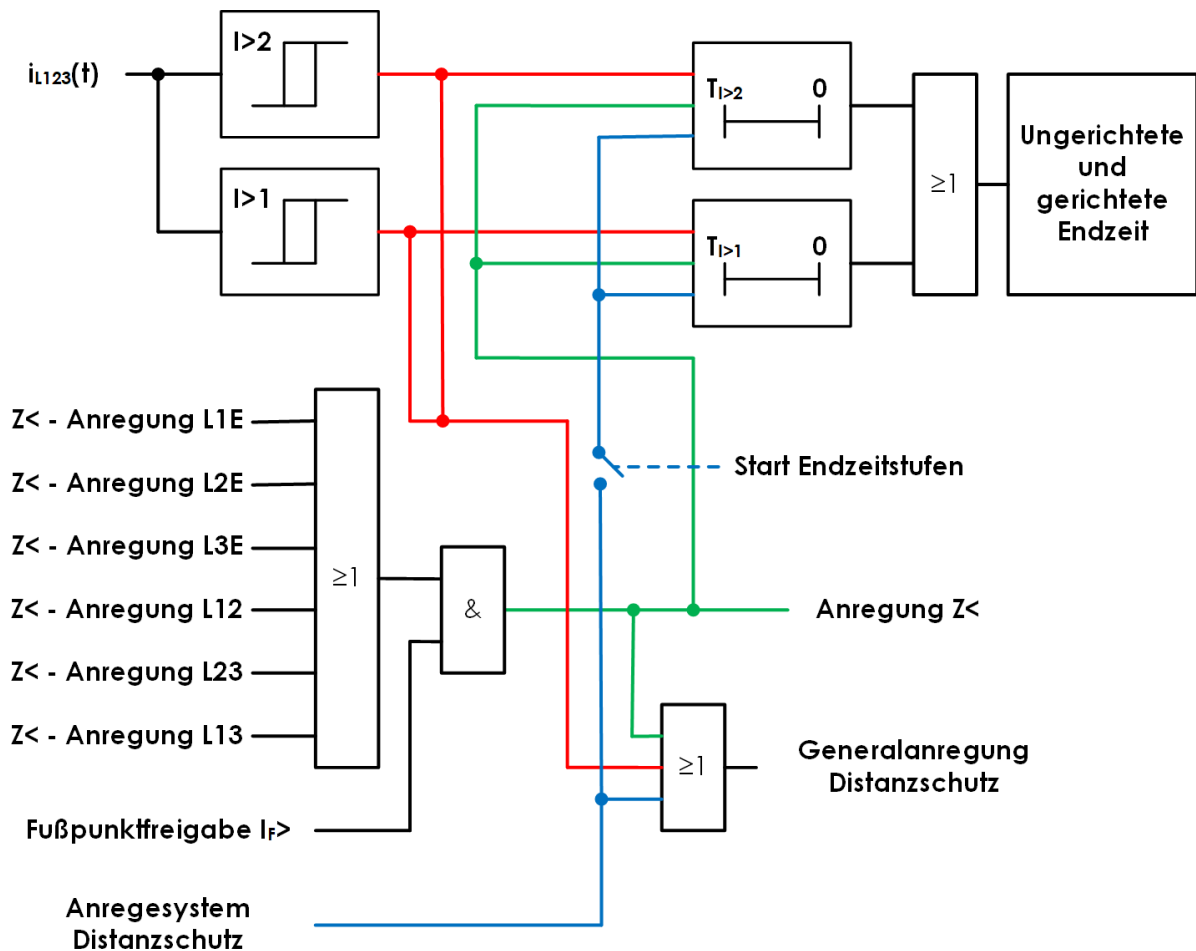


Abbildung 123: Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen

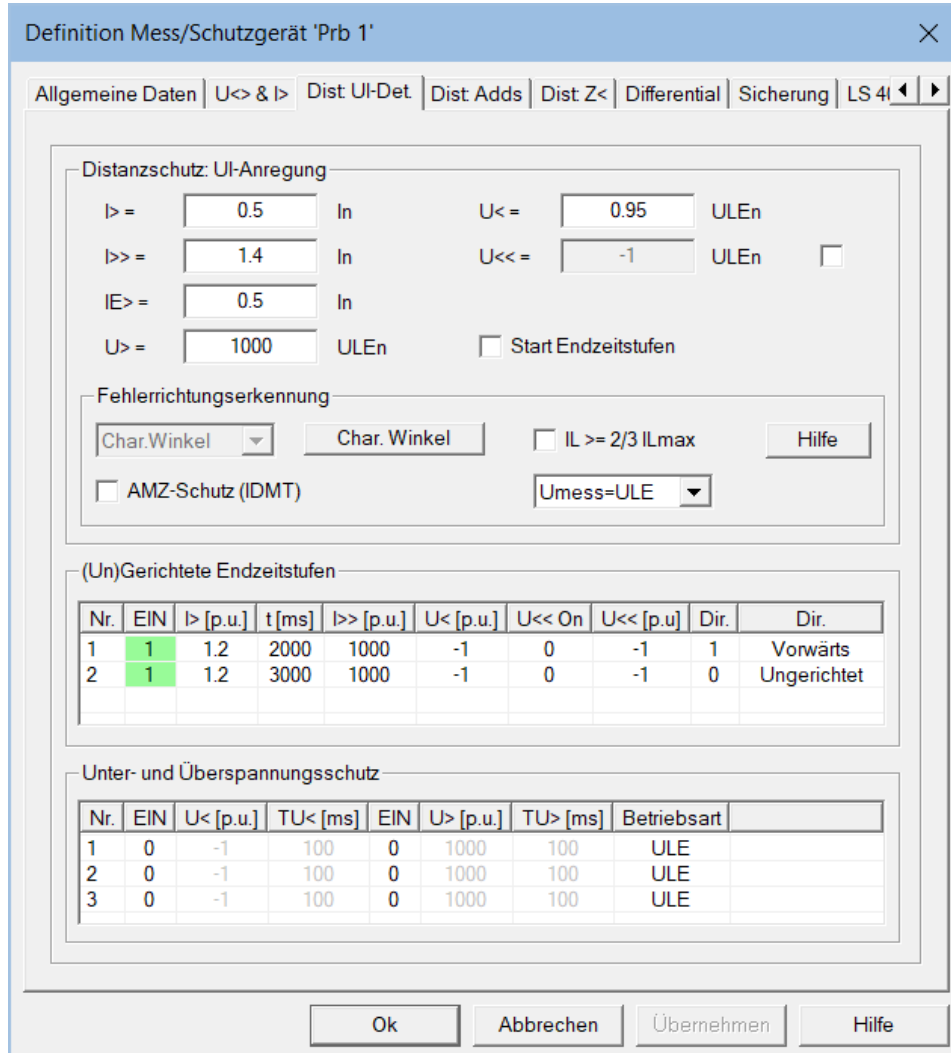
Die Zeitstufen können mit einer Kurzschlussrichtung **Dir.** und einer Staffelzeit **t[ms]** identisch zum **Anregesystem des Distanzschutzes** eingestellt werden. So ist auch die Einstellung der **U/I-Anregekennlinie** möglich.

Einstellwert	Bedeutung
Dir. = 0	Kurzschlussrichtung: ungerichtet
Dir. = 1	Kurzschlussrichtung: vorwärts
Dir. = 2	Kurzschlussrichtung: rückwärts
Start Endzeitstufen	Die Staffelzeiten der Endzeitstufen werden optional durch die UI-Anregung des Distanzschutzes gestartet.

Der Start der Zeitstufen erfolgt

- entweder durch die UI-Anregekennlinie der Endzeitstufen oder

- durch die Anregung des Distanzschutzsystems, wenn der Einstellwert **Start Endzeitstufen** aktiviert ist oder
- durch die [Unterimpedanzanregung](#).



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Allgemeine Daten | U<> & I> | **Dist UI-Det.** | Dist Adds | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 4 |

Distanzschutz: UI-Anregung

I> = 0.5 In U< = 0.95 ULEn

I>> = 1.4 In U<< = -1 ULEn ☐

IE> = 0.5 In

U> = 1000 ULEn ☐ Start Endzeitstufen

Fehlerrichtungserkennung

Char. Winkel Char. Winkel ☐ IL >= 2/3 ILmax Hilfe

☐ AMZ-Schutz (IDMT) Umess=ULE

(Un)Gerichtete Endzeitstufen

Nr.	EIN	I> [p.u.]	t [ms]	I>> [p.u.]	U< [p.u.]	U<< On	U<< [p.u.]	Dir.	Dir.
1	1	1.2	2000	1000	-1	0	-1	1	Vorwärts
2	1	1.2	3000	1000	-1	0	-1	0	Ungerichtet

Unter- und Überspannungsschutz

Nr.	EIN	U< [p.u.]	TU< [ms]	EIN	U> [p.u.]	TU> [ms]	Betriebsart
1	0	-1	100	0	1000	100	ULE
2	0	-1	100	0	1000	100	ULE
3	0	-1	100	0	1000	100	ULE

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 124: Ungerichtete und gerichtete Endzeiten I>2 und I>3 des Distanzschutzes

Hinweise zum Start der Zeitstufen der Endzeitstufen

- Sollen die Endzeitstufen nicht durch die U/I-Anregungen wie in der obigen Abbildung dargestellt gestartet werden, so müssen die Einstellwerte der I>- und U<-Anregung entsprechend netzphysikalisch inaktiv, z.B. I> = 1000·I_n und U< = -1·U_n gewählt werden.
- Die Unterspannungsanregung U<< kann entweder mit dem Einstellwert **U<< On** oder netzphysikalisch inaktiv U<< = -1·U_n eingestellt werden.
- Soll die [Unterimpedanzanregung](#) die Zeitstufen nicht starten, so muss die Unterimpedanzanregung in der Registerkarte **Z< Def.** deaktiviert werden.

6.1.26.13 DIST: Polygonkennlinie (polygonale Impedanzauslösefläche)

Die polygonale Impedanzauslösefläche der Distanzschutzfunktion wird für jede Distanzzone in der Registerkarte **Distanzschutz** eingestellt. Die Impedanzen sind wie in der Netzschutztechnik üblich Sekundärimpedanzen. Es können aber auch Primärimpedanzen verwendet werden, wenn die Strom- und Spannungswandler in der Registerkarte bzgl. des Impedanzübersetzungsverhältnisses neutral eingestellt werden. Wie beim Distanzschutz üblich wird die Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ zwischen Messort und dem Kurzschlussort berechnet und mit der Impedanzauslösefläche, die oft auch als Auslösepolygon bezeichnet wird, verglichen.

Die Polygonkennlinie kann sowohl während der **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

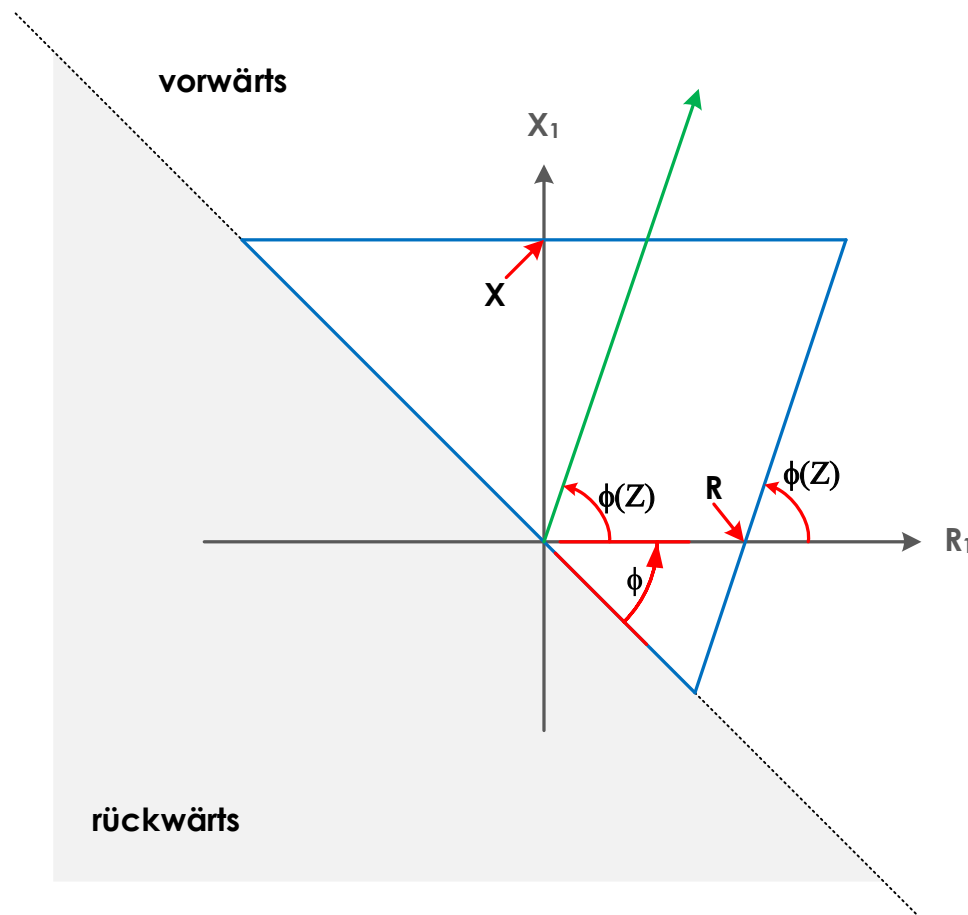
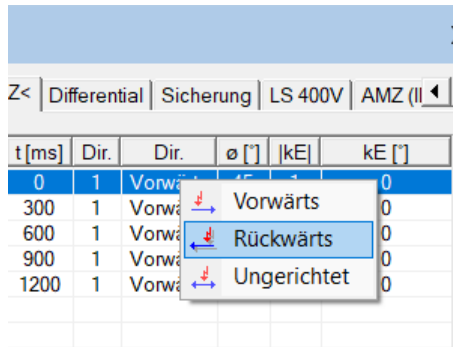


Abbildung 125: Polygonale Auslösefläche der Distanzschutzfunktion

Einstellwert	Bedeutung
Nr.	Nummer der Distanzzone (nicht veränderbar)
EIN	= 1: Distanzzone aktiv = 0: Distanzzone inaktiv Berechnung dynamischer Netzvorgänge Ist eine Distanzzone deaktiviert, so werden in der MODELS -Software für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge alle Eckpunkte des Auslösepolygons auf die Koordinate des Ursprungs, d.h. (0,0)

	<p>gesetzt. Im Grenzfall einer berechneten Kurzschluss-Mitimpedanz $Z_{lk} = 0,0 \text{ Ohm}$ könnte es zu einer unzulässigen Auslösung kommen.</p> <p>Xsek [Ohm] Rsek [Ohm]</p> <p>Sekundäre Reaktanz X_1 des Mitsystems Sekundäre Resistanz R_1 des Mitsystems Die physikalische Bedeutung der Einstellwerte wird durch die Wahl der primären und sekundären Nennspannungen und Nennströme der Spannungs- und Stromwandler sowie des Gerätetyps verändert.</p>
$\phi(Z)$ [°]	<p>Impedanzwinkel des zu schützenden Betriebsmittels z.B. einer Leitung oder eines Transformators Üblicherweise wird der Impedanzwinkel aus der Mitimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels berechnet.</p>
t [ms]	Staffelzeit der Distanzzone
Dir.	<p>Messrichtung (Kurzschlussrichtung) der Distanzzone Zur Ermittlung der Kurzschlussrichtung wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) vorausgesetzt. Die Richtung des roten Messpfeils definiert die positive Stromfluss- bzw. Leistungsflussmessrichtung.</p> <ul style="list-style-type: none"> 0 : Ungerichtet = Vorwärts ODER Rückwärts 1 : Vorwärts 2 : Rückwärts <p>Die eingestellte Kurzschlussrichtung wird in einer weiteren Spalte als Text angezeigt. Durch einen Left Mouse Button Click auf eine Zelle dieser Spalte wird ein kontextsensitives Menü zur Auswahl der Kurzschlussrichtung angezeigt.</p> 
ϕ [°]	Winkel der Richtungsgerade der Distanzzone gegenüber der horizontalen Bezugsachse des Polygons
 kE 	Betrag des Erdstromkompensationsfaktors der Distanzzone
kE [°]	<p>Winkel des Erdstromkompensationsfaktors der Distanzzone</p> <ul style="list-style-type: none"> Der Erdstromkompensationsfaktor muss auf die Sekundärseite der Spannungswandler und Stromwandler bezogen berechnet werden. Der Erdstromkompensationsfaktor der 1. Distanzzone wird automatisch für alle Distanzzonen verwendet.

6.1.26.13.1 Berechnung der polygonalen Impedanzauslösefläche

Der in der Distanzschutzfunktion implementierte Algorithmus überprüft, ob die berechnete Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife Z_{1k} innerhalb der Auslösefläche liegt. Dazu werden die Eckpunkte der polygonalen Impedanzauslösefläche (im Folgenden auch als Polygon oder Auslösefläche bezeichnet) berechnet, die aus den Einstellwerten ermittelt werden können.

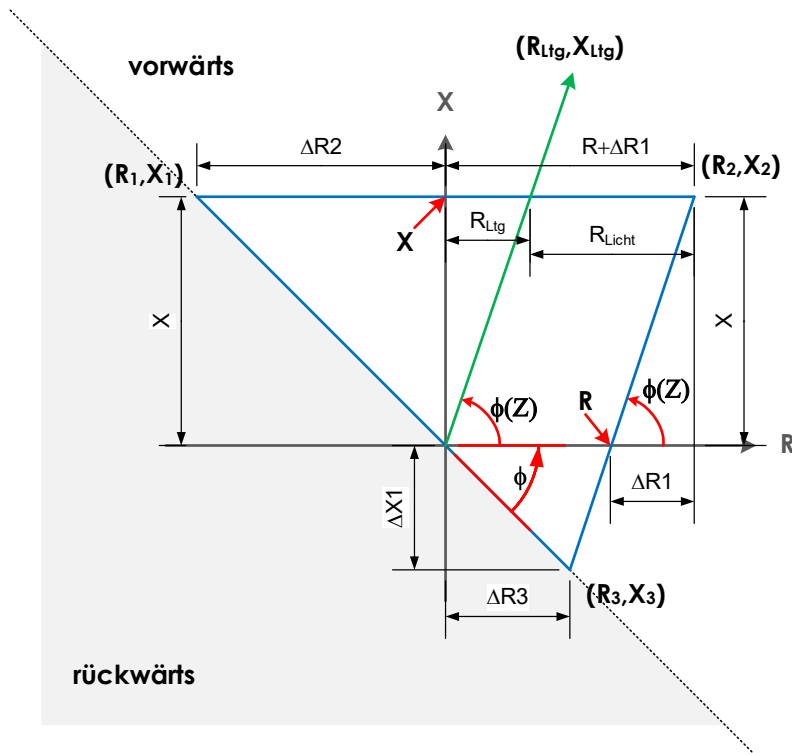


Abbildung 126: Berechnung der polygonalen Auslösefläche der Distanzschutzfunktion

$$\Delta R_1 = \frac{X}{\tan(\phi(Z))}$$

$$\Delta R_2 = X \cdot \tan(90^\circ - \phi)$$

Für die Richtungsgerade gilt:

$$X = -\tan(\phi) \cdot R$$

Für die Impedanzgerade des Schutzobjektes gilt:

$$X = \tan(\phi(Z)) \cdot R$$

Daraus ergibt sich für die Impedanzgeraden der parallel nach rechts verschobenen Begrenzung des Polygons (mit Nulldurchgang in $(R, 0)$):

$$X = \tan(\phi(Z)) \cdot (R - R_{Licht})$$

Sucht man jetzt den Wert R des Schnittpunktes der Richtungsgeraden und der rechten Begrenzungsgeraden des Polygons, so kann im Schnittpunkt $(\Delta R_3, \Delta X_1)$ der Gleichungen der Wert ΔR_3 berechnet werden:

$$\Delta X_1 = -\tan(\phi) \cdot \Delta R_3$$

$$\Delta X_1 = \tan(\varphi(Z)) \cdot (\Delta R_3 - R_{Licht})$$

$$-\tan(\phi) \cdot \Delta R_3 = \tan(\varphi(Z)) \cdot (\Delta R_3 - R_{Licht})$$

$$-\tan(\phi) \cdot \Delta R_3 = \tan(\varphi(Z)) \cdot \Delta R_3 - \tan(\varphi(Z)) \cdot R_{Licht}$$

$$\tan(\phi) \cdot \Delta R_3 = -\tan(\varphi(Z)) \cdot \Delta R_3 + \tan(\varphi(Z)) \cdot R_{Licht}$$

$$(\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))) \cdot \Delta R_3 = \tan(\varphi(Z)) \cdot R_{Licht}$$

$$\Delta R_3 = \frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))} \cdot R_{Licht}$$

Es kann nun der Wert ΔX_1 berechnet werden.

$$\Delta X_1 = -\tan(\phi) \cdot \frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))} \cdot R_{Licht}$$

Daraus folgt für die Eckpunkte des Polygons:

$$(R_1, X_1) = ((-1 \cdot \Delta R_2), X) = (-1 \cdot X \cdot \tan(90^\circ - \phi), X)$$

$$(R_2, X_2) = (R + \Delta R_1, X) = \left(R + \frac{X}{\tan(\phi(Z))}, X \right)$$

$$(R_3, X_3) = (\Delta R_3, \Delta X_1) = \left(\frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))} \cdot R_{Licht}, -\tan(\phi) \cdot \frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))} \cdot R_{Licht} \right)$$

$$(R_3, X_3) = \left(\frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi) + \tan(\varphi(Z))} \cdot R_{Licht}, \frac{-\tan(\phi) \cdot R_{Licht}}{1 + \frac{\tan(\phi)}{\tan(\varphi(Z))}} \right)$$

6.1.26.13.2 Polygon für Kurzschlussrichtung vorwärts, rückwärts und ungerichtet

Das Polygon der Kurzschlussrichtung **rückwärts** kann aus dem Polygon der Kurzschlussrichtung **vorwärts** durch eine Drehung um 180° und umgekehrt berechnet werden (Drehsymmetrie). Für die Kurzschlussrichtung **ungerichtet** wird geprüft, ob der Vektor der berechneten Kurzschlussimpedanz in dem Polygon der Kurzschlussrichtung **vorwärts** ODER dem Polygon der Kurzschlussrichtung **rückwärts** liegt.

6.1.26.14 DIST: Kreiskennlinie

Die Kreiskennlinie der Distanzschutzfunktion wird für jede Distanzzone mit den in der Tabelle in Registerkarte **Distanzschutz** eingestellt. Die Impedanzen sind Sekundärimpedanzen. Es können aber auch Primärimpedanzen verwendet werden, wenn die Strom- und Spannungswandler neutral eingestellt werden. Wie beim Distanzschutz üblich wird die Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ zwischen Messort und dem Kurzschlussort berechnet und mit der Auslösefläche verglichen. Die in ATPDesigner implementierte Kreiskennlinie entspricht der in Abbildung 128 dargestellten Kreiskennlinie.

⇒ Die Kreiskennlinie kann nur für die **Berechnung stationärer Netzzustände** verwendet werden.

Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 3'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Dist: UI-Det. | Dist: Z< | Differential | Sicherung | LS 400V | AMZ ◀ ▶

Nr.	EIN	Zsek [Ohm]	β [°]	Lichtbogen	$\alpha(Z)$ [°]	t [ms]	Dir.	Dir.	α [°]
1	1	9.43398	45	0	80	0	1	Vorwärts	45
2	0	18.868	45	0	80	300	1	Vorwärts	45
3	0	28.3019	45	0	80	600	1	Vorwärts	45
4	0	37.7359	45	0	80	900	1	Vorwärts	45
5	0	47.1699	45	0	80	1200	1	Vorwärts	45
6	0	56.6039	45	0	80	1500	1	Vorwärts	45
7	0	66.0379	45	0	80	1800	1	Vorwärts	45
8	0	75.4718	45	0	80	2100	1	Vorwärts	45

Impedanzalgorithmus (dyn.)
McInnes/Morrison

Impedanzalgorithmus (stat.)
A1: $kE = Z_E / Z_1$

Z< Messschleife LLE
LL

Impedanzkennlinie
Kreis

Gerätetyp
Standard

Spannungs- und Stromwandler

Unprim = 0.1 kV
Unsek = 100 V
Inprim = 1 A
Insek = 1 A

Schutzobjekt

R1sek = 1e+15 Ohm
Z1sek = 1e+15 Ohm

Berechnung der Mitimpedanz Z1 für 1pE-Fehler

| kE | = 1 RE/R1 = 1
 ϕ (kE) = 0 ° XE/X1 = 1

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 127: Registerkarte **Distanzschutz** mit Auslösefläche **Kreis**

Einstellwert	Bedeutung
Z_{sek}	Betrag der Impedanz der Kreiskennlinie (= Z _n in Abbildung 128)
β [°]	Startwinkel der Lichtbogenreserve
Lichtbogen	<ul style="list-style-type: none"> 0 = ohne Lichtbogenreserve 1 = mit Lichtbogenreserve
φ(Z) [°]	Impedanzwinkel des zu schützenden Netzwerkelementes
t [ms]	Staffelzeit der Distanzzone
Dir.	Messrichtung (Kurzschlussrichtung) der Distanzzone <ul style="list-style-type: none"> 0 : Ungerichtet = Vorwärts ODER Rückwärts 1 : Vorwärts 2 : Rückwärts
φ [°]	Winkel der Richtungsgeraden der Distanzzone

Die Einstellwerte der Kreiskennlinie wurden wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt in Anlehnung an die Kreiskennlinie von Distanzschutzprodukten der Fa. Schneider-Electric definiert.

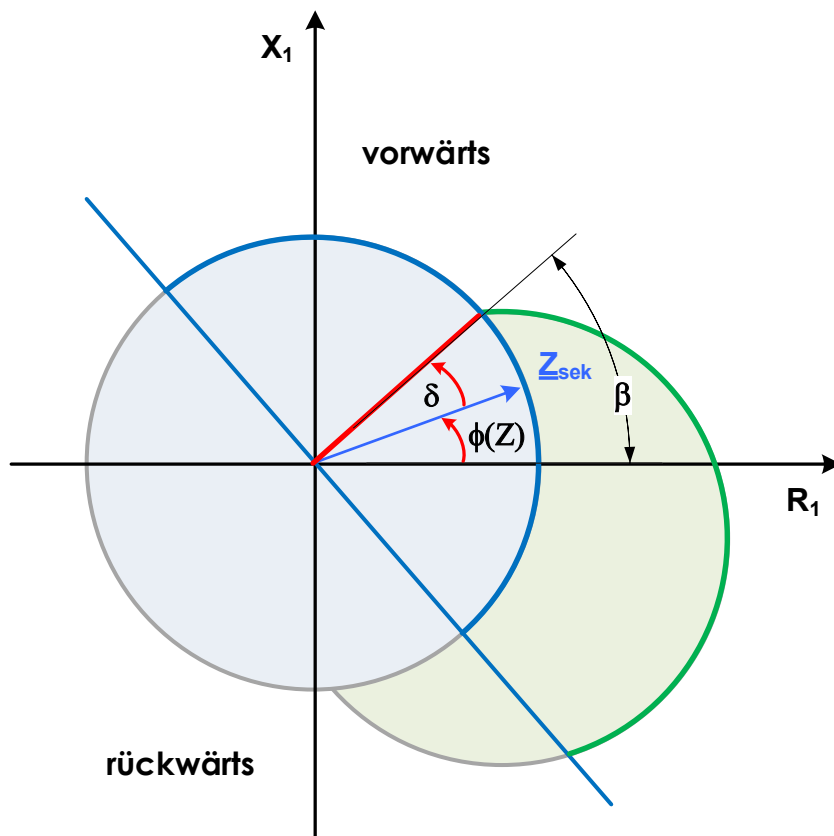


Abbildung 128: Kreiskennlinie der Distanzschutzfunktion (Quelle: Schneider-Electric, P433)

Der berechnete Betrag der Kurzschlussimpedanz wird mit dem eingestellten Impedanzbetrag der Distanzzone verglichen. Ist der berechnete Betrag der Kurzschlussimpedanz kleiner oder gleich dem eingestellten Impedanzbetrag, so erfolgt ein AUS-Kommando der entsprechenden Distanzzone.

6.1.26.14.1 Lichtbogenreserve

Ist die Lichtbogenreserve mit **Lichtbogen = 1** aktiviert, so wird der Betrag der berechneten Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_k korrigiert.

$$Z_{k,korr} = \frac{Z_k}{1 + \sin(\delta)}$$

Der Parameter δ berechnet sich wie folgt.

$$-45^\circ < \varphi_Z < \beta \Rightarrow \delta = \beta - \varphi_Z$$

$$135^\circ < \varphi_Z < (\beta + 180^\circ) \Rightarrow \delta = \beta - \varphi_Z + 180^\circ$$

6.1.26.15 DIST: MHO-Kennlinie

Die MHO-Kennlinie ist nicht verfügbar.

6.1.26.16 DIST: Fußpunktfreigabe I_F der Impedanzberechnung

Die Impedanzberechnung wird durch die **Fußpunktfreigabe I_F** freigegeben. Dabei wird zwischen der **globalen Freigabe der Impedanzberechnung** und der **Freigabe der Impedanzmessschleifen** unterschieden. Durch die Fußpunktfreigabe soll verhindert werden, dass bei sehr kleinen Strömen sehr große Scheinimpedanzen berechnet werden, die ggfs. zu Überfunktionen führen können.

6.1.26.16.1 Globale Freigabe der Impedanzberechnung

Überschreitet mindestens einer der Beträge der Leiterströme I_{L123} die Fußpunktfreigabe I_F , so wird die Berechnung der Impedanzen global freigegeben. Sonst werden die Impedanzen der Messschleifen zu 0Ω gesetzt und die Entschiede der Distanzzonen als ungültig definiert.

$$I_F >_{global} = (I_{L1} > I_F) \text{ ODER } (I_{L2} > I_F) \text{ ODER } (I_{L3} > I_F)$$

$I_F >_{global} = \text{TRUE}$: Globale Freigabe der Impedanzberechnung erteilt

6.1.26.16.2 Freigabe der Impedanzmessschleife

Ist die globale Freigabe der Impedanzberechnung erteilt, so wird dann die Impedanz einer Impedanzmessschleife berechnet und zur Ermittlung des Distanzzonenentscheides verwendet, wenn die Beträge der Leiterströme der zur Impedanzmessschleife gehörenden Leiter größer als die Fußpunktfreigabe I_F sind.

- Beispiel: **2p-Kurzschluss L1-L2**
 - Globale Fußpunktfreigabe, wenn $(I_{L1} > I_F) \text{ ODER } (I_{L2} > I_F) \text{ ODER } (I_{L3} > I_F)$
 - Freigabe Impedanzberechnung und Distanzzonenentscheid, wenn $(I_{L1} > I_F) \text{ UND } (I_{L2} > I_F) \text{ UND globale Fußpunktfreigabe}$
- Beispiel: **1pE-Kurzschluss L1-E**
 - Globale Fußpunktfreigabe, wenn $(I_{L1} > I_F) \text{ ODER } (I_{L2} > I_F) \text{ ODER } (I_{L3} > I_F)$
 - Freigabe Impedanzberechnung und Distanzzonenentscheid, wenn $(I_{L1} > I_F) \text{ UND globale Fußpunktfreigabe}$

KEINE Fußpunktfreigabe in Leiter L1, L2 oder L3	Zurücksetzen der berechneten Impedanzen der Mess- schleifen Leiter-Erde und Leiter-Leiter
$I_{L1} \leq I_F >$	$Z_{L1E} = 0\Omega, Z_{L1L2} = 0\Omega, Z_{L3L1} = 0\Omega$
$I_{L2} \leq I_F >$	$Z_{L2} = 0\Omega, Z_{L1L2} = 0\Omega, Z_{L2L3} = 0\Omega$
$I_{L3} \leq I_F >$	$Z_{L3} = 0\Omega, Z_{L2L3} = 0\Omega, Z_{L3L1} = 0\Omega$

Tabelle 9: Rücksetzen der Messschleifenimpedanzen abhängig von der Fußpunktfreigabe

6.1.26.17 DIST: Leiterbevorzugung beim 2pE - Z< Messschleife LLE

Im Falle eines 2pE-Fehlers kann festgelegt werden, ob die Leiter-Leiter- oder eine der Leiter-Erd-Messschleifen zur Berechnung der Mitimpedanz verwendet werden. Diese Einstellmöglichkeit wird auch Leiterbevorzugung genannt. Die Leiterbevorzugung wird auch bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** angewendet.

Einstellwert	Bedeutung
LL	Auswahl der Leiter-Leiter-Messschleife
LE (voreilend)	Auswahl der voreilenden Leiter-Erd-Messschleife
LE (nacheilend)	Auswahl der nacheilenden Leiter-Erd-Messschleife

6.1.26.17.1 DIST: Leiterbevorzugung 2pE für dynamische Netzvorgänge

Mit Hilfe des Einstellwertes kann z.B. im Falle einer kompensierten Sternpunktbehandlung einer der beiden Fußpunkte des 2pE-Kurzschluss angeschaltet werden.

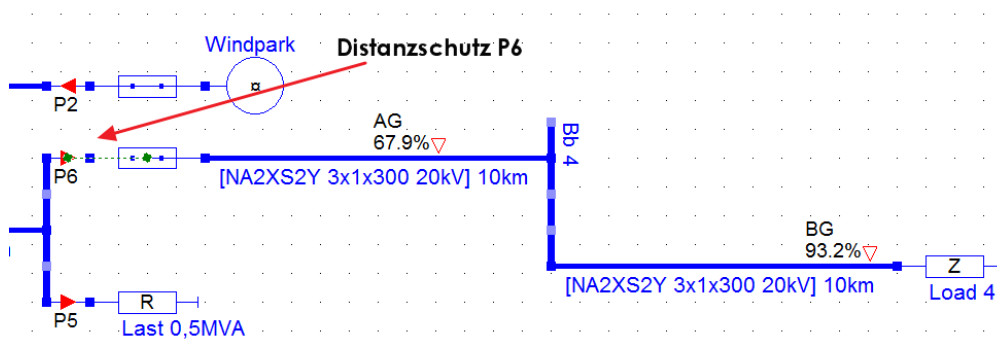


Abbildung 129: Beispiel: Mess/Schutzgerät P6 mit Distanzschutz beim 2pE-Kurzschluss

In obiger Abbildung wird die **Arbeitsweise der Leiterbevorzugung** hinsichtlich der Auswahl der Impedanzmessschleifen verdeutlicht. Die Überstromanregung des **Distanzschutzes am Messort P6** wurde so eingestellt, dass ein 1pE-Kurzschluss am Ende der 2. 10km langen Leitung sicher erkannt wird. Die 1. Distanzzone ist auf 85% der gesamten

Leitungslänge von 20km mit einer Staffelzeit von 0ms (Schnellzeit) eingestellt, die 2. Distanzzone auf 110% der gesamten Leitungslänge und einer Staffelzeit vom 300ms. Die 2. Distanzzone soll als Reserveschutzzone wirken.

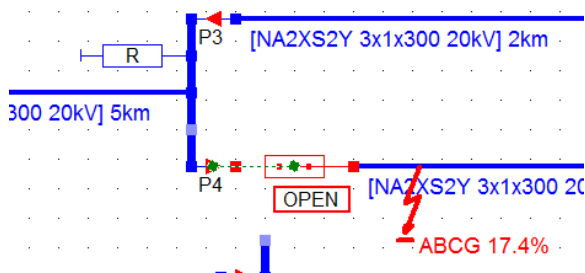


Abbildung 130: Distanzschutz: Anzeige des geöffneten Leistungsschalters

ATPDesigner zeigt den geöffneten [Schalter](#), der mit dem Distanzschutz verbunden ist, in der Netzgrafik farbig und durch das Textelement **OPEN** an.

Im Falle der [Berechnung dynamischer Netzvorgänge](#) wird das AUS-Kommando **OPEN** am Schalter Switch angezeigt. Bei der Berechnung eines stationären Netzzustandes wird das AUS-Kommando am [Mess/Schutzgerät](#) angezeigt.

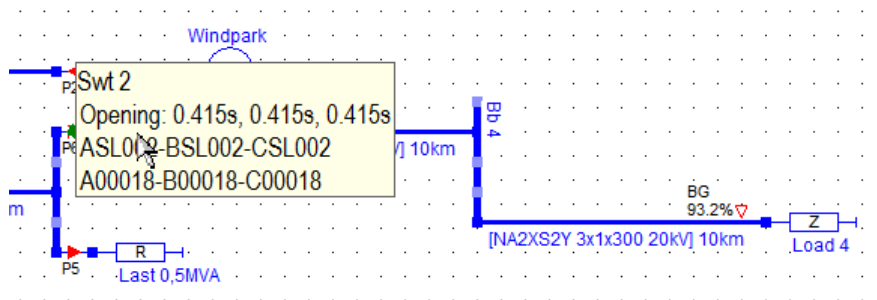


Abbildung 131: Distanzschutz: Anzeige der polselektiven AUS-Kommandozeit

Wird der Cursor über dem Leistungsschalter positioniert, so wird die polselektive AUS-Kommandozeit in einem Tooltip angezeigt.

- ⇒ Die angezeigte **AUS-Kommandozeit** ist als Schaltzeitpunkt im Sinne einer absoluten Zeitangabe zu verstehen, der auf **den Beginn der Simulation, d.h. $t = 0$ ms** bezogen ist, nicht auf den Kurzschlusseintritt oder die Anregung des Distanzschutzsystems. Der Fehlereintrittszeitpunkt muss subtrahiert werden, um die Schnellzeit ermitteln zu können.

Die Anregemeldungen des Distanzschutzes am Messort P6 zeigt einen 2-poligen Kurzschluss mit Erdberührung L12E. Abhängig von der Leiterbevorzugung ergibt sich folgende Messschleifenauswahl.

Einstellwert	Bedeutung
LL	Auswahl der Leiter-Leiter-Messschleife
LE (voreilend)	Auswahl der voreilenden Leiter-Erd-Messschleife
LE (nacheilend)	Auswahl der nacheilenden Leiter-Erd-Messschleife

- **Z< Messschleife LLE: LL**
Auswahl der Leiter-Leiter-Messschleife L12
- **Z< Messschleife LLE: LE (voreilend)**
Auswahl der voreilenden Leiter-Erd-Messschleife L1E
- **Z< Messschleife LLE: LE (nacheilend)**
Auswahl der nacheilenden Leiter-Erd-Messschleife L2E

Der Distanzschutz berechnet für die ausgewählte Messschleife die Mitimpedanz \underline{Z}_{1k} und beurteilt den Impedanzwert in Bezug auf das Auslösepolygon. Die korrekte Auswahl kann im Beispiel von Abbildung 129 einfach durch die AUS-Kommandozeiten beurteilt werden.

- **Z< Messschleife LLE: LE (voreilend)**
Die Mitimpedanz \underline{Z}_{1k} der Messschleife L1E liegt innerhalb der 1. Distanzzone. Das AUS-Kommando erfolgt zum Zeitpunkt 415ms. Bei einer eingestellten fehlerfreien Vorlaufzeit 20 Perioden (Kapitel 6.4.1) und einer Staffelzeit von 0ms, beträgt die AUS-Kommandozeit des Distanzschutzes ca. 15ms nach Kurzschlusseintritt.
- **Z< Messschleife LLE: LE (nacheilend)**
Die Mitimpedanz \underline{Z}_{1k} der Messschleife L2E liegt innerhalb der 2. Distanzzone. Das AUS-Kommando erfolgt zum Zeitpunkt 708ms. Bei einer eingestellten fehlerfreien Vorlaufzeit 20 Perioden (Kapitel 6.4.1) und einer Staffelzeit von 300ms, beträgt die AUS-Kommandozeit des Distanzschutzes ca. 308ms nach Kurzschlusseintritt.
- **Z< Messschleife LLE: LL**
Die Beurteilung der Einstellung Leiterbevorzugung ist schwieriger. Der Distanzschutz wählt hier die Messschleife L12 aus. Die Mitimpedanz \underline{Z}_{1k} ist abhängig von beiden Fußpunkten des 2pE-Fehlers. In dem gewählten Beispiel erfolgt das AUS-Kommando zum Zeitpunkt 708ms. Die Mitimpedanz der Messschleife \underline{Z}_{1k} liegt also in der 2. Distanzzone.



Abbildung 132: Distanzschutz: Auslöseverhalten beim 2pE-Kurzschluss mit LE (voreilend)

Obige Abbildung zeigt beispielhaft das zeitliche Auslöseverhalten des Distanzschutzes für das Beispiel in Abbildung 129 für die Leiterbevorzugung **LE (voreilend)**. Die **magenta Linie** ist das zeitliche Verhalten der Generalanregung, die **orange Linie** des AUS-Kommandos.

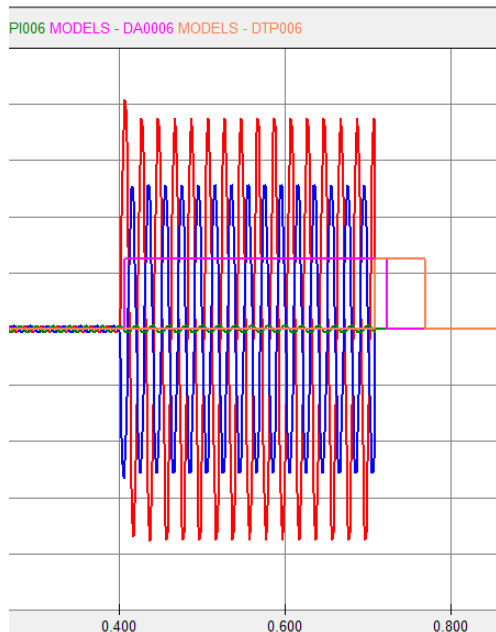


Abbildung 133: Distanzschutz: Auslöseverhalten beim 2pE-Kurzschluss mit LE (voreilend)

Abbildung 133 zeigt beispielhaft das zeitliche Auslöseverhalten des Distanzschutzes für das Beispiel in Abbildung 129 für die Leiterbevorzugung **LE (voreilend)**. Die **magenta Linie** ist das zeitliche Verhalten der Generalanregung, die **orange Linie** des AUS-Kommandos. Das zeitliche Signal der Generalanregung und des AUS-Kommandos wurde mit einem Multiplikationsfaktor 1000 skaliert.

6.1.26.18 DIST: Messschleifenauswahl für das interne AUS-Signal (Distanz-AUS)

Zur Ermittlung des internen AUS-Kommandos werden je nach Anregung eine oder mehrere der sechs möglichen Impedanzmessschleifen Leiter-Leiter und Leiter-Erde ausgewertet. Das interne AUS-Kommando wird nur dann erzeugt, wenn bei der entsprechenden Anregung die Mitimpedanz der Impedanzmessschleifen innerhalb der Auslösefläche einer Distanzzone liegt und die zugehörige Staffelzeit abgelaufen ist.

Das **interne AUS-Kommando** wird generiert, wenn

1. eine Generalanregung vorliegt UND
2. mindestens einer der Mitimpedanzen der sechs Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen innerhalb der Auslösefläche einer Distanzzone liegt UND
3. kein AUS-Kommando ansteht UND
4. die Staffelzeit der Distanzzone abgelaufen ist UND
5. die Fußpunktfreigabe I_F in den zugehörigen Leiterströmen erkannt wurde.

Im Falle der **Berechnung des stationären Netzzustandes** wird davon ausgegangen, dass kein AUS-Kommando ansteht. Die Staffelzeiten werden statisch ausgewertet.

Anregung	Auswertung der Impedanzmessschleife
L1E	L1E
L2E	L2E
L3E	L3E
L12E	L12 oder L1E oder L2E *)
L23E	L23 oder L2E oder L3E *)
L31E	L12 oder L3E oder L1E *)
L123E	L12
L12	L12
L23	L23
L31	L31
L123	L12

Tabelle 10: Distanzschutz: Messschleifenauswahl für das interne AUS-Signal

Wie in der obigen Tabelle zu erkennen ist, werden bevorzugt die Mitimpedanzen der Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen ausgewertet, da hier der Erdstromkompensationsfaktor k_E keinen Einfluss auf die Berechnung der Mitimpedanz hat.

Die in obiger Tabelle dargestellte Auswahlstrategie ist typisch für einen **einsystemigen Distanzschutz**, der unabhängig von der Anregung immer nur die Mitimpedanz einer Impedanzmessschleife auswertet. Die Auswahl der Impedanzmessschleife bei 2pE-Anregung*) ist abhängig vom Einstellwert **Z < Messschleife LLE**. In Tabelle 11 ist die anregeabhängige Auswahl der Impedanzmessschleife dargestellt.

Anregung	LL	LE (voreilend)	LE (nacheilend)
L12E	L12	L1E	L2E
L23E	L23	L2E	L3E
L31E	L31	L1E	L3E

Tabelle 11: Distanzschutz: Messschleifenauswahl bei 2pE-Anregung

Die Schleifenauswahl wird mit Hilfe der leiterselektiven Anregungen, die aus den Überstrom-, der Unterspannungs- und Überspannungsanregemeldungen ermittelt werden, ausgeführt.

- ⇒ Die Schutzfunktion [Überstromzeitschutz Erdstrom IE>](#) ist eine von dem Anregesystem des Distanzschutz unabhängige Schutzfunktion, die eine der Leiter-Erd-Messschleifen, nicht aber eine Leiter-Leiter-Messschleife für das Distanzmesssystem auswählen und freigeben kann. Diese Schutzfunktion arbeitet parallel zu dem Anregesystem des Distanzschutzes. Die Auswahl der Impedanzmessschleife erfolgt unabhängig vom Anregesystem des Distanzschutzes.

6.1.26.19 DIST: 3-poliges AUS-Kommando des Distanzschutzes

Wird eine **Berechnung der dynamischen Netzzvorgänge** durchgeführt, so erfolgt abhängig vom zeitlichen Auslöseverhalten des Distanzschutzes ein zeitlich versetztes Öffnen der Pole des zugeordneten Leistungsschalters. Der Distanzschutz steuert den zugeordneten Schalter leiterselektiv also 1-polig an. Der AUS-Befehl wird leiterselektiv in

der Nähe des Stromnulldurchganges an den jeweiligen Polen des Schalters ausgegeben. Dadurch wird das Löschen der Lichtbögen in der Schaltkammer näherungsweise nachgebildet.

Wird intern im Distanzschutzalgorithmus ein 3-poliges AUS-Kommando erzeugt, so wird leiterselektiv der aktuelle Augenblickswert des Leiterstromes gespeichert. Wechselt im Verlauf der Netzberechnung der Augenblickswert des Leiterstromes sein Vorzeichen, so wird der AUS-Befehl an den Schalter ausgegeben. Mit dieser Maßnahme werden auch numerische Oszillationen des ATP verhindert oder verringert.

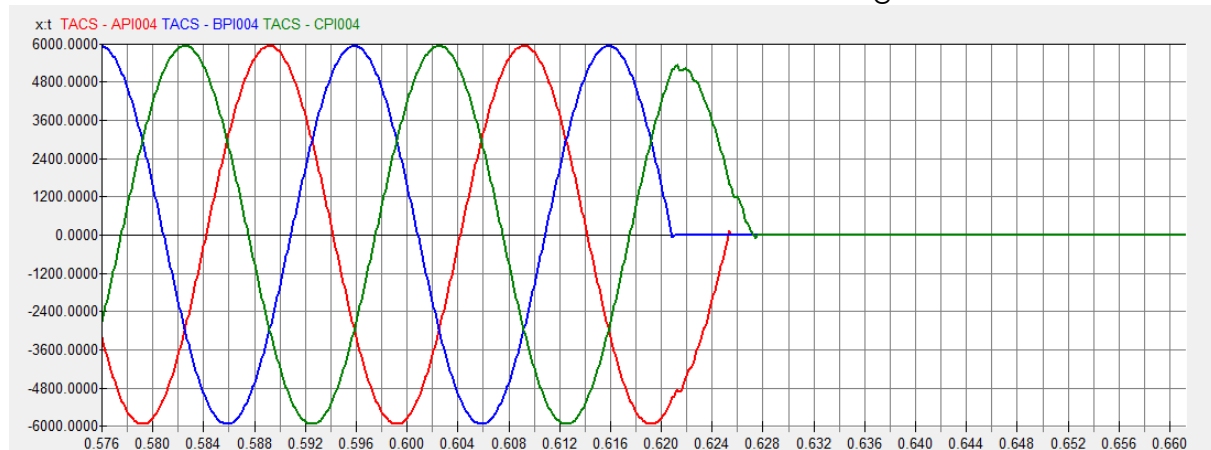


Abbildung 134: 3-poliges Abschalten des Kurzschlussstromes durch den Distanzschutz

6.1.26.20 DIST: Fehlerimpedanz am Kurzschlussort

Optional kann am [Kurzschlussort](#) (**roter Blitz**) eine [Fehlerimpedanz](#) eingestellt werden. Abhängig von der Fehlerart werden eine oder mehrere Leiter-Erd-Impedanzen oder Leiter-Leiter-Impedanzen verwendet. Das interne ATP basierte Modell der Fehlerimpedanz hat je nach Fehlerart unterschiedliche Auswirkungen auf die vom Distanzschutz berechnete Kurzschlussimpedanz im Mitsystem.

Bei den nachfolgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass alle Betriebsmittel des Stromnetzes bezüglich ihrer elektrischen Eigenschaften symmetrisch sind. Es werden die Auswirkungen einer Fehlerimpedanz am Kurzschlussort auf die berechnete Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} für verschiedene Fehlerarten diskutiert.

Das interne AUS-Kommando des Distanzschutzes ist u.a. abhängig von der ausgewählten [Kurzschlussmessschleife](#). Die Definition des internen ATP basierten Modells der Fehlerimpedanz am Kurzschlussort wird daher für jede Fehlerart aus Sicht des Distanzschutzes geeignet gewählt.

6.1.26.20.1 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 1pE

Im Falle eines 1-poligen Erdkurzschlusses wird die Fehlerimpedanz der Impedanzmessschleife Leiter-Erde eingemessen. Der Distanzschutz berechnet die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem \underline{Z}_{1k} aus der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{LE} , dem Leiterstrom \underline{I}_L und dem Summenstrom \underline{I}_E .

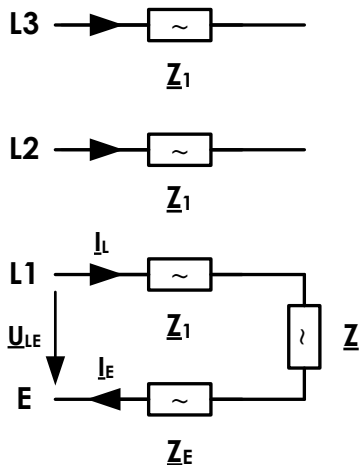


Abbildung 135: Fehlerart 1pE: Fehlerimpedanz \underline{Z} am Kurzschlussort

Geht man von einem metallischen Kurzschluss ohne Fehlerimpedanz am Kurzschlussort ($\underline{Z} = 0\Omega$) aus, so kann die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem wie folgt berechnet werden.

$$\underline{U}_{LE} = \underline{I}_L \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_E \cdot \underline{Z}_E$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \quad \text{mit} \quad \underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1}$$

Die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} entspricht damit der Mitimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels.

Der in ATPDesigner implementierte Distanzschutzalgorithmus verwendet wie auch in der Netzschutztechnik üblich den Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $X_{1k} = \text{Im}(\underline{Z}_{1k})$ in Zusammenhang mit den Auslöseflächen in der Impedanzebene als Kriterium für die Beurteilung, ob ein AUS-Kommando erteilt wird oder nicht.

Ist eine Fehlerimpedanz \underline{Z} am Kurzschlussort vorhanden, so kann sowohl der Realteil als auch der Imaginärteil der berechneten Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} verfälscht werden.

$$\underline{U}_{LE} = \underline{I}_L \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_L \cdot \underline{Z} + \underline{I}_E \cdot \underline{Z}_E$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k} \cdot \underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L \cdot (1 + \underline{k}) + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \quad \text{mit} \quad \underline{k} = \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_1}$$

Es ist ersichtlich, dass die berechnete Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} nicht der Mitimpedanz des Betriebsmittels entspricht.

6.1.26.20.2 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 2p

Im Falle eines 2-poligen Leiter-Leiter-Kurzschlusses wird die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} im Mitsystem aus einer Leiter-Leiter-Spannung \underline{U}_{LL} und zwei Leitströmen \underline{I}_L berechnet. Da

nur eine Leiter-Leiter-Impedanzmessschleife ausgewertet wird, berechnet der Impedanz Algorithmus direkt die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} im Mitsystem. Die Erdimpedanz \underline{Z}_E wird nicht benötigt. Ausgehend von einem metallischen Kurzschluss ohne Fehlerimpedanz am Kurzschlussort ($\underline{Z} = 0\Omega$) ergibt sich folgende Betrachtung.

$$\underline{U}_{L1} = \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}_1 - \underline{I}_{L2} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{U}_{L2}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}}$$

Die Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} entspricht damit der Mitimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels.

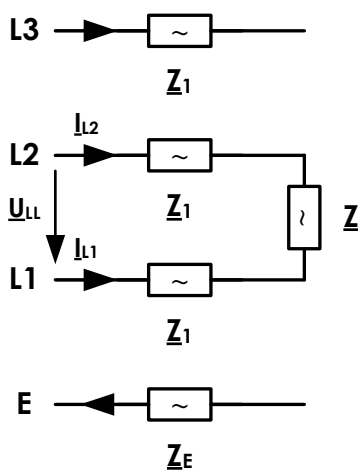


Abbildung 136: Fehlerart 2p: Fehlerimpedanz \underline{Z} am Kurzschlussort

Die Auswirkung einer Fehlerimpedanz \underline{Z} am Kurzschlussort ist abhängig vom Verhältnis der Fehlerimpedanz \underline{Z} zur Mitimpedanz \underline{Z}_1 des zu schützenden Betriebsmittels und kann sowohl eine Verfälschung des Realteils als auch des Imaginärteils der berechneten Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} verursachen. Geht man von einem einseitig gespeisten Kurzschlussort $\underline{I}_{L1} = -\underline{I}_{L2}$ aus, so ergibt sich:

$$\underline{U}_{L1} = \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z} - \underline{I}_{L2} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{U}_{L2}$$

$$\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2} = (\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}) \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{2 \cdot \underline{I}_{L1}} \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}}{2}$$

Es ist ersichtlich, dass die berechnete Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} nicht der Mitimpedanz des Betriebsmittels entspricht. Für den Sonderfall einer Fehlerimpedanz $\underline{Z} = R$ wird bei nur der Realteil der berechneten Kurzschlussimpedanz verfälscht.

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{R_F}{2} = \left(R_1 + \frac{R_F}{2} \right) + jX_1$$

Nur für den Sonderfall $\underline{Z} = R$ bei einseitiger Speisung des Kurzschlusses ist der Imaginärteil der berechneten Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} weiterhin proportional zur Reaktanz Entfernung des Kurzschlussortes und kann als Distanzkriterium verwendet werden. In der Netzschutztechnik wird die ausschließliche Verfälschung des Realteils der berechneten Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{1k} üblicherweise durch eine Lichtbogenreserve in den Impedanzauslöseflächen berücksichtigt.

6.1.26.20.3 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 2pE

Im Falle eines 2-poligen Erdkurzschlusses mit einem Fußpunkt wird das nachfolgend dargestellte Modell am Kurzschlussort verwendet. Da der Distanzschutz im Falle eines 2pE-Kurzschlusses die [Leiter-Leiter-Messschleife auswählt](#), wird in dem nachfolgend dargestellten Modell der Fehlerimpedanz der Wert $\underline{Z}/2$ wie gezeigt verwendet. Dadurch ergibt sich für die drei möglichen Leiter-Leiter- und Leiter-Erde-Impedanzmessschleifen unter der Annahme symmetrischer Betriebsmittel eine zusätzliche Schleifenimpedanz von $\underline{Z} = \underline{Z}/2 + \underline{Z}/2$. Für die Kurzschlussimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels im Mitsystem ergibt sich analog zu den [Betrachtungen für die Fehlerart 2p](#):

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}}{2}$$

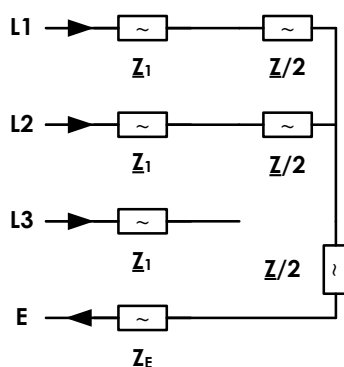


Abbildung 137: Fehlerart 2pE - Modell der Fehlerimpedanz \underline{Z} am Kurzschlussort

6.1.26.20.4 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 3p

Im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses werden am Kurzschlussort drei Leiter-Erd-Fehlerimpedanzen in Sternschaltung mit isoliertem Sternpunkt verwendet. Da der Distanzschutz im Falle einer 3p-Anregung eine Leiter-Leiter-Impedanzmessschleife auswählt,

können die [Betrachtungen der Fehlerart 2p](#) verwendet werden. Es muss beachtet werden, dass in einer Messschleife die Fehlerimpedanz zweifach enthalten ist. Darüber hinaus wird von einer einseitigen Speisung des Kurzschlusses $\underline{I}_{L1} = -\underline{I}_{L2}$ ausgegangen.

$$\underline{U}_{L1} = \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_{L1} \cdot 2 \cdot \underline{Z} - \underline{I}_{L2} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{U}_{L2}$$

$$\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2} = (\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}) \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_{L1} \cdot 2 \cdot \underline{Z}$$

$$\frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} \cdot 2 \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{lk} = \frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{2 \cdot \underline{I}_{L1}} \cdot 2 \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{lk} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}$$

Für den Sonderfall einer resistiven Fehlerimpedanz $\underline{Z} = R$ wird nur der Realteil der berechneten Kurzschlussimpedanz verfälscht.

$$\underline{Z}_{lk} = \underline{Z}_1 + R_F = (R_1 + R_F) + jX_1$$

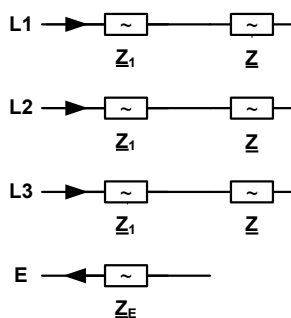


Abbildung 138: Fehlerart 3p - Modell der Fehlerimpedanz \underline{Z} am Kurzschlussort

6.1.26.20.5 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 3pE

Im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses werden am Kurzschlussort drei Leiter-Erd-Fehlerimpedanzen in Sternschaltung mit geerdetem Sternpunkt verwendet. Da der Distanzschutz im Falle einer 3pE-Anregung ebenfalls eine Leiter-Leiter-Impedanzmessschleife auswählt, können die [Betrachtungen der Fehlerart 3p](#) verwendet werden.

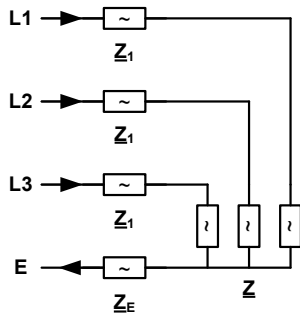


Abbildung 139: Fehlerart 3pE - Modell der Fehlerimpedanz \underline{Z} am Kurzschlussort

6.1.26.21 DIST: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im [Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen](#) werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden. Nachfolgend sind als Beispiel die Meldungen des Distanzschutzgerätes **P2** für einen 3-poligen Kurzschluss angegeben.

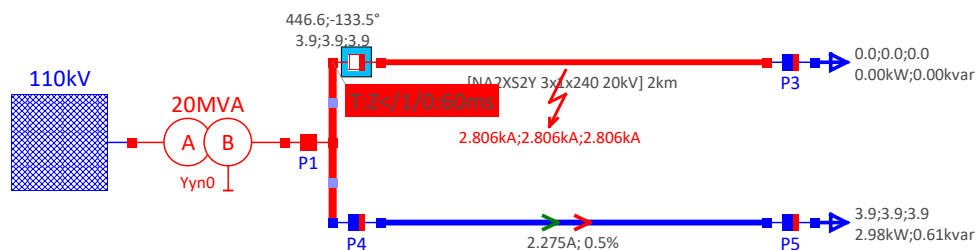


Abbildung 140: 20kV-Stromnetz mit Distanzschutzgerät

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Mess/Schutzgerätes
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
U>	Überspannungsschutz
U<	Unterspannungsschutz
I>	Überstromanregung
IE>	Erdstromanregung
IF>	Fußpunktfreigabe
U<>	ODER-Verknüpfung der Anregungen des Unterspannungs- und Überspannungsschutzes
IL	Leiterstrom

Iref	Referenz- oder Bezugsstrom
ULL	Leiter-Leiter-Spannung
0	Meldung: Inaktiv, Geht (= FALSE)
1	Meldung: Aktiv, Kommt (= TRUE)
G(L1L2L3)	Meldung: ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Anregungen L1, L2, L3 zur Generalanregung G
DZ, Zone	Distanzzone
UI=G(L1L2L3)	Meldung: U/I-Anregekennlinie
R1ks, X1ks	Messwert: Sekundäre Kurzschlussresistanz und Kurzschlussreaktanzen im Mitsystem
R1kp, X1kp	Messwert: Primäre Kurzschlussresistanz und Kurzschlussreaktanzen im Mitsystem
Zone=x/y	Messwert: Distanzzone DZx mit AUS-Kommando und ausgewählter Kurzschlussmessschleife y
R1, X1	Einstellwert: Resistanz und Reaktanz im Mitsystem
Tpr	Einstellwert: Eigenzeit des Distanzschutzgerätes
Tcb	Einstellwert: Eigenzeit des Leistungsschalters
IL/Iref	Einstellwert: Leiterstrom zu Referenzstrom

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „... AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

Distanzschutz

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<, U>

DIST: Unter- und Überspannungsanregesystem U< und U>

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz U<>(1) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
 PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz U<>(2) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
 PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz U<>(3) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]

AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Vorwärts-(S:)Ungerichtet] AUS=0
 PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=disabled, IE/Iref=0, IEref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
 PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=disabled, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0

Erdschlussortung

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0

Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0

Distanzschutz

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [PSIG=0, ---] ---ms AUS=0

Distanzschutz: Bewertung des Anregesystems

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [ANR=I>,U<, MPSA=1, MPUS=0, DIS=3.334=43.504p.u., DI=-3.263In, DU=0.686ULEn] AUS=1: DISMIN=0.05

Unterimpedanzanregung Z<

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz Z<-Anregung=inaktiv

Distanzschutz: Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen

```

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 {2:I>} [I>=1, UI=1(111)] AUS=0: I>=1.2In, I>=1000In, TI>=2000ms,
Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 {3:I>} [I>=1, UI=1(111)] AUS=0: I>=1.2In, I>=1000In, TI>=2500ms,
Tpr=0ms, Tcb=60ms

```

Distanzschutz: Polygonkennlinie

```

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 {1} [I>=1(111), IE>=0, IF>=1(111), U>=0, U<=0,
UI=0(000)] AUS=1: Zone=1/L12, R1ks=0.04367290hm, X1ks=0.03825520hm, R1=3.21930hm, X1=0.19210hm, T=0ms,
Tpr=0ms, Tcb=60ms

```

```

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon) DZ2 GEN=1 {1} [I>=1(111), IE>=0, IF>=1(111), U>=0, U<=0,
UI=0(000)] AUS=0: Zone=2/L12, R1ks=0.04367290hm, X1ks=0.03825520hm, R1=3.28380hm, X1=0.24860hm, T=300ms,
Tpr=0ms, Tcb=60ms

```

```

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=3, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=4, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=5, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=6, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=7, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=8, AUS

```

Distanzschutz: Impedanzübersetzungsverhältnis

```

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1kp=1.00000 x Z1ks

```

Distanzschutz: primäre Kurzschlussimpedanzen im Mitsystem

```

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1kp L1=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm, L2=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm,
L3=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1kp L12=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm, L23=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm,
L31=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm

```

Distanzschutz: sekundäre Kurzschlussimpedanzen im Mitsystem

```

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1ks L1=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm, L2=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm,
L3=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1ks L12=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm, L23=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm,
L31=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm

```

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal

```

PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P2 [Prb 2] GEN=1 AUS=1 >>> T:Z</1/0:60ms

```

Kleinste erkannte Kommandozeit

```

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:0ms

```

6.1.26.22 DIST: Überstromzeitschutz Erdstrom IE>

Durch den Zubau dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromnetzen ist es immer häufiger erforderlich, dass die Anbindung der Erzeugungsanlagen durch längere Leitungsabschnitte erfolgen muss. Ein Schutzgerät, das am Leitungsabgang installiert ist, kann im Falle einer halbstarren Sternpunktbehandlung (Sternpunkt über eine Impedanz geerdet mit einer 1pE-Kurzschlussstrombegrenzung von 1...2kA) u.U. einen 1pE-Kurzschluss am Ende des Leitungsabschnittes nicht mehr durch das Anregesystem des Distanzschutzes selektiv erkennen. In derartigen Fällen kann der Betrag des 1pE-Kurzschlussstromes kleiner als der maximal zulässige Laststrom sein.

Für diesen Fall kann die in diesem Kapitel erläuterte Schutzfunktion verwendet werden.

- Die Schutzfunktion arbeitet im Distanzschutz von ATPDesigner unabhängig von und parallel zu dem Anregesystem des Distanzschutzes.
- Die Schutzfunktion wählt eine der Leiter-Erd-Messschleifen L1E, L2E oder L3E aus und gibt diese für das Distanzmesssystem frei.
- Die Schutzfunktion arbeitet nur dann, wenn keine Leiterstromanregung ansteht.

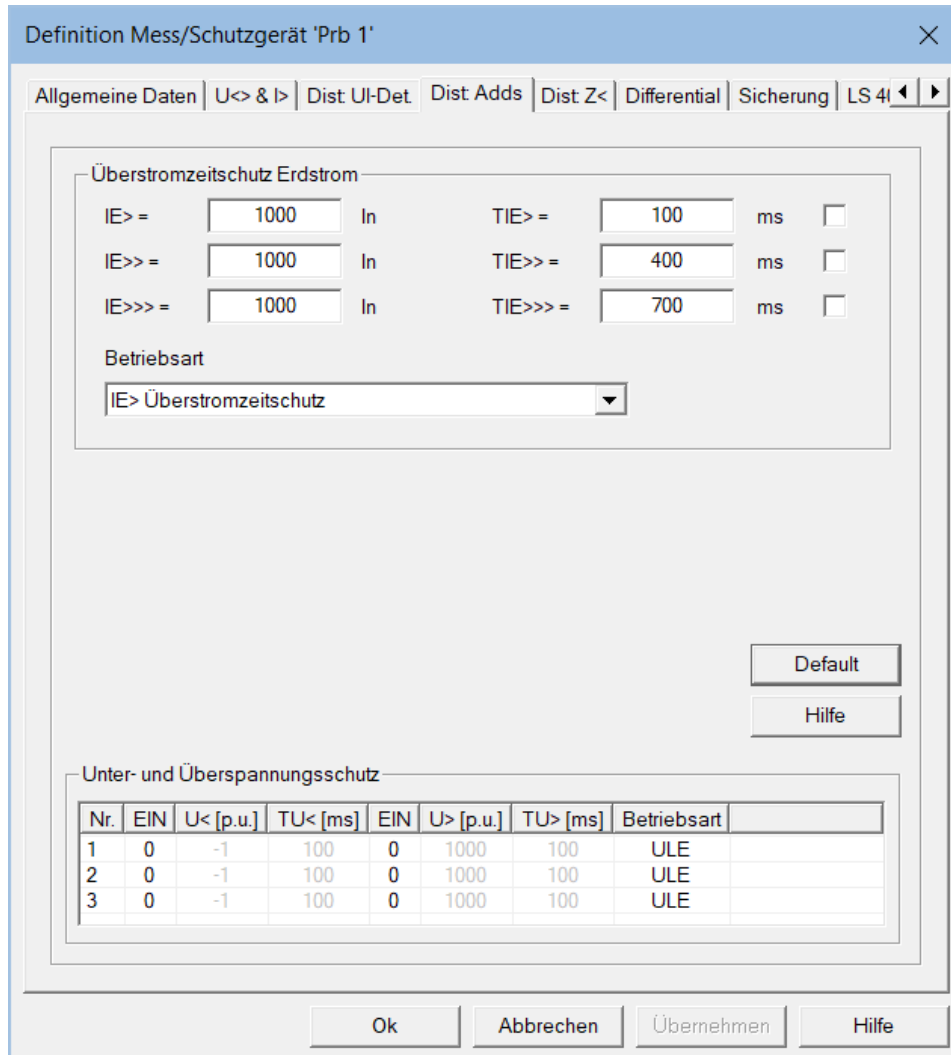
Mit Hilfe der Schutzfunktion ist es möglich, den oben beschriebenen stromschwachen 1pE-Kurzschlussstrom über eine eigene Überstromanregung IE>, die unabhängig vom Anregesystem des Distanzschutzes arbeitet, zu erkennen und eine selektive Auslösung des Kurzschlusses durch das Impedanzmesssystem und den Zeitstaffelschutzplan des Distanzschutzes zu erreichen.

Die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz Erdstrom IE>** überwacht den Erdstrom oder Summenstrom I_E unabhängig von den Leiterströmen I_{L123} und arbeitet wie der **Unter-/Überspannungsschutz** parallel zur Distanzschutzfunktion.

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz Erdstrom IE>** kann in verschiedenen Betriebsarten verwendet werden.

Betriebsart	Bedeutung
IE> Überstromzeitschutz	Unabhängig von anderen Schutzfunktionen parallel arbeitender Überstromzeitschutz des Erdstromes I_E
Freigabe Distanzschutz	Freigabe von Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen für den Distanzschutz abhängig vom Erdstrom I_E und Freigabe des Distanzschutzes



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Dist UI-Det | Dist Adds | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 4 |

Überstromzeitschutz Erdstrom

IE> = 1000 In TIE> = 100 ms ☐

IE>> = 1000 In TIE>> = 400 ms ☐

IE>>> = 1000 In TIE>>> = 700 ms ☐

Betriebsart

IE> Überstromzeitschutz

Default

Hilfe

Unter- und Überspannungsschutz

Nr.	EIN	U< [p.u.]	TU< [ms]	EIN	U> [p.u.]	TU> [ms]	Betriebsart
1	0	-1	100	0	1000	100	ULE
2	0	-1	100	0	1000	100	ULE
3	0	-1	100	0	1000	100	ULE

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 141: Einstelldialog Überstromzeitschutz Erdstrom IE>

Die vorherige Abbildung zeigt den Einstelldialog. Mit Hilfe von Optionsfeldern kann jede der Erdstromanregungen aktiviert oder deaktiviert werden.

Einstellwert	Bedeutung
IE>, IE>>, IE>>>	Überstromanregung zur Überwachung des Erdstromes I_E
TIE>, TIE>>, TIE>>>	Staffelzeit zur Überstromanregung

6.1.26.22.1 DIST: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - IE> Überstromzeitschutz

Die Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutz** arbeitet unabhängig und parallel zu anderen Schutzfunktionen als Überstromzeitschutz im Nullsystem, verarbeitet und überwacht den Erdstrom I_E .

$$\underline{I}_E = 3 \cdot \underline{I}_0 = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Es soll hier nochmals angemerkt werden, dass die Überwachung und ggfs. Anregung der Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutz** unabhängig von der Erdstromüberwachung anderer Schutzfunktionen insbesondere des Anregesystems des Distanzschutzes arbeitet.

Überschreitet der Erdstrom eine der Anregungen $IE>$, $IE>>$ oder $IE>>>$ wird die zugehörige Zeitstufe $T_{IE>}$, $T_{IE>>}$ bzw. $T_{IE>>>}$ gestartet und die Generalanregung des Distanzschutzes aktiviert. Nach Ablauf einer der Zeitstufen erfolgt ein AUS-Kommando der Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutz** und daraus folgend ein AUS-Kommando des Distanzschutzes. Die Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutzes** ist in der Abbildung unten dargestellt.

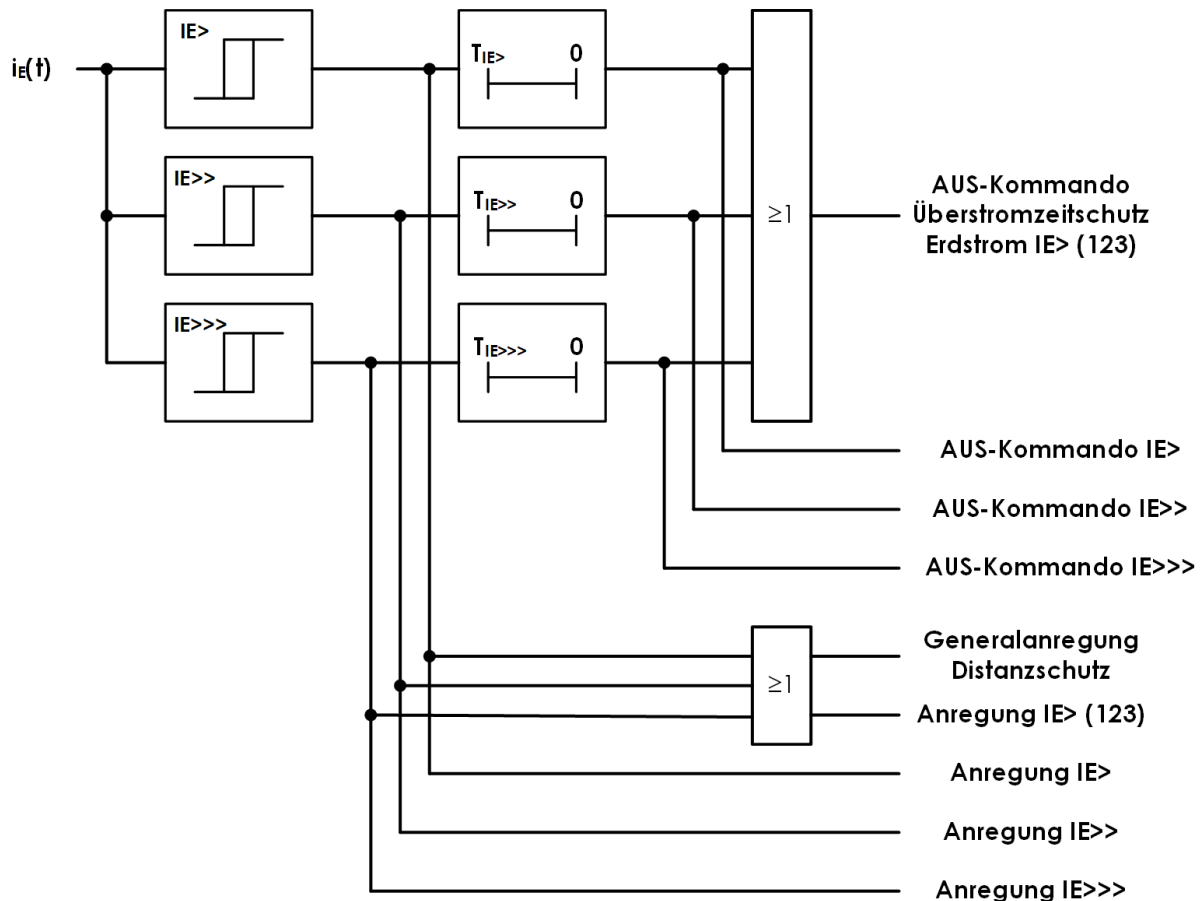


Abbildung 142: Überstromzeitschutz Erdstrom $IE>$ - $IE>$ Überstromzeitschutz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel für die Anwendung der Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutz** dargestellt. In dem 20kV-Mittelspannungsnetz wird die Sternpunktbehandlung NOSPE verwendet. Bei einem 1-poligen Erdkurzschluss am Ende des Leitungsabgangs sind die Leiterströme I_{L123} am Messort des **Mess/Schutzgerätes** zu gering, um zu einer Leiterstromanregung L1, L2 oder L3 zu führen. Mit Hilfe des Erdkurzschlussstromes I_E ist eine Erkennung und selektive Auslösung des Erdkurzschlusses möglich. Wie das Beispiel zeigt, wird der 1-polige Erdkurzschluss erkannt und mit einer Staufelzeit von 100ms ausgelöst.

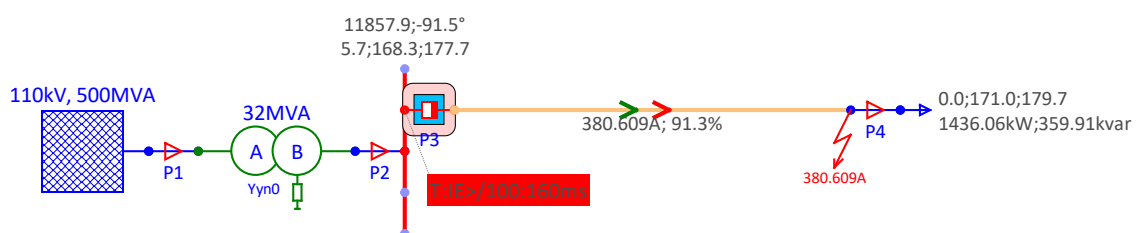


Abbildung 143: $IE>$ Überstromzeitschutz – Erkennung eines Erdkurzschlusses (NOSPE)

Im **Meldungsfenster** werden die nachfolgenden Meldungen ausgegeben. Es muss hier unterschieden werden, ob Meldungen zu einem Teilsystem innerhalb von Klammern [...] oder Meldungen für die Distanzschutzfunktion außerhalb von Klammern [...] ausgegeben werden.

Distanzschutz: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - IE> Überstromzeitschutz

```

PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [IE> Überstromzeitschutz IE>=1 AUS=1] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=EIN IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=1 AUS=1]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]

```

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Mess/Schutzgerätes
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
IE>	ODER-Verknüpfung der Anregungen IE>, IE>> und IE>>> oder einer der Anregungen IE>, IE>> oder IE>>>
IE>(123)	Betriebsart der Schutzfunktion und der ODER-Verknüpfungen der Anregungen und AUS-Kommandos der Teilanregesysteme
IE>(1),(2),(3)	Einstellwerte und Meldungen der Teilanregesysteme

6.1.26.22.2 DIST: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - Freigabe Distanzschutz

Die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** arbeitet unabhängig und parallel zu anderen Schutzfunktionen, verarbeitet und überwacht den Erdstrom I_E .

$$I_E = 3 \cdot I_0 = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}$$

Es soll hier nochmals angemerkt werden, dass die Überwachung und ggfs. Anregung der Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** unabhängig von der Erdstromüberwachung anderer Schutzfunktionen insbesondere des Anregesystems des Distanzschutzes arbeitet.

Überschreitet der Erdstrom eine Anregung IE>, IE>> oder IE>>> wird die Generalanregung des Distanzschutzes aktiviert. Die Zeitstufen TIE>, TIE>> bzw. TIE>>> werden nicht berücksichtigt, d.h. nicht gestartet.

Die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** kann bei fehlender Überstromanregung in den Leitern L1, L2 und L3 eine der Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen für das Distanzmesssystem freigeben. Dadurch erscheint es perspektivisch möglich, im Falle von fehlenden Überstromanregungen in den Leitern L1, L2 und L3 einen eher stromschwachen Erdkurzschluss z.B. am Ende eines Netzabgangs durch Überwachung des Erdstroms I_E zu erkennen, das Impedanzmesssystem des Distanzschutzes für eine Leiter-Erd-Impedanzmessschleife freizugeben und den Erdkurzschluss möglichst selektiv auszulösen.

- ⇒ Ist keine Leiteranregung L1, L2 und L3 aktiv **UND** ist gleichzeitig eine der Anregungen IE>, IE>> oder IE>>> aktiv, so wird eine der drei Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen L1E, L2E oder L3E für die Distanzschutzfunktion freigegeben und die Generalanregung aktiviert und der Distanzschutz ausgeführt.

- ⇒ Die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** gibt im Falle einer Anregung die Leiter-Erd-Impedanzmessschleife mit dem kleinsten Betrag der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{lk} im Mitsystem für den Distanzschutz frei.

$$\underline{Z}_{lk} = \min(|\underline{Z}_{l1E}|, |\underline{Z}_{l1L2E}|, |\underline{Z}_{l1L3E}|)$$

Die Strategie zur Auswahl der Leiter-Erd-Messschleife geht davon aus, dass im Falle einer Erdstromanregung $IE>$ in mindestens einem der Leiter L1, L2 oder L3 ein Erdkurzschluss ansteht. Neben dem 1-poligen Erdkurzschluss ist auch ein 2pE-Erdkurzschluss denkbar.

Im Falle des 2pE-Erdkurzschluss mit aktiven Leiteranregungen L12E, L23E, oder L31E muss ein konkurrierendes Verhalten der Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** zum Anregesystem des Distanzschutzes beachtet und geprüft werden. Das konkurrierende Verhalten sollte dadurch ausgeschlossen sein, dass durch mindestens eine aktive Leiteranregung L1, L2 oder L3 die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** gesperrt wird. Gleiches gilt für den 1-poligen Erdkurzschluss mit Leiteranregung.

Die Wahrscheinlichkeit für einen 3pE-Erdkurzschluss ist abgesehen von einem Kurzschluss z.B. durch eine Erdungsarmatur als eher unwahrscheinlich anzusehen. Vorteilhaft wirkt sich hier aus, dass die Erdstromanregung $IE>$ unabhängig vom Anregesystem des Distanzschutzes eingestellt werden kann. Auch hier wird die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** durch mindestens eine Leiteranregung L1, L2 oder L3 gesperrt.

Durch die Auswahl der Leiter-Erd-Impedanzmessschleife mit dem kleinsten Betrag der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{lk} werden mit großer Wahrscheinlichkeit Scheinimpedanzen, die z.B. durch Verbraucherlasten oder Erzeugungsanlagen verursacht werden, ausgefiltert. Durch eine geeignete Einstellung der Impedanzauslöseflächen des Distanzschutzes, z.B. der Polygone kann perspektivisch ein selektiver Erdkurzschlussschutz durch den Distanzschutz aufgebaut werden. Es wird empfohlen, die Einstellwerte mit der hier implementierten Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** vorab in verschiedensten Szenarien zu prüfen. Insbesondere in nicht strahlenförmigen Leistungsabgängen ist diese zwingend erforderlich.

Die weitere Arbeitsweise des Distanzschutzes nach Freigabe einer Leiter-Erd-Impedanzmessschleife ist identisch zu der Arbeitsweise bei Freigabe des Distanzschutzes durch das Anregesystem des Distanzschutzes.

Die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

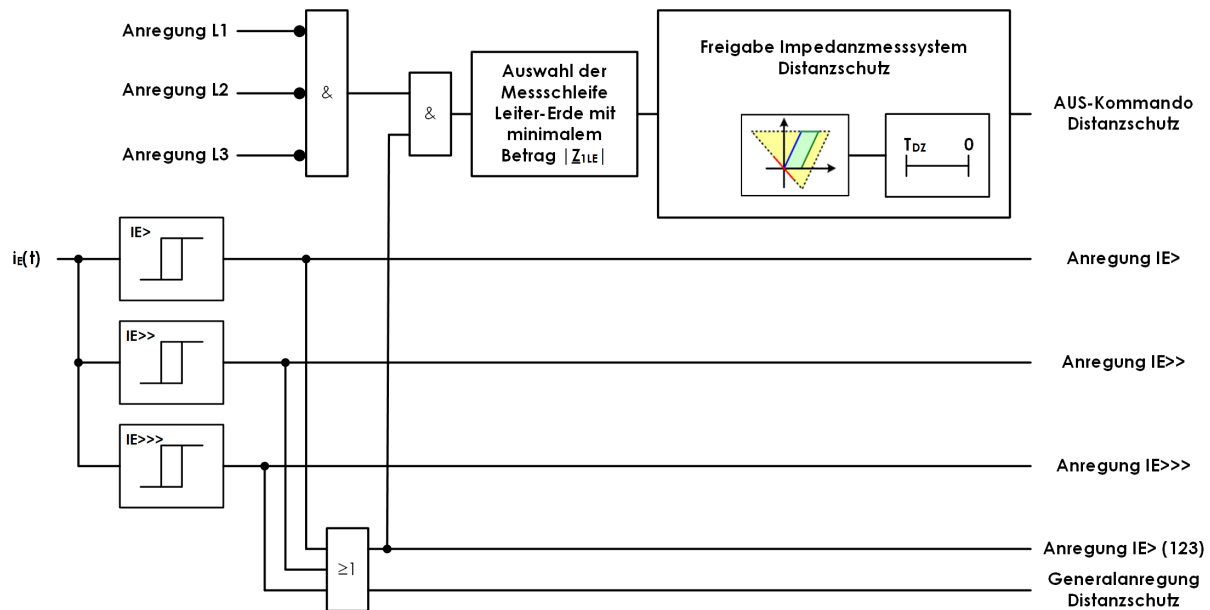


Abbildung 144: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - Freigabe Distanzschutz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel für die Anwendung der Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** dargestellt. In dem 20kV-Mittelspannungsnetz wird die Sternpunktbehandlung NOSPE verwendet. Bei einem 1-poligen Erdkurzschluss am Ende des Leitungsabgangs sind die Leiterströme I_{L123} am Messort des **Mess/Schutzgerätes** zu gering, um zu einer Leiterstromanregung L1, L2 oder L3 zu führen. Wie an den Meldungen zu erkennen ist, ermittelt die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** die Leiter-Erd-Messschleife L1E als die Impedanzmessschleife mit dem kleinsten Betrag der Kurzschlussimpedanz Z_{1k} im Mitsystem. Es erfolgt eine Auslösung des 1-poligen Erdkurzschlusses durch den Distanzschutz.

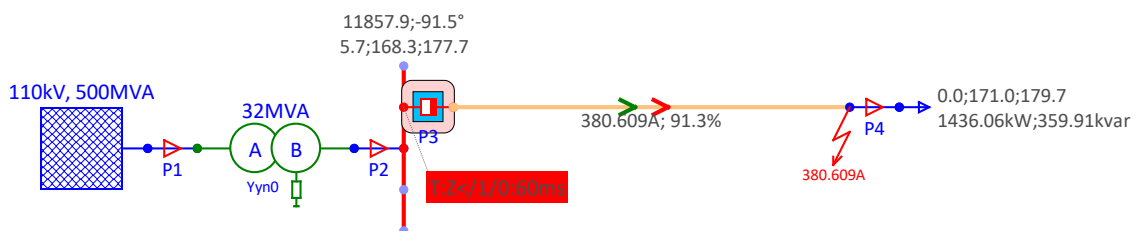


Abbildung 145: Freigabe Distanzschutz – Erkennung eines Erdkurzschlusses (NOSPE)

Im **Meldungsfenster** werden die nachfolgenden Meldungen ausgegeben. Es muss hier unterschieden werden, ob Meldungen zu einem Teilsystem innerhalb von Klammern [...] oder Meldungen für die Distanzschutzfunktion außerhalb von Klammern [...] ausgegeben werden.

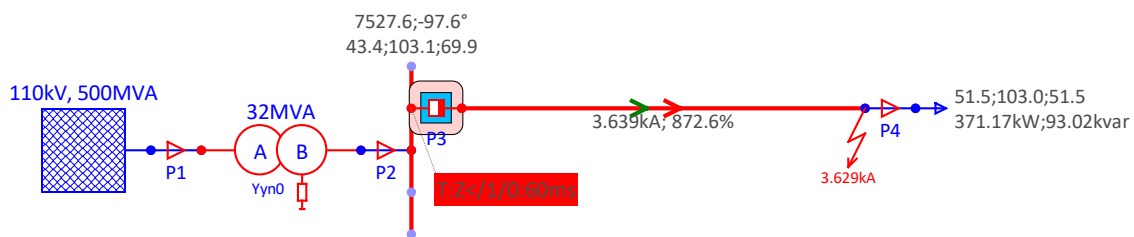
Distanzschutz: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - IE> Überstromzeitschutz

```
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [Freigabe Distanzschutz IE>=1 Z1k=L1E R1=0.6390750hm
X1=0.5745230hm AUS=0] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=EIN IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=1 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
```

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Mess/Schutzgerätes
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
IE>	ODER-Verknüpfung der Anregungen IE>, IE>> und IE>>> oder einer der Anregungen IE>, IE>> oder IE>>>
IE>(123)	Betriebsart der Schutzfunktion und der ODER-Verknüpfungen der Anregungen und AUS-Kommandos der Teilanregesysteme
IE>(1),(2),(3)	Einstellwerte und Meldungen der Teilanregesysteme
Z1k	Für den Distanzschutz freigegebene Impedanzmessschleife L1E, L2E oder L3E
R1, X1	Resistanz und Reaktanz im Mitsystem der freigegebenen Impedanzmessschleife

In den nachfolgenden Abbildungen sind die Ergebnisse der Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** für verschiedene Kurzschlussarten dargestellt.

Schutzfunktion Freigabe Distanzschutz: 2p-Kurzschluss

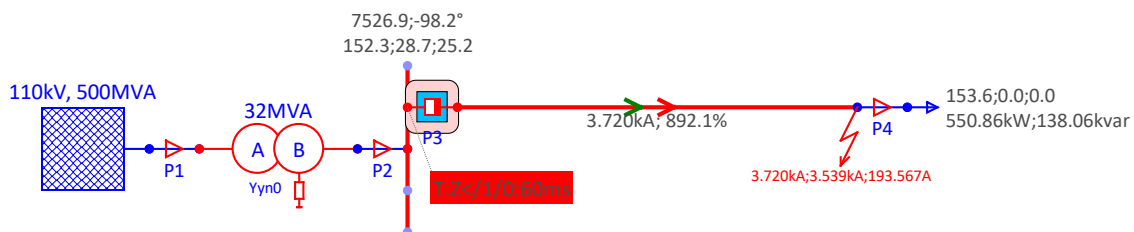


```

PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [Freigabe Distanzschutz IE>=0 Z1k=--- R1=---Ohm X1=---Ohm
AUS=0] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=AUS IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 [I>=1(110), IE>=0, IF>=1(110), U>=0, U<=0, UI=0(000)]
AUS=1: Zone=1/L12, R1ks=0.6451730hm, X1ks=0.5649770hm, R1=200hm, X1=200hm, T=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms

```

Schutzfunktion Freigabe Distanzschutz: 2pE-Erdkurzschluss

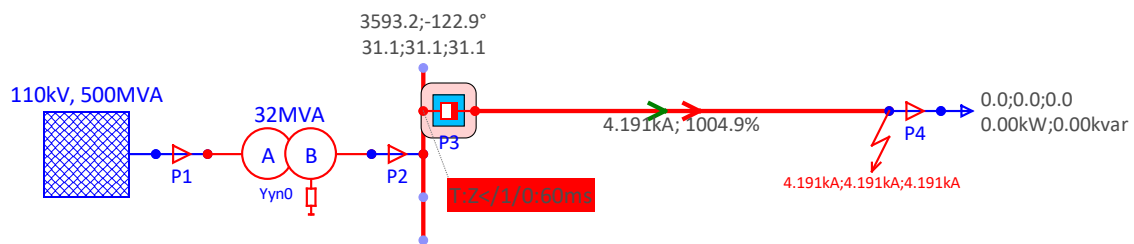


```

PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [Freigabe Distanzschutz IE>=0 Z1k=--- R1=---Ohm X1=---Ohm
AUS=0] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=AUS IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 [I>=1(011), IE>=0, IF>=1(011), U>=0, U<=0, UI=0(000)]
AUS=1: Zone=1/L23, R1ks=0.6451730hm, X1ks=0.5649770hm, R1=200hm, X1=200hm, T=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms

```

Schutzfunktion Freigabe Distanzschutz: 3pE-Kurzschluss



```

PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [Freigabe Distanzschutz IE>=0 Z1k=--- R1=---Ohm X1=---Ohm
AUS=0] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=AUS IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 [I>=1(111), IE>=0, IF>=1(111), U>=0, U<=0, UI=0(000)]
AUS=1: Zone=1/L12, R1ks=0.6451730hm, X1ks=0.5649770hm, R1=200hm, X1=200hm, T=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
  
```

6.1.27 DIST: Automatische Einstellung Distanzschutz

ATPDesigner stellt Funktionen zur Verfügung, Distanzschutzgeräte manuell oder automatisch einzustellen. Die Einstellung des Anregesystems und der Distanzzonen erfolgt abhängig von Einstellwerten des **Mess/Schutzgerätes** und der zu schützende Betriebsmittel.

- [Manuelle Einstellung Distanzschutz](#)

Um die manuelle Einstellung des Distanzschutzes verwenden zu können, können bis zu 3 Distanzschutzgeräte in dem Dialog [Ergebnisse der Netzschutzanalyse](#) ausgewählt werden. Ausgehend von der Reihenfolge der Auswahl **Ord.** werden die Einstellwerte von Anregung und Distanzzonen berechnet und eingestellt.

⇒ Die Einstellung der **Impedanzen der Distanzzonen** erfolgt als **Sekundärimpedanzen**.

- [Automatisierte Einstellung Distanzschutz](#)

Die automatisierte Einstellung des Distanzschutzes verwendet ein topologisches Suchverfahren, um ausgehend von dem Messort des **Mess/Schutzgerätes**, das als Distanzschutz verwendet wird, die 1. Gegenstation und alle 2. Gegenstationen automatisch zu identifizieren. Die Berechnung der Einstellwerte für Anregung und Distanzzonen erfolgt nach dem [Verfahren der kürzesten und längsten Folgeleitung](#).

⇒ Die Einstellung der **Impedanzen der Distanzzonen** erfolgt als **Primärimpedanzen**.

Die Funktionen sind im Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz Design** enthalten.

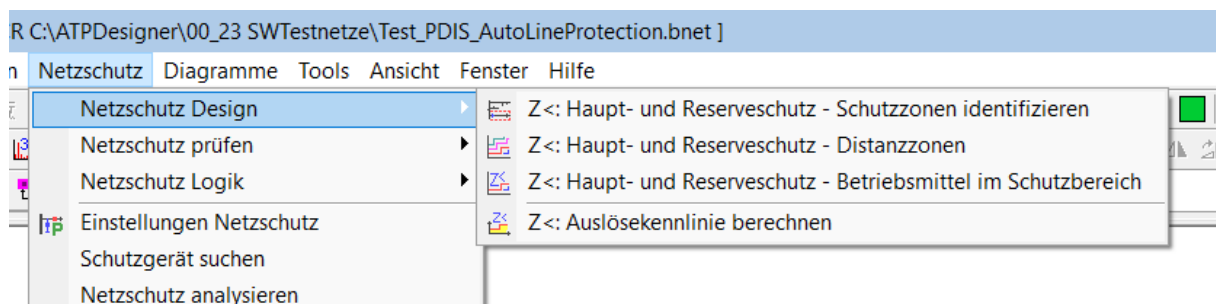


Abbildung 146: Netzschutz Design – Funktionen und Einstellwerte zum Netzschutz


6.1.27.1 DIST: Manuelle Einstellung Distanzschutz

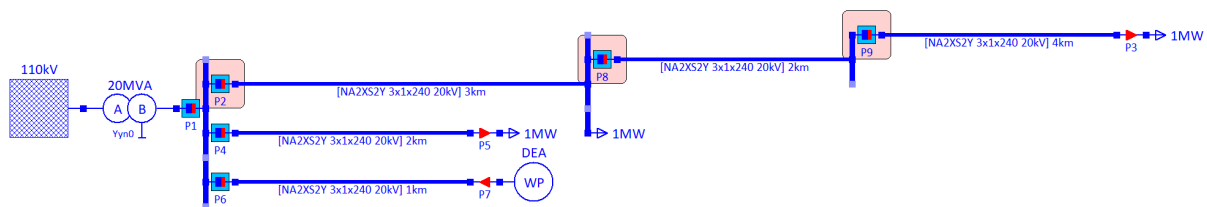
Mit dem Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz Design**, Menüpunkt **Z<: Auslösekennlinie** können die Distanzzonen als Polygon und Kreiskennlinie sowie die gerichtete und ungerichtete Endzeiten der Distanzschutzgeräte automatisch eingestellt und deren zu schützenden Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren identifiziert werden.

⇒ Der Anwender muss vor dem Start der automatisierten Einstellung in der Registerkarte **Allgemeine Daten** für die einzustellenden **Mess/Schutzgeräte** die Schutzfunktion **Distanzschutz** sowie die **Nennspannung U_n** und den **Nennstrom I_n** einstellen.

- ⇒ Es müssen den Schutzgeräten die zu schützende Betriebsmittel wie z.B. Leitungen oder Transformatoren vor der automatischen Berechnung der Distanzzonen zugeordnet werden. Dies kann manuell in den Einstelldialogen der **Mess/Schutzgeräte** oder automatisiert mit dem Button **Betriebsmittel**, der in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, erfolgen.

Die Funktion zum Einstellen der Distanzzonen kann wie folgt gestartet werden.

1. Öffnen des Dialogs **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** 
2. Zuweisung von Schaltern und zu schützenden Betriebsmitteln durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Betriebsmittel**
3. Meldungen werden im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** angezeigt.



Ergebnisse der Netzschutzanalyse

	Ord.	Name	Prot.	EIN/AUS	Equip.	E.Name	Cb	O/C	GEN
<input type="checkbox"/>	-	P1	Z<	EIN	Bb 1		SwIntern	CL	-
<input checked="" type="checkbox"/>	1	P2	Z<	EIN	Line 4	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	SwIntern	CL	-
<input type="checkbox"/>	-	P4	Z<	EIN	Line 5	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	SwIntern	CL	-
<input type="checkbox"/>	-	P6	Z<	EIN	Line 6	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 1km	SwIntern	CL	-
<input checked="" type="checkbox"/>	2	P8	Z<	EIN	Line 7	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	SwIntern	CL	-
<input checked="" type="checkbox"/>	3	P9	Z<	EIN	Line 8	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 4km	SwIntern	CL	-

Schließen

Hilfe

Kopieren

Bericht

Neu Zeichnen

Suchen

Entfernen

Einstellwerte

Betriebsmittel

☐ Schutzgeräte

Demarkieren

Löschen

Abbildung 147: Stromnetz mit Ausgabe der Ergebnisse der Netzschutzanalyse

Damit zu schützende Betriebsmittel mit dem zugeordneten Schutzgerät von dem Verfahren berücksichtigt wird, muss die Checkbox in der 1. Spalte der entsprechenden

Tabellenzeile des Dialogs [Ergebnisse der Netzschutzanalyse](#), wie in der vorangehenden Abbildung gezeigt, ausgewählt sein. Eine nicht durch die Checkbox in Spalte 1 ausgewählte Zeile wird ignoriert.

Mit Hilfe des Dialogs [Ergebnisse der Netzschutzanalyse](#) wird die Reihenfolge **Ord.** der Folgeleitungen wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt festgelegt. Der Anwender sollte bei Auswahl und Reihenfolge darauf achten, dass im Sinne von Folgeleitungen eine schutztechnisch sinnvolle Reihenfolge gewählt wird. In der nachfolgenden Abbildung wird davon ausgegangen, dass die Reihenfolge der Folgeleitungen **Ord.=2** und **Ord.=3** ausgehend von Leitung **Ord.=1** betrachtet wird.



Abbildung 148: Reihenfolge der zu schützenden Leitungen und der Folgeleitungen

Bei erfolgreicher Berechnung der Einstellwerte wird im Meldungsfenster für [Netzschutzmeldungen](#) folgende Meldung ausgegeben:

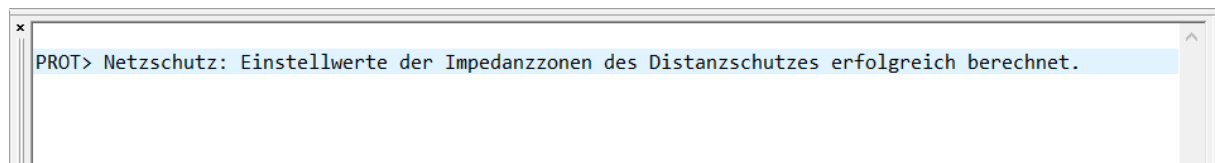


Abbildung 149: Meldung bei erfolgreicher Einstellung der Distanzschutzgeräte

Eine weitere Annahme betrifft die Strommessrichtung der Folgeleitungen bzgl. der Reihenfolge **Ord.=1...3**:

- ⇒ Die Messorientierung der Stromwandler der [Mess/Schutzgeräte](#) muss innerhalb der Reihenfolge der Folgeleitungen identisch und im Sinne des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) in Richtung des zu schützenden Betriebsmittels gerichtet sein.

Ist die Reihenfolge der Folgeleitungen festgelegt, werden die hier beschriebenen Einstellwerte der Distanzschutzgeräte durch den Menüpunkt **Z<: Auslösekennlinie** im Hauptmenü [Netzschutz](#), Menüpunkt [Netzschutz Design](#) gezeigt berechnet.

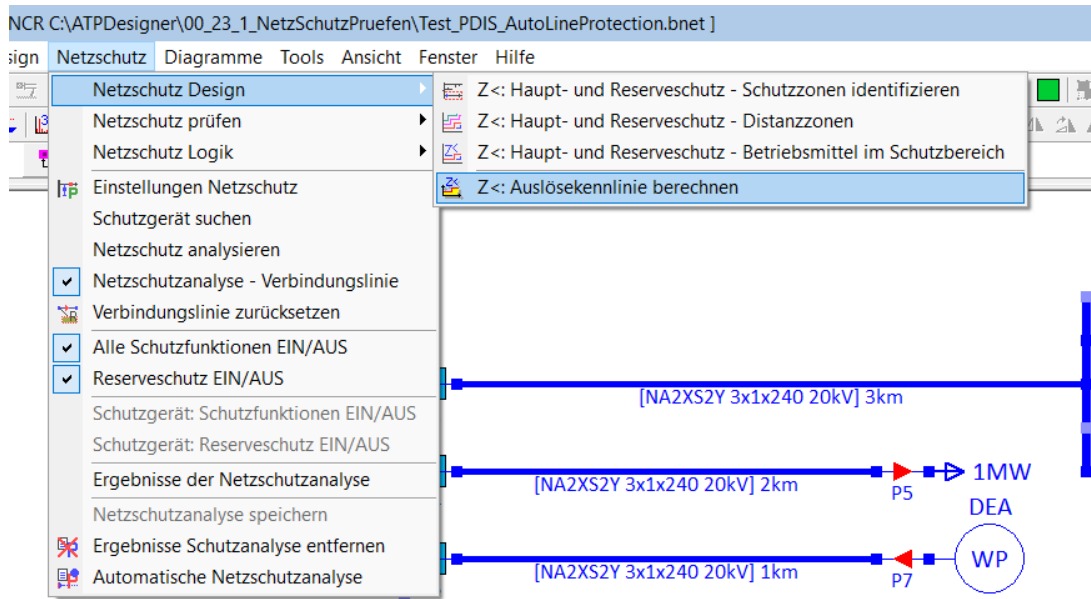


Abbildung 150: Einstellung von Distanzschutzgeräten an Folgeleitungen

6.1.27.1.1 Einstellung des Anregesystems

Das Anregesystem wird als U/I-Kennlinie mit gerichteter und ungerichteter Endzeit eingestellt.

Registerkarte <i>Dist: UI-Det.</i>	Einstellwerte
Anregesystem	<ul style="list-style-type: none"> ▪ $IF > = 0,05I_n$ ▪ $IE > = 0,5I_n$ ▪ $I > = 1,2I_n$ ▪ $I >> = 1,5I_n$ ▪ $U < = 0,7 U_n/\sqrt{3}$ ▪ $U << = -1,0U_n/\sqrt{3}$ (d.h. inaktiv) ▪ $U > = 1000U_n/\sqrt{3}$ (d.h. inaktiv) ▪ Die U/I-Kennlinie ist deaktiviert.
Gerichtete Endzeit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kurzschlussrichtung vorwärts ▪ Staffelzeit $TI >> = 2s$
Ungerichtete Endzeit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kurzschlussrichtung ungerichtet ▪ Staffelzeit $TI >>> = 2,5s$

6.1.27.1.2 Einstellung der Distanzzonen

Beginnend mit der Leitung, die von dem betrachteten Distanzschutzgerät **Ord.=1** in der Hauptschutzzone zu schützen ist, werden die Distanzzonen des Distanzschutzgerätes wie folgt berechnet. Die primären Nennwerte der Spannungs- und Stromwandler des Distanzschutzes werden in der Registerkarte **Dist: Z<** eingestellt und aus den Werten der Nennspannung und des Nennstromes des **Mess/Schutzgerätes** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** ermittelt. Die sekundären Nennströme der Spannungs- und Stromwandler für den Distanzschutz U_{nsek} und I_{nsek} werden gegenüber der Grundeinstellung nicht verändert.

- ⇒ Die Berechnung der **Impedanzen der Distanzzonen erfolgt als Sekundärimpedanzen**. Daher werden von ATPDesigner die Werte der nachfolgende dargestellten Einstellwerte in der Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** der Registerkarte **Dist: Z<** automatisch eingestellt.

Einstellwert	Einstellung
Primäre Nennspannung	$U_{nprim} = U_n$ Einstellwert Registerkarte Allgemeine Daten
Primärer Nennstrom	$I_{nprim} = I_n$ Einstellwert Registerkarte Allgemeine Daten
Sekundäre Nennspannung	$U_{nsek} = 100V$
Sekundärer Nennstrom	$I_{nsek} = 1A$

- **Lichtbogenreserve R_{Libo}**
Die Resistanz der Distanzzonen werden um die einstellbare Lichtbogenreserve **R_{Libo}** (Einstelldialog **Einstellung Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz**, Einstellwert **R_{lb}**) vergrößert.
- **Schalter des Distanzschutzgerätes**
Der interne Schalter des **Mess/Schutzgerätes** wird aktiviert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Definition der Hauptschutzzone und Reserve-schutzzone für Distanzschutz A.

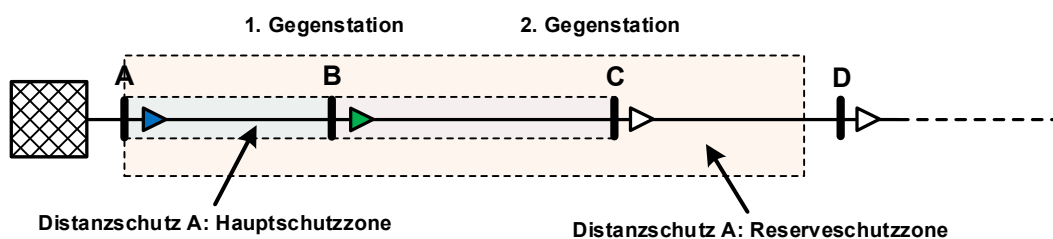


Abbildung 151: Zeitstaffelschutzplan in einem einfachen Strahlennetz

Nachfolgend werden folgende Abkürzungen verwendet:

- **Ltg1** = Leitung AB mit Ord.=1
- **Ltg2** = Leitung BC mit Ord.=2
- **Ltg3** = Leitung CD mit Ord.=3

6.1.27.1.2.1 Grundeinstellungen in der Registerkarte Netzschutz

Die Methode zur Einstellung der Distanzzonen verwendet Einstellwerte aus dem Einstell-dialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss** bzw. **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzschutz**, Gruppe **Distanzschutz: Selektivität**. Nachfolgend wird von deren Grundeinstellungen ausgegangen. Werden diese verändert, verändern sich die Einstellwerte der Distanzzonen nach einer erneuten Ausführung der Funktion.

Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss

Netzschutz Analyse | Netzschutz | Kurzschluss | Meldungen | Bericht Netzschutz

☒ Reserveschutz anzeigen

☒ Schutzgeräte aktivieren

DIST: Tiefpassfilter

DFT: Hochpassfilter

Distanzschutz: Selektivität

DT = ms R_{lb} = Ohm

DX = % DX = Ohm

F_s = %

F_s(1G) = % F_s(2G) = %

Schutzanalyse für Leitungen

Min = % Max = %

Step = % I_{acc.} = %

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 152: Einstellwerte für die automatisierte Einstellung des Distanzschutzes

Einstellwert der Distanzzone	Einstellwert in der Registerkarte
Staffelfaktor	F _s
Staffelfaktor für das sichere Überstaffeln der 1. Gegenstation	F _{sg} (1G)
Staffelfaktor für das sichere Überstaffeln der 2. Gegenstation	F _{sg} (2G)
Staffelabstand	DT
R_{Libo}	R _{lb}
DX	Mindestabstand der Kippgrenzen der Distanzonen in % bzw. Ohm

6.1.27.1.2.2 Einstellwerte 1. Distanzzone

Leitung **Ltg1** wird durch die 1. Distanzzone des Distanzschutzgerätes an Leitung 1 geschützt.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Hauptschutzzone
Distanzzone	1
Staffelfaktor	$f_s = 85\%$
Staffelabstand	$\Delta t = 300\text{ms}$
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	$t = 0\text{ms}$
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot R_{1Ltg1} + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot X_{1Ltg1}$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot Z_{1Ltg1} $
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \text{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1}}{R_{1Ltg1}}\right)$
Erdfaktor	$\underline{k}_E = \frac{Z_{ELtg1}}{Z_{1Ltg1}} = \frac{Z_{0Ltg1} - Z_{1Ltg1}}{3 \cdot Z_{1Ltg1}}$

6.1.27.1.2.3 Einstellwerte 2. Distanzzone

Folgt nach Leitung **Ltg1** noch eine weitere Folgeleitung **Ltg2**, so wird die 2. Distanzzone des Distanzschutzgerätes am Anfang von Leitung **Ltg1** wie folgt eingestellt.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Haupt/Reserveschutzzone
Distanzzone	2
Staffelfaktor	$f_s = 85\%$
Staffelabstand	$\Delta t = 300\text{ms}$
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	$t = 300\text{ms}$
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot (R_{1Ltg1} + f_s \cdot R_{1Ltg2}) + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot (X_{1Ltg1} + f_s \cdot X_{1Ltg2})$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot (Z_{1Ltg1} + f_s \cdot Z_{1Ltg2})$
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \text{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1} + f_s \cdot X_{1Ltg2}}{R_{1Ltg1} + f_s \cdot R_{1Ltg2}}\right)$
Erdfaktor	Erdfaktor \underline{k}_E der 1. Distanzzone

Folgt nach Leitung **Ltg1** keine weitere Folgeleitungen wird die 2. Distanzzone des Distanzschutzes auf 110% der Impedanz von Leitung **Ltg1** ausgelegt. Damit wird Leitung

Ltg1 vollständig mit zwei Distanzzonen geschützt. Die weiteren Distanzzonen des Distanzschutzes A bleiben deaktiviert.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Haupt/Reserveschutzzone
Distanzzone	2
Staffelfaktor	$f_s = 110\%$
Staffelabstand	$\Delta t = 300\text{ms}$
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	$t = 300\text{ms}$
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot R_{1Ltg1} + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot X_{1Ltg1}$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot Z_{1Ltg1} $
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \text{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1}}{R_{1Ltg1}}\right)$
Erdfaktor	Erdfaktor k_E der 1. Distanzzone

6.1.27.1.2.4 Einstellwerte 3. Distanzzone

Folgen nach Leitung **Ltg1** noch zwei weitere Folgeleitungen **Ltg2** und **Ltg3**, so wird die 3. Distanzzone des Distanzschutzgerätes am Anfang von Leitung **Ltg1** wie folgt eingestellt.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Reserveschutzzone
Distanzzone	3
Staffelfaktor	$f_s = 85\%$
Staffelabstand	$\Delta t = 300\text{ms}$
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	$t = 600\text{ms}$
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot \left(R_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(R_{1Ltg2} + f_s \cdot R_{1Ltg3} \right) \right) + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot \left(X_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(X_{1Ltg2} + f_s \cdot X_{1Ltg3} \right) \right)$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot \left(Z_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(Z_{1Ltg2} + f_s \cdot Z_{1Ltg3} \right) \right)$
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \text{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(X_{1Ltg2} + f_s \cdot X_{1Ltg3} \right)}{R_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(R_{1Ltg2} + f_s \cdot R_{1Ltg3} \right)}\right)$
Erdfaktor	Erdfaktor k_E der 1. Distanzzone

Folgt nach Leitung **Ltg1** nur noch eine weitere Folgeleitung **Ltg2**, so wird die 3. Distanzzone des Distanzschutzgerätes so eingestellt, dass ein vollständiger Schutz der Folgeleitung **Ltg2** durch die 3. Distanzzone sichergestellt ist.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Reserveschutzzone
Distanzzone	3
Staffelfaktor	$f_s = 85\%$
Staffelabstand	$\Delta t = 300\text{ms}$
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	$t = 600\text{ms}$
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot (R_{1Ltg1} + R_{1Ltg2}) + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot (X_{1Ltg1} + X_{1Ltg2})$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot (Z_{1Ltg1} + Z_{1Ltg2})$
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \text{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1} + X_{1Ltg2}}{R_{1Ltg1} + R_{1Ltg2}}\right)$
Erdfaktor	Erdfaktor k_E der 1. Distanzzone

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft der Zeitstaffelschutzplan (Zeitstaffelkennlinie) für die Distanzschutzgeräte an den Netzknoten A und B dargestellt.

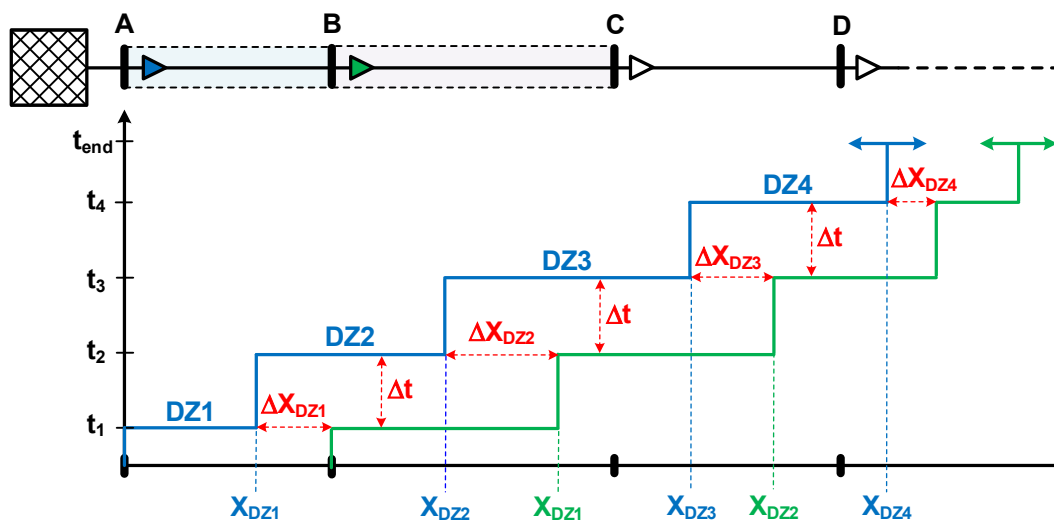
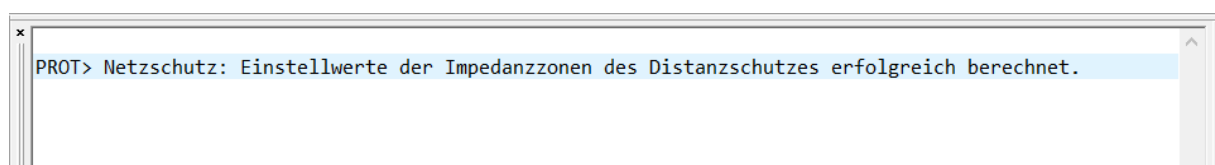


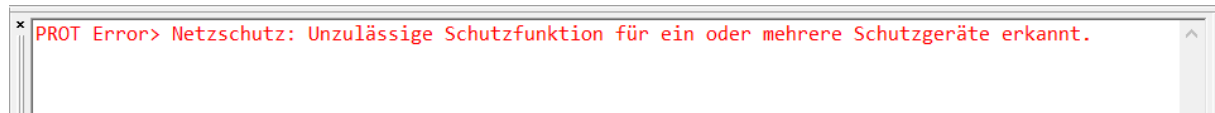
Abbildung 153: Beispiel eines Zeitstaffelschutzplanes

6.1.27.1.3 Meldungen im Ausgabefenster für Netzschutzmeldungen

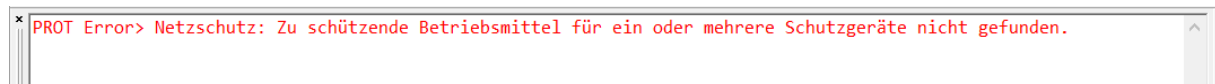
Im Ausgabefenster für Netzschutzmeldungen werden Meldungen wie nachfolgende dargestellt ausgegeben.



Die Distanzonen konnten für die Folgeleitungen erfolgreich eingestellt werden.



- Eine oder mehrere Schutzgeräte sind keine Distanzschutzgeräte.



- Einem oder mehreren Schutzgeräten wurden keine zu schützenden Betriebsmittel zugewiesen.

Die weiteren Distanzzonen werden durch das Verfahren nicht eingestellt und bleiben deaktiviert.

6.1.27.1.4 Beispiel: Ergebnisse für einen 3-poligen Kurzschluss L123

Wird am Ende des Abgangs des in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Stromnetzes ein 3-poliger Kurzschluss L123 eingestellt und eine Kurzschlussstromberechnung mit **Strg + E** oder dem Toolbar-Button durchgeführt, so ergibt sich das in der nachfolgenden Abbildung dargestellte schutztechnische Ergebnis.

- Das Distanzschutzgerät **P9** löst als Hauptschutz in der 2. Distanzzone mit 300ms aus.
- Das Distanzschutzgerät **P8** regt mit Generalanregung an und würde als Reserveschutz in der 3. Distanzzone mit 600ms auslösen.
- Die Distanzschutzgeräte **P1** und **P2** würde als weiterer Reserveschutz in unge richteter Endzeit mit 2s auslösen.

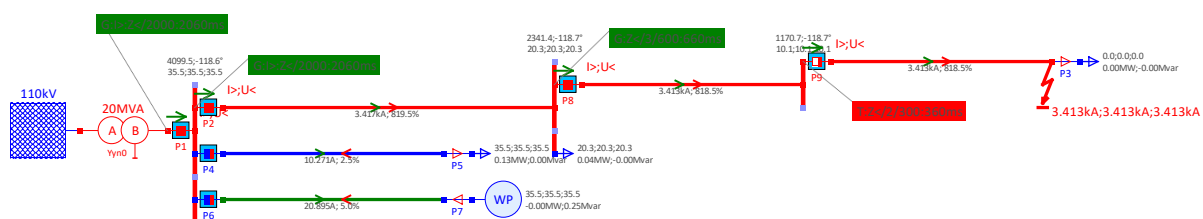


Abbildung 154: Beispiel: Ergebnisse für einen 3-poligen Kurzschluss L123

In der nachfolgenden Abbildung ist der Zeitstufenschutzplan für **Distanzschutz P2** mit den Kurzschlussmesswerten dargestellt.

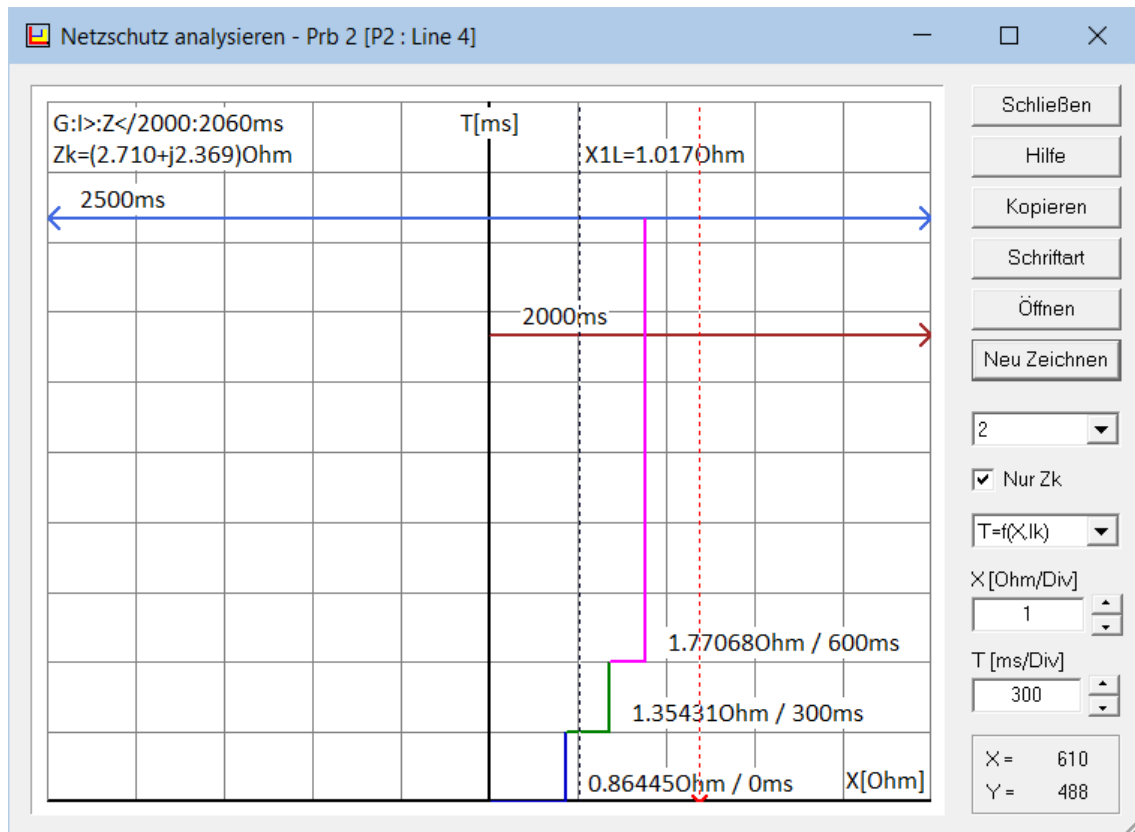


Abbildung 155: Distanzschutz P2 - Zeitstaffelschutzplan mit Kurzschlussmesswerten

6.1.27.2 DIST: Automatisierte Einstellung Distanzschutz

Die automatisierte Einstellung der Distanzschutzgeräte basiert auf einer topologischen Analyse des Stromnetzes und der dadurch möglichen Identifikation der 1. Gegenstation und der 2. Gegenstationen des betrachteten Distanzschutzes. Näheres dazu ist im Kapitel [Grundlagen Distanzschutz](#) enthalten.

Die automatisierte Einstellung der Distanzschutzgeräte erfolgt in mehreren Schritten.

- ⇒ Der Anwender muss vor dem Start der automatisierten Einstellung in der Registerkarte **Allgemeine Daten** für die einzustellenden **Mess/Schutzgeräte** die Schutzfunktion **Distanzschutz** und die Einstellwerte für **Nennspannung U_n** und **Nennstrom I_n** einstellen.
- ⇒ Die Berechnung der **Impedanzen der Distanzzonen erfolgt als Primärimpedanzen**. Daher werden von ATPDesigner die Werte der nachfolgende dargestellten Einstellwerte in der Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** der Registerkarte **Dist: Z<** automatisch eingestellt.

Einstellwert	Einstellung
Primäre Nennspannung	$U_{nprim} = 100V$
Primärer Nennstrom	$I_{nprim} = 1A$
Sekundäre Nennspannung	$U_{nsek} = 100V$
Sekundärer Nennstrom	$I_{nsek} = 1A$

1. [Schutzzonen identifizieren](#)
Basierend auf einem topologischen Suchverfahren werden die Hauptschutzzone und die Reserveschutzzonen der Distanzschutzgeräte mit einem topologischen Suchverfahren ermittelt und in der Netzgrafik farblich dargestellt.
2. [Betriebsmittel bis zur 1. Gegenstation und den 2. Gegenstationen überprüfen](#)
Nach der Identifikation der Schutzzonen können diese und die in den Schutzzonen enthaltenen Netzwerkelemente ausgehend von einem Distanzschutzgerät kontrolliert werden. Dazu werden die erkannten Netzwerkelemente ausgehend vom Distanzschutzgerät bis zu den 2. Gegenstationen in der Netzgrafik eingefärbt.
3. [Einstellwerte der Distanzzonen berechnen](#)
Im letzten Schritt werden die Einstellwerte für das Anregesystem und die Distanzzonen berechnet und für das Distanzschutzgeräte eingestellt.

6.1.27.2.1 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren

Mit Hilfe des Menüpunktes können Haupt- und Reserveschutzzonen für den [Distanzschutz](#) im Stromnetz automatisiert identifiziert und direkt in der Netzgrafik angezeigt werden.

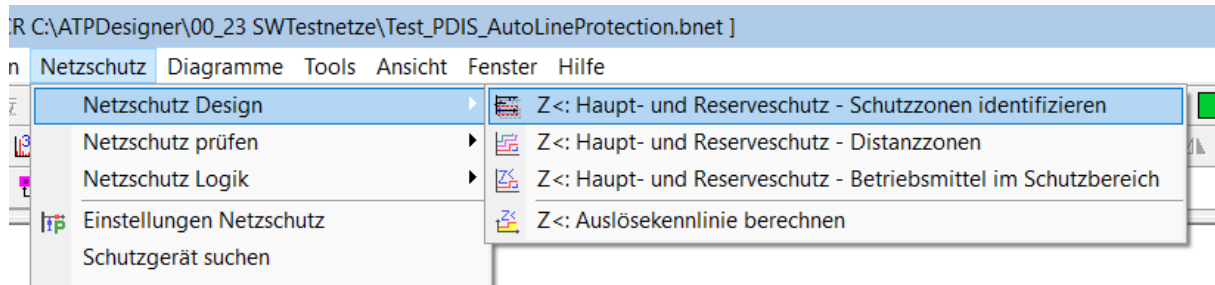


Abbildung 156: Schutzzonen identifizieren

In der nachfolgenden Abbildung sind in einem Referenznetz die Hauptschutzzonen durch ein **grau** eingefärbtes Rechteck eingegrenzt. Man erkennt, dass durch die Überlappung der Hauptschutzzonen eine übersichtliche Darstellung der Hauptschutzzonen nicht immer optimal gegeben ist. Daher sind über die hier gezeigte weitere Darstellungsfunktionen in ATPDesigner vorhanden.

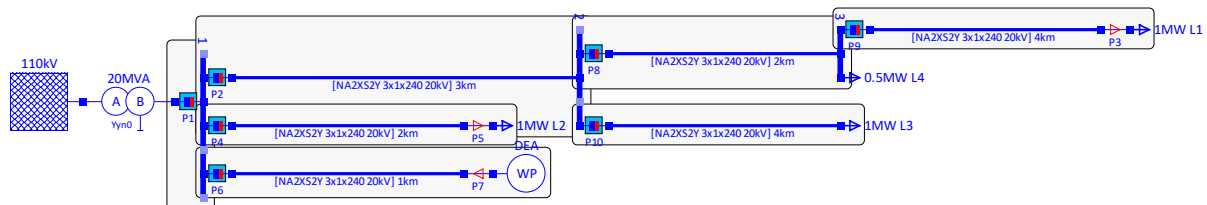


Abbildung 157: Anzeige der Hauptschutzzonen für Distanzschutzgeräte

6.1.27.2.2 Suchalgorithmus zur Identifikation von Haupt- und Reserveschutzzonen

Der Suchalgorithmus zur Identifikation der Haupt- und Reserveschutzzonen startet bei jedem **Mess/Schutzgerät** mit der Schutzfunktion **Distanzschutz**. In Richtung der positiven Messrichtung, die durch den **roten Pfeil** erkennbar ist. Ausgehend von dem **Mess/-Schutzgerät** wird die 1. Gegenstation und die darauffolgenden 2. Gegenstationen gesucht.

6.1.27.2.3 Hauptschutzzone

Als **Hauptschutzzone** wird nachfolgend der Bereich eines Stromnetzes bezeichnet, der vom Messort des **Mess/Schutzgerätes** ausgehend in positiver Messrichtung bis zur 1. Gegenstation liegt.

6.1.27.2.4 Reserveschutzzone

Als **Reserveschutzzone** wird nachfolgend der Bereich eines Stromnetzes bezeichnet, der vom Messort des **Mess/Schutzgerätes** ausgehend beginnend mit der 1. Gegenstation in positiver Messrichtung bis zu den 2. Gegenstationen reicht. In aller Regel wird zur Festlegung des Reserveschutzbereiches eine der 2. Gegenstationen nach einem netzphysikalischen Kriterium wie z.B. das Kriterium der elektrisch längsten Folgeleitung festgelegt.

6.1.27.2.5 Hauptschutzzone – Identifikation der 1. Gegenstation

Um die Hauptschutzzone zu definieren, muss die 1. Gegenstation durch den Suchalgorithmus identifiziert werden.

Die **1. Gegenstation** wird dadurch erkannt, dass sich ausgehend von dem Messort des **Mess/Schutzgerätes** netzphysikalisch an einem Betriebsmittel eine Stromverzweigung in zwei oder mehrere nachfolgende Stromzweige ergeben kann, sich im Strommesspfad ein weiteres **Mess/Schutzgerät** mit aktiver Distanzschutzfunktion befindet oder eine der nachfolgend aufgelisteten Bedingungen erfüllt ist.

⇒ **Berücksichtigung deaktivierte Netzwerkelemente**

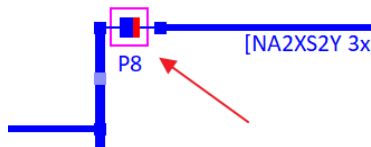
Der topologische Suchalgorithmus betrachtet elektrisch deaktivierte Netzwerkelemente (Zeichenfarbe **magenta**) als im Stromnetz nicht vorhanden.

Folgende Bedingungen definieren das Ende einer Schutzzone, d.h. die 1. Gegenstation:

- **Mess/Schutzgerät**

Falls das Schutzgerät mit Distanzschutzfunktion parametrisiert ist, die **EIN** geschaltet ist (Registerkarte **Allgemeine Daten**, Schalter **EIN/AUS**), wird eine Gegenstation erkannt.

In der nachfolgenden Abbildung ist ein **Mess/Schutzgerät** mit **AUS** geschalteten Schutzfunktionen dargestellt, erkennbar am **magenta** Rahmen um das grafische Symbol.



- **Sammelschiene mit mehr als zwei mit anderen Netzwerkelementen verbundenen Knoten**

- Ein deaktiviertes Netzwerkelement, das direkt an der Sammelschiene angeschlossen ist, wird als nicht vorhanden betrachtet und nicht gezählt.

- **Offene Schalter**

- interner Schalter des **Mess/Schutzgerätes**
- [Schalter](#)
- [Schalter \(CB\)](#)

- **Transformatoren im Strompfad**

- Zwei-Wicklungs-Transformator
- 2/3-Wicklungs-Transformator **BCTAN**

- **Betriebsmittel im Strompfad, die einen Randknoten darstellen**

- Netzeinspeisung
- Verbraucherlast
- Synchrongenerator
- Asynchronmaschine
- Dezentraler Einspeiser (EMT) und Batteriespeicher
- Erzeugungsanlage (DEA)

- 1p. U/I-Quelle - ATP Source
- Externe .ATP-Datei
- Splitter

Die Betriebsmittel bis zur **1. Gegenstation** werden der Hauptschutzzone zugeordnet.

Folgende Betriebsmittel und Bedingungen werden nicht als Ende einer Schutzzone, d.h. nicht als 1. Gegenstation erkannt.

- Trennschalter von Leitungen
- Trennschalter von Sammelschienen
- Trenn- und Abgangsschalter von Doppelsammelschienen

Zusatzknoten von **Leitungen** werden vom Suchalgorithmus ignoriert. Daher sollten Netzstationen, d.h. Transformatoren zur Versorgung nachgelagerter Stromnetze typischerweise an Zusatzknoten der Leitungen angeschaltet und dafür keine Sammelschienen verwendet werden. So können Leitungsabgänge mit einer Vielzahl angeschlossener Netzstationen sehr einfach nachgebildet werden, die z.B. durch die Distanzonen eines Distanzschutzgerätes typischerweise überstaffelt werden. Dagegen würde eine Netzstation, die an einer Sammelschiene angeschlossen ist, bei mindestens drei verbundenen Knoten der Sammelschiene als Gegenstation erkannt werden.

6.1.27.2.6 Reserveschutzzone – Identifikation der 2. Gegenstation(en)

Um die Reserveschutzzone zu definieren, müssen die 2. Gegenstation(en) identifiziert werden. Die **2. Gegenstation(en)** werden dadurch erkannt, dass sich ausgehend von der 1. Gegenstation netzphysikalisch an einem Betriebsmittel eine Stromverzweigung in zwei oder mehrere nachfolgende Stromzweige ergeben kann. Darüber hinaus gelten die Bedingungen zur Identifikation der 1. Gegenstation bzgl. offener Schalter, Transformatoren und Betriebsmittel, die einen Randknoten darstellen

6.1.27.2.7 Hauptschutzzone in der Netzgrafik anzeigen

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, auch in vermaschten Stromnetzen die Hauptschutzzone und alle Betriebsmittel bis zu den 2. Gegenstationen direkt in der Netzgrafik anzuzeigen. Der Suchalgorithmus zur Identifikation der Haupt- und Reserveschutzzonen startet bei jedem **Mess/Schutzgerät** mit der Schutzfunktion **Distanzschutz** in Richtung der positiven Messrichtung.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz Design**
- Menüpunkt **Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren**

In der nachfolgenden Abbildung sind die Hauptschutzzonen durch **grau** eingefärbte Rechtecke markiert.

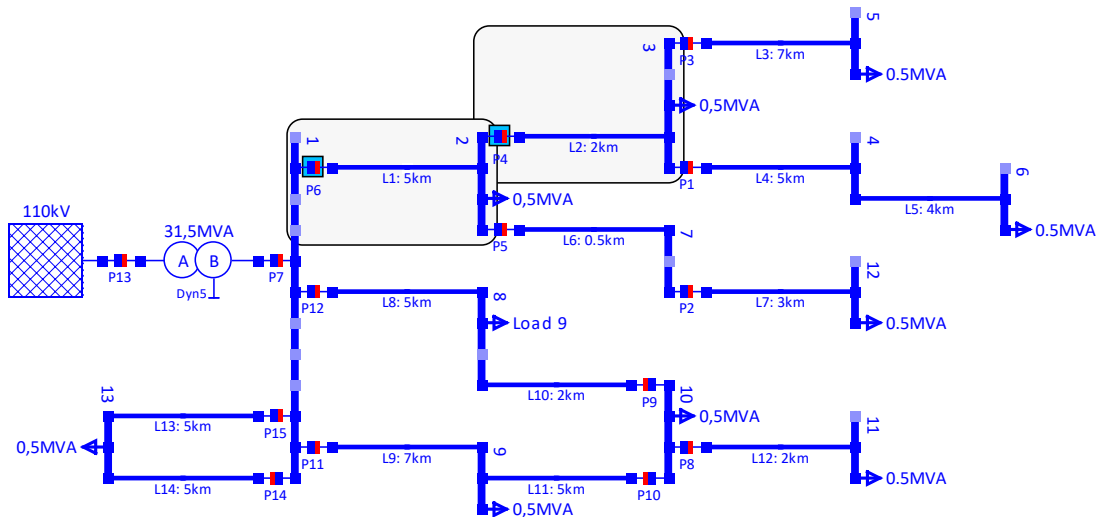


Abbildung 158: Anzeige der Hauptschutzzonen für Distanzschutzgeräte (DIST)

Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button  oder aus der Netzgrafik entfernt werden.

6.1.27.2.8Z<: Haupt- und Reserveschutz – Betriebsmittel im Schutzbereich

Nach der Identifikation der 1. Gegenstation und der 2. Gegenstation(en) können die Betriebsmittel in der Hauptschutzzone und die Betriebsmittel bis zu den 2. Gegenstation(en) **grün** gezeichnet werden.

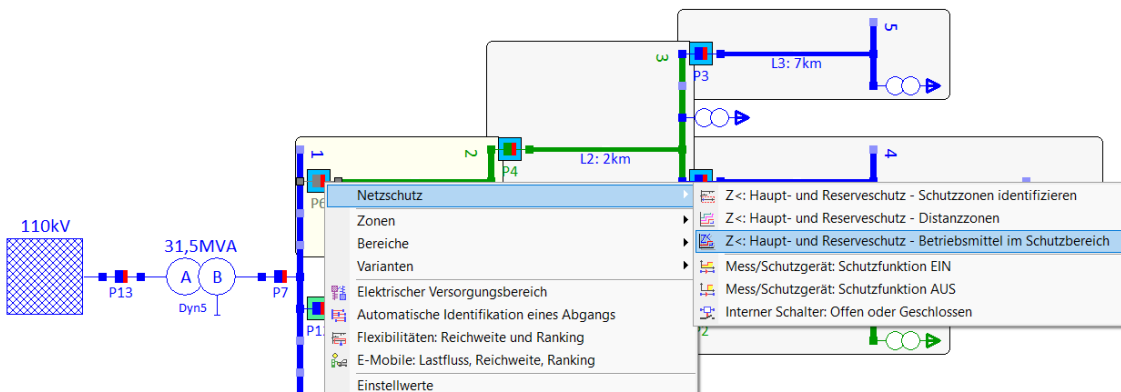


Abbildung 159: Betriebsmittel in Haupt- und Reserveschutzzone einfärben

In der nachfolgenden Abbildung sind die Betriebsmittel, die in der Haupt- und Reserveschutzzone liegen, **grün** gezeichnet. Es ist wie folgt vorzugehen:

1. **Mess/Schutzgerät** mit Distanzschutzfunktion mit einem **Left Mouse Button Click** markieren.
2. Kontextsensitives Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen
3. Im Hauptmenü **Netzschutz** den Menüpunkt **Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren** mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen.

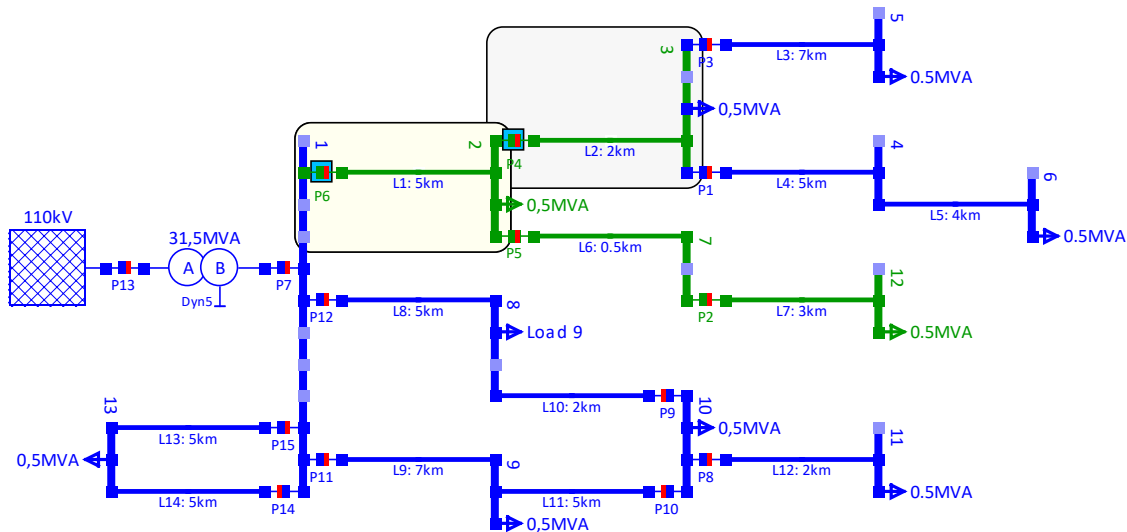


Abbildung 160: Anzeige Hauptschutzzone und Betriebsmittel im Schutzbereich

Wie in der vorherigen Abbildung dargestellt wird die Hauptschutzzone des markierten **Mess/Schutzgerätes** in **Gelb** gezeichnet.

6.1.27.2.9Z<: Haupt- und Reserveschutz – Ausgabe der Ergebnisse als Bericht

Die Ergebnisse der Identifikation von Hauptschutzzonen und Reserveschutzzonen werden in einem **Bericht** (.XLM-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Der Dateiname ist wie folgt definiert.

JJJJMMThhmmss_NetDateiname_DIST.xml

Berichte von ATPDesigner verwenden das international standardisierte XML-basierten Format **Office Open XML** [21] und können mit den Textverarbeitungsprogrammen wie z.B. Word direkt geöffnet und weiterverarbeitet werden.

In der nachfolgenden Abbildung sind für das oben abgebildete Netz Ausschnitte aus einem **Bericht** abgebildet:

- Netz mit **grau** markierten Hauptschutzzonen
- Tabellarische Ausgabe der Ergebnisse

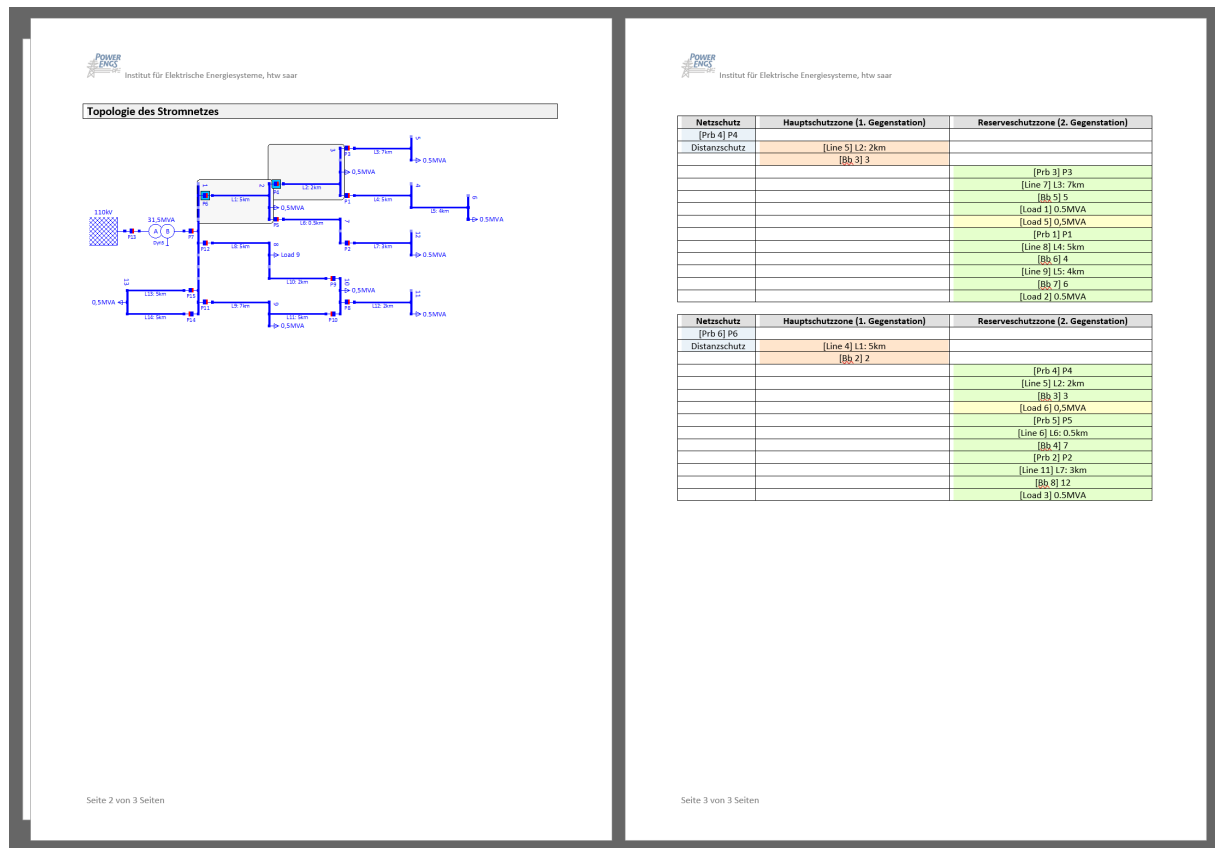


Abbildung 161: Z<: Haupt- und Reserveschutz – Ausgabe der Ergebnisse als Bericht

Die Ausgabe erfolgt angelehnt an das Konzept von Hauptschutzzeiten und Reserveschutzzeiten tabellarisch in mehreren Spalten.

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 6] P6		
Distanzschutz	[Line 4] L1: 5km	
	[Bb 2] 2	
		[Prb 4] P4
		[Line 5] L2: 2km
		[Bb 3] 3
		[Load 6] 0,5MVA
		[Prb 5] P5
		[Line 6] L6: 0,5km
		[Bb 4] 7
		[Prb 2] P2
		[Line 11] L7: 3km
		[Bb 8] 12
		[Load 3] 0,5MVA

Spalte	Bedeutung
1	Netzschutzgerät als Ausgangspunkt des Suchalgorithmus mit Schutzfunktion
2	Betriebsmittel ausgehend vom Netzschutzgerät bis zur 1. Gegenstation
3	Betriebsmittel von der 1. Gegenstation bis zu den 2. Gegenstationen

Wie im vorangehenden Beispiel gezeigt werden mehrere der 1. Gegenstation folgende Schutzzonen bis zu den 2. Gegenstationen durch eine alternierende Einfärbung gruppiert. Es wurden drei 2. Gegenstationen erkannt: Sammelschiene **Bb 3**, Verbraucherlast **Load 6** und Verbraucherlast **Load 3**.

6.1.27.2.10 Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen

Nachdem mit dem Menüpunkt **Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren** durch ein topologisches Suchverfahren die Schutzzonen identifiziert wurden, können die Einstellwerte der Distanzzonen berechnet werden.

- Menüpunkt **Z<: Haupt- und Reserveschutz – Distanzzonen**

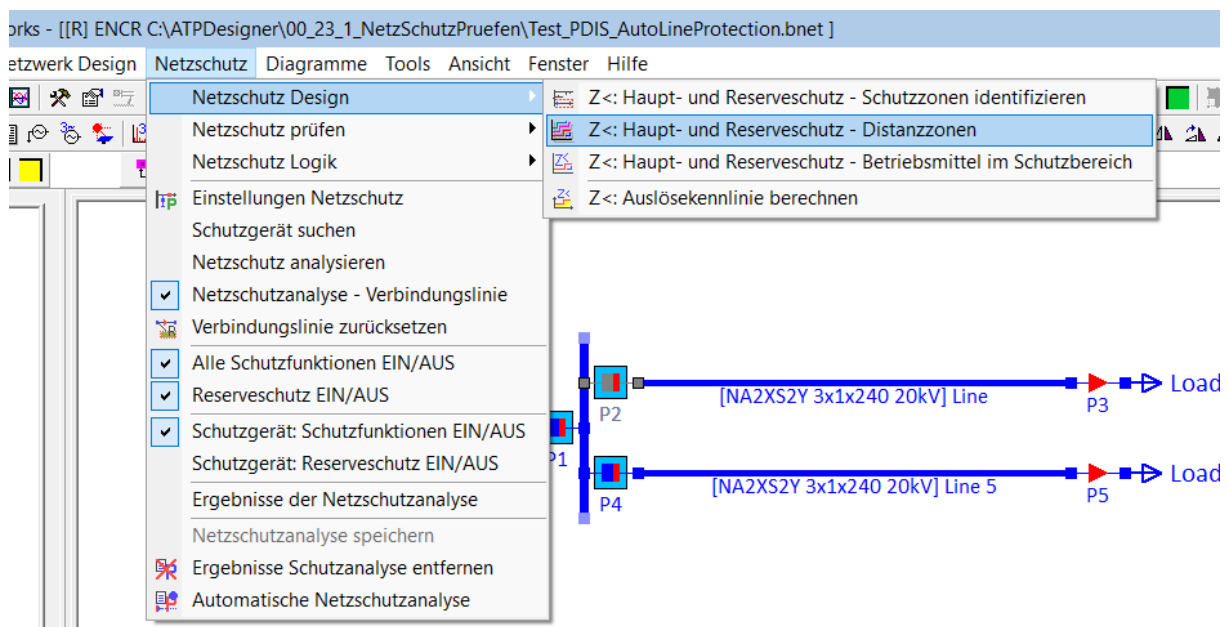


Abbildung 162: Berechnung der Einstellwerte der Distanzzonen

Folgende Randbedingungen sind zu beachten.

- Es werden nur markierte **Mess/Schutzgeräte** berücksichtigt. Ist das Netzwerkelement nicht markiert, so erfolgt keine Berechnung und Einstellung der Einstellwerte. Die Markierung einzelner Netzwerkelemente kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Symbol des Netzwerkelementes erfolgen.
- Es werden nur aktive **Mess/Schutzgeräte** berücksichtigt. Ist das Netzwerkelement deaktiviert, so erfolgt keine Berechnung und Einstellung der Einstellwerte.

Es werden Meldungen im **Meldungsfenster für Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

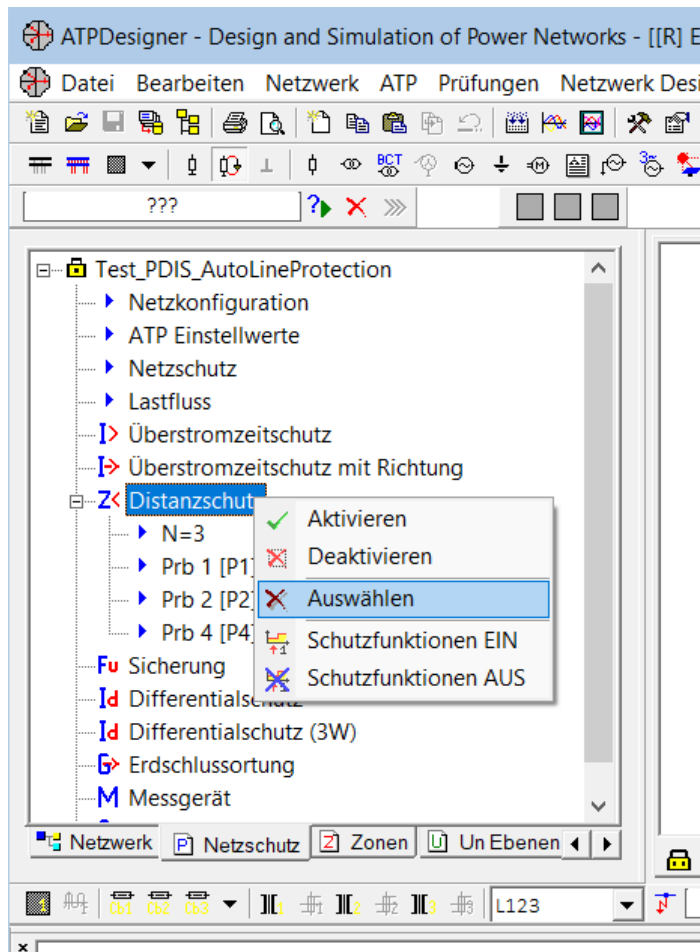


Abbildung 163: Auswahl der Distanzschutzgeräte in der Registerkarte Netzschutz

Folgende Einstellwerte der Distanzzonen werden berechnet.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellwert im Einstelldialog
Mitsystemresistanz R_1	Rsek
Mitsystemreaktanzen X_1	Xsek
Impedanzwinkel $\phi(\underline{Z}_1)$ mit $\underline{Z}_1 = R_1 + j \cdot X_1$	$\phi(\underline{Z})$

Die Einstellwerte werden nach dem [Verfahren der kürzesten und längsten Folgeleitung](#) ermittelt. Die berechneten Einstellwerte werden wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt im Meldungsfenster der Netzschutzmeldungen ausgegeben.

Die Berechnung der Einstellwerte der Distanzzonen berücksichtigt nur Leitungen, keine Transformatoren oder Zwischeneinspeisungen. berücksichtigt und lediglich Reaktanz und Resistenz für die Hauptschutzzone, die zweite Distanzschutzzone, die dritte Distanzschutzzone und die vierte Distanzschutzzone ausgewertet, eingestellt und aktiviert. Alle weiteren Einstellwerte für die Distanzschutzgeräte bleiben auf dem Stand vor dem Ausführen der Funktion.

6.1.27.2.11 Beispiel: Berechnung der Distanzzonen in einem einfachen Stromnetz

Für das nachfolgende Stromnetz mit zwei Distanzschutzgeräten werden die Distanzzonen beispielhaft automatisiert berechnet.

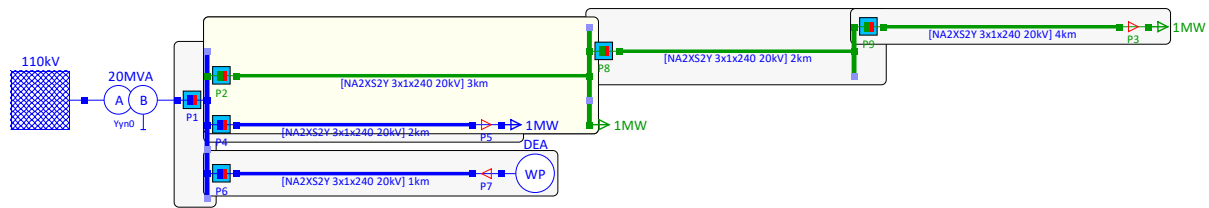


Abbildung 164: Einfaches Stromnetz zur Berechnung der Distanzzonen

Die automatisierte Berechnung der Distanzzonen berechnet die Impedanzen der Distanzzonen DZ1 und DZ2. In der nachfolgenden Abbildung sind die Ausgaben in dem Meldungsfenster der **Netzschutzmeldungen** dargestellt.

```

PROT> Start: Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen einstellen
PROT>> [Prb 1] P1 - Distanzzone DZ1: Keine Leitung in der Hauptschutzzone gefunden
PROT>> [Prb 1] P1 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.1096500hm, Xsek=0.0960500hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 1] P1 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.4257000hm, Xsek=0.3729000hm, T=600.000000ms
PROT>> [Prb 2] P2 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.3289500hm, Xsek=0.2881500hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 2] P2 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.5153550hm, Xsek=0.4514350hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 2] P2 - Distanzzone DZ3: Rsek=0.7017600hm, Xsek=0.6147200hm, T=600.000000ms
PROT>> [Prb 2] P2 - Distanzzone DZ4: Rsek=0.9933000hm, Xsek=0.8701000hm, T=900.000000ms
PROT>> [Prb 4] P4 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.2193000hm, Xsek=0.1921000hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 4] P4 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.2838000hm, Xsek=0.2486000hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 4] P4 - Distanzzonen DZ3, DZ4: Keine Leitung zwischen 1. und 2. Gegenstation gefunden
PROT>> [Prb 6] P6 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.1096500hm, Xsek=0.0960500hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 6] P6 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.1419000hm, Xsek=0.1243000hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 6] P6 - Distanzzonen DZ3, DZ4: Keine Leitung zwischen 1. und 2. Gegenstation gefunden
PROT>> [Prb 8] P8 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.2193000hm, Xsek=0.1921000hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 8] P8 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.4057050hm, Xsek=0.3553850hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 8] P8 - Distanzzone DZ3: Rsek=0.4057050hm, Xsek=0.3553850hm, T=600.000000ms
PROT>> [Prb 8] P8 - Distanzzone DZ4: Rsek=0.5676000hm, Xsek=0.4972000hm, T=900.000000ms
PROT>> [Prb 9] P9 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.2193000hm, Xsek=0.1921000hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 9] P9 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.2838000hm, Xsek=0.2486000hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 9] P9 - Distanzzonen DZ3, DZ4: Keine Leitung zwischen 1. und 2. Gegenstation gefunden
PROT>> [Prb 10] P10 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.4386000hm, Xsek=0.3842000hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 10] P10 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.5676000hm, Xsek=0.4972000hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 10] P10 - Distanzzonen DZ3, DZ4: Keine Leitung zwischen 1. und 2. Gegenstation gefunden
PROT>> Ende: Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen einstellen
  
```

Abbildung 165: Ausgabe der Einstellwerte der Distanzschutzgeräte im Meldungsfenster


6.1.27.2.12 Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen – Einstellwerte als Bericht

Die Ergebnisse der Berechnung und Einstellung der Distanzzonen werden in einem **Bericht** (.XLM-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der **NetDateiname** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Der Dateiname ist wie folgt definiert.

JJJJMMThhmmss_NetDateiname_DISTDZN.xml

Berichte von ATPDesigner verwenden das international standardisierte XML-basierte Format **Office Open XML** [21] und können mit den Textverarbeitungsprogrammen wie z.B. Word direkt geöffnet und weiterverarbeitet werden.

In der nachfolgenden Abbildung sind für das oben abgebildete Netz Ausschnitte aus einem **Bericht** abgebildet. Die berechneten Einstellwerte werden in Tabellen ausgegeben.


 Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 1] P1		
Distanzschutz	[Bb 1]	
		[Prb 2] P2
		[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km
		[Bb 2]
		[Prb 4] P4
		[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km
		[Prb 5] P5
		[Load 2] 1MW
		[Prb 6] P6
		[Line 6] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 1km
		[Prb 7] P7
		[3Ph 1] DEA

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 2] P2		
Distanzschutz	[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	
	[Bb 2]	
		[Prb 8] P8
		[Line 7] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km
		[Bb 3]
		[Prb 9] P9
		[Line 8] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 4km
		[Prb 3] P3
		[Load 1] 1MW
		[Load 3] 1MW


Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 4] P4		
Distanzschutz	[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	
	[Prb 5] P5	
	[Load 3] 1MW	

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 6] P6		
Distanzschutz	[Line 6] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 1km	
	[Prb 5] P5	
	[3Ph 1] DEA	

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 8] P8		
Distanzschutz	[Line 7] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	
	[Bb 3]	
	[Prb 9] P9	
		[Line 8] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 4km
		[Prb 3] P3
		[Load 1] 1MW

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 9] P9		
Distanzschutz	[Line 8] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 4km	

Seite 4 von 6 Seiten


 Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

[Prb 3] P3		
[Load 1] 1MW		

Netzschutz	Beschreibung	Einstellwerte
[Prb 1] P1	Distanzschutz	Aktiviert

Nr.	Rsek [Ohm]	Rprim [Ohm]	Xsek [Ohm]	Xprim [Ohm]	s[Z] [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Akt.
1	3.32895	0.28815	3.32895	0.28815	41.2174	300	Vonwärts	45	1
2	3.4644	0.4068	3.4644	0.4068	41.2174	600	Vonwärts	45	1
3	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
4	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
5	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
6	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
7	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
8	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0

Netzschutz	Beschreibung	Einstellwerte
[Prb 2] P2	Distanzschutz	Aktiviert

Nr.	Rsek [Ohm]	Rprim [Ohm]	Xsek [Ohm]	Xprim [Ohm]	s[Z] [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Akt.
1	3.32895	0.28815	1.10965	0.09605	41.2174	0	Vonwärts	45	1
2	3.51536	0.451435	1.17178	0.150478	41.2174	300	Vonwärts	45	1
3	3.70176	0.61472	1.23592	0.204907	41.2174	600	Vonwärts	45	1
4	4.0836	0.8482	1.3612	0.3164	41.2174	900	Vonwärts	45	1
5	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
6	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
7	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
8	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0

Netzschutz	Beschreibung	Einstellwerte
[Prb 4] P4	Distanzschutz	Aktiviert

Nr.	Rsek [Ohm]	Rprim [Ohm]	Xsek [Ohm]	Xprim [Ohm]	s[Z] [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Akt.
1	3.2193	0.1921	3.2193	0.1921	41.2174	0	Vonwärts	45	1
2	3.3096	0.2712	3.3096	0.2712	41.2174	300	Vonwärts	45	1
3	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
4	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
5	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
6	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
7	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
8	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0

Netzschutz	Beschreibung	Einstellwerte
[Prb 6] P6	Distanzschutz	Aktiviert

Nr.	Rsek [Ohm]	Rprim [Ohm]	Xsek [Ohm]	Xprim [Ohm]	s[Z] [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Akt.
1	3.10965	0.09605	3.10965	0.09605	41.2174	0	Vonwärts	45	1
2	3.1548	0.1356	3.1548	0.1356	41.2174	300	Vonwärts	45	1
3	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0
4	0	0	0	0	0	0	Vonwärts	45	0

Seite 5 von 6 Seiten

Abbildung 166: Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen – Einstellwerte als Bericht

6.1.28 DIST: Berechnung des stationären Netzzustandes

Wird ein Distanzschutz während der Berechnung des stationären Netzzustandes verwendet, so werden die Meldungen der Distanzschutzgeräte Ausgabefenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben. Das Ergebnis der Schutzanalyse wird mit **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) direkt in der Netzgrafik angezeigt.

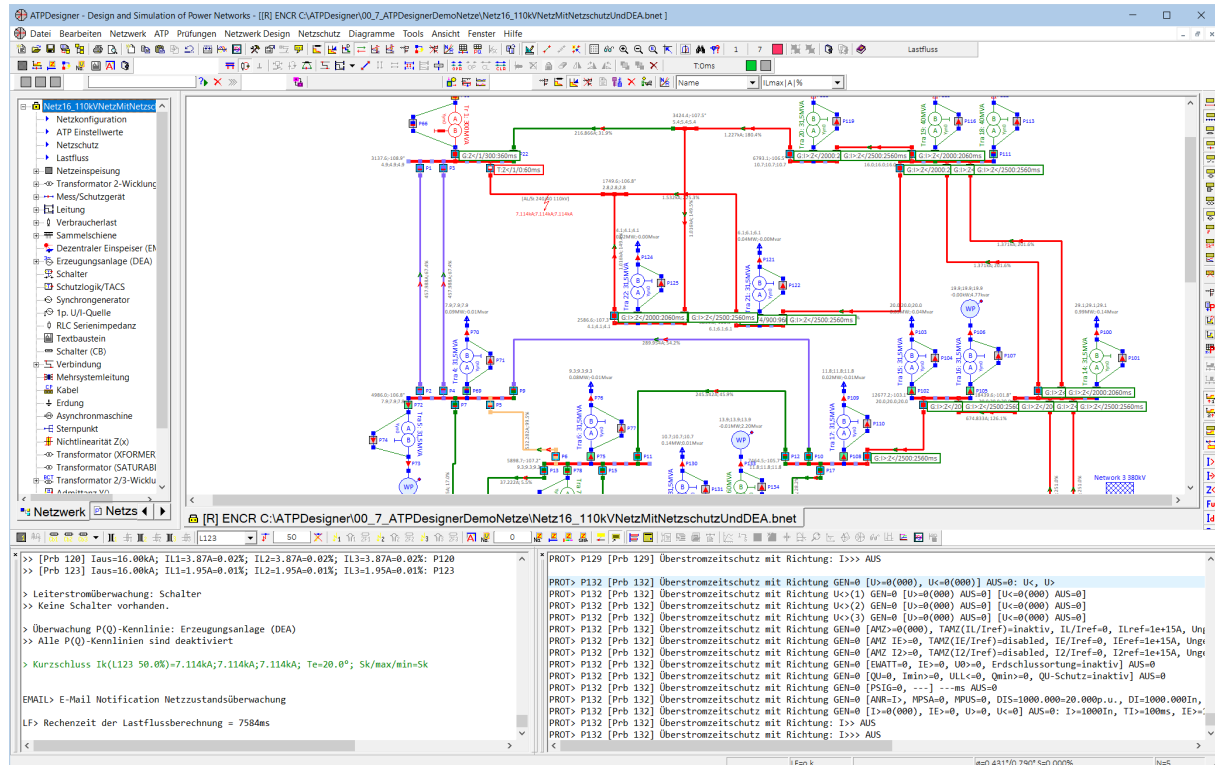


Abbildung 167: Stationärer Netzzustand - Ausgabe der Ergebnisse des Distanzschutzes

Nachfolgend sind die Ausgaben der Distanzschutzgeräte im **Meldungsfenster** dargestellt. Die Ausgaben werden in den Kapiteln der einzelnen Schutzfunktionen wie z.B. [DIST: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen](#) näher erläutert.

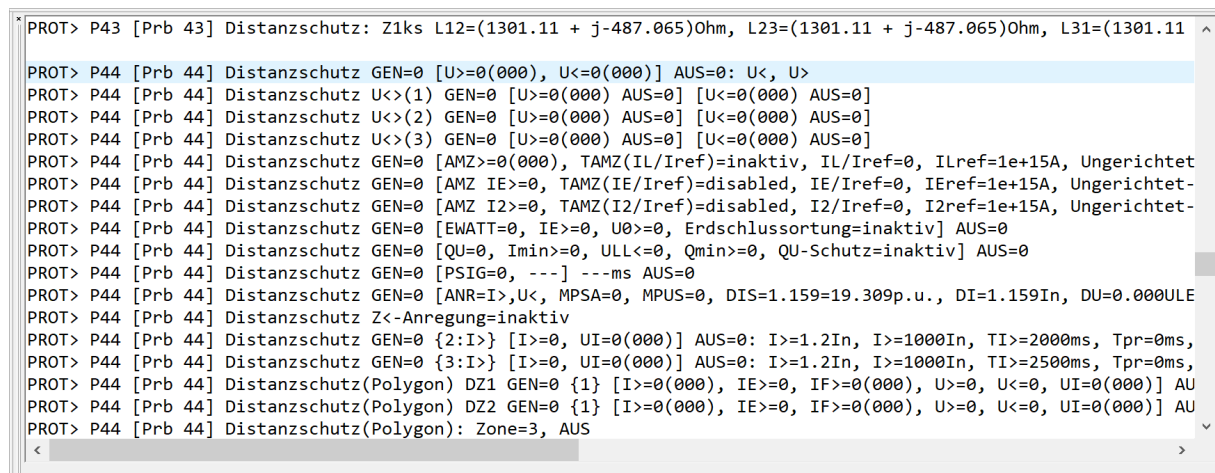


Abbildung 168: Ausgabe von Meldungen eines Distanzschutzgerätes (Beispiel)

6.1.29 DIST: Berechnung der dynamischen Netzvorgänge

ATPDesigner berechnet aus den zeitlich veränderlichen Spannungen und Strömen mit Hilfe einer Diskreten Fourier Transformation (DFT) die komplexen Zeiger der netzfrequenten Grundschiwingung für die Leiter-Erd-Spannungen, die Leiter-Leiter-Spannungen, die Leiterströme und die Leiter-Leiter-Ströme. Die Impedanzen werden mit Hilfe des eingestellten Impedanzalgorithmus z.B. nach McInnes/Morrisson berechnet.

Das AUS-Kommando **OPEN** wird im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge am Schalter (**Switch**) angezeigt.

Rückfall der Anregung

Bei einem Rückfall einer Anregung wird die zugehörige Zeitstufe zurückgesetzt.

Die nachfolgenden Signale werden in der **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) ausgegeben. Die Ausgabe in die **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** auf den Wert **Messgerät/Schalter (4)** eingestellt ist (siehe Kapitel 6.4.1). Die Kennung **xxx** entspricht der Nummer des **Mess/Schutzgerätes**.

- ⇒ Im zeitlichen Verlauf der berechneten Resistanzen und Reaktanzen werden u.U. sehr große transiente Zahlwerte nach Kurzschlusseintritt berechnet, die eine grafische Darstellung und Auswertung erschweren. Daher werden diese Signale auf den Wert 1000Ω (sekundär) für die Diagrammdarstellung begrenzt. Der Distanzalgorithmus verwendet die nicht begrenzten Kurzschlussmesswerte.

Name	Bedeutung
IB1xxx	Betrag des Leiterstroms I_{L1} [A]
IB2xxx	Betrag des Leiterstroms I_{L2} [A]
IB3xxx	Betrag des Leiterstroms I_{L3} [A]
IB4xxx	Betrag des Erdstrom I_G [A]
	Wird für I>-Anregung verwendet
DA1xxx	Anregung Leiter L1
DA2xxx	Anregung Leiter L2
DA3xxx	Anregung Leiter L3
DA4xxx	Anregung Erde E
	0 = keine Anregung, 1 = Anregung
DA5xxx	Anregung Fußpunktfreigabe $I_{F>}$
	0 = Impedanzberechnung inaktiv, 1 = Impedanzberechnung aktiv
DCDxxx	Internes AUS-Kommando der Schutzfunktionen am Hilfskontakt erteilt, Start der Zeitstufe Tcb
	1=AUS-Kommando erteilt, 0=AUS-Kommando nicht erteilt
Znxxx	Distanzzone 1:
	n = 0: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 1..6
	n = 1: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde
	n = 2: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde

	<p>n = 3: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 4: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 5: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 6: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1</p> <p>Distanzzone 2:</p> <p>n = 7: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 8..13 n = 8: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde n = 9: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde n = 10: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 11: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 12: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 13: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1</p> <p>Distanzzone 3:</p> <p>n = 20: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 14..139 n = 14: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde n = 15: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde n = 16: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 17: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 18: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 19: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1</p> <p>1 = Sekundäre Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ liegt innerhalb der Distanzzone 0 = sonst</p>
XAGxxx	Sekundäre Mitreaktanz X_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife L1-Erde, L2-Erde, L3-Erde [Ohm]
XBGxxx	
XCGxxx	
XABxxx	Sekundäre Mitreaktanz X_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife L12, L23, L31 [Ohm]
XBCxxx	
XCAxxx	
RAGxxx	Sekundäre Mitresistanz R_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife L1-Erde, L2-Erde, L3-Erde [Ohm]
RBGxxx	
RCGxxx	
RABxxx	Sekundäre Mitresistanz R_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife L12, L23, L31 [Ohm]
RBCxxx	
RCAxxx	
DI1xxx	Korrigierter Leiterstrom zur Berechnung der Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleifen [A] 1 = Messschleife L1-E, 2 = Messschleife L2-E, 3 = Messschleife L3-E $DI(123)xxx = \underline{i}_{L(123)}(t) + \underline{k}_E \cdot \underline{i}_E(t)$, $\underline{i}_E(t) = \underline{i}_{L1}(t) + \underline{i}_{L2}(t) + \underline{i}_{L3}(t)$
DI2xxx	
DI3xxx	
	Die Signale werden nur für den Impedanzalgorithmus nach McInnes/Morrison ausgegeben.
DF1xxx	Tiefpassgefilterte Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$
DF2xxx	
DF3xxx	

DS1xxx DS2xxx DS3xxx	Tiefpassgefilterte Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$
GITxxx	Summenstrom $i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$ [A]

Die nachfolgenden Signale werden immer in der .PL4-Datei (Grafikdatei) ausgegeben.

Name	Bedeutung
DA0xxx	Generalanregung: 0 = keine Anregung, 1 = Anregung DA0xxx = DA1xxx ODER DA2xxx ODER DA3xxx
DTPxxx	Zustand des Leistungsschalters zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes 0=Schalter geschlossen, 1=Schalter geöffnet, Kurzschlussstrom unterbrochen
DVGxxx	Generalanregung des U> - Schutzes 0 = keine Anregung, 1 = Anregung AKTIV
DVKxxx	Generalanregung des U< - Schutzes 0 = keine Anregung, 1 = Anregung AKTIV

6.1.29.1 Impedanzalgorithmus *Impedance Algorithm*

Die Kapitel und Einstellwerte sind nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge relevant.

Mit diesem Einstellwert wird für alle Schutzgeräte gleichzeitig der Algorithmus zur Berechnung der Mitimpedanz Z_{ik} zwischen Messort des Schutzgerätes und dem Kurzschlussort im Fall der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ausgewählt. Die berechneten Impedanzen sind Sekundärimpedanzen, d.h. auf die sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler bezogen. Der Einstellwert ist ein für alle Schutzgeräte gemeinsamer Einstellwert und kann nur im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzschutz** verändert werden.

Die **Impedanzalgorithmen haben eine Algorithmen spezifische Eigenzeit** d.h. erst nach Ablauf dieser Eigenzeit wird ein internes AUS-Kommando an den Leistungsschalter ausgegeben. Ist die eingestellte Staffelzeit der Distanzzone kleiner als die Eigenzeit des Impedanzalgorithmus, so erfolgt das interne AUS-Kommando frühestens nach Ablauf der Eigenzeit. Zusätzlich muss noch die **Eigenzeit des Hilfskontaktes des Schutzgerätes** berücksichtigt werden, der die Auslösespule des Leistungsschalters ansteuert. In dem Modell wird eine Eigenzeit von **3ms** für den Hilfskontakt angenommen. Die kleinste AUS-Kommandozeit wird wie folgt berechnet:

Kleinste AUS-Kommandozeit = Eigenzeit Impedanzalgorithmus + Eigenzeit Hilfskontakt

Wird eine Staffelzeit kleiner als die kleinste AUS-Kommandozeit eingestellt, so wird intern erst nach Ablauf der kleinsten AUS-Kommandozeit das interne AUS-Kommando der Schutzfunktionen **DCDxxx** ausgegeben.

- **Phadke/Ibrahim** [1]

Der Impedanzalgorithmus von **Phadke/Ibrahim** basiert auf der Auswertung der komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen. Der Algorithmus wird auch für die **Schalter (CB) Cbx** verwendet und ist in Kapitel 9.11.1 erläutert.

Eigenzeit Impedanzalgorithmus: 20ms

Eigenzeit Hilfskontakt: 3ms

- **McInnes/Morrison** [1]

Der Impedanzalgorithmus nach **McInnes/Morrison** basiert auf der Lösung der Differentialgleichung 1. Ordnung zur Berechnung der Resistanz R und der Induktivität L der Messschleifenimpedanz. Für die Leiter-Erd-Messschleifen werden die berechneten Reaktanzen mit einem Fenster von 3 Werten geglättet, um ein Überspringen an der Kippgrenze zu begrenzen. Dadurch können sich bei Leiter-Erd-Kurzschlüssen etwas längere AUS-Kommandozeiten ergeben.

Eigenzeit Impedanzalgorithmus: 11ms

Eigenzeit Hilfskontakt: 3ms

Hinweis

Der Einstellwert für die Eigenzeit des Schutzalgorithmus T_{pr} wird nicht berücksichtigt.

6.1.29.2 Arbeitsweise des Distanzschutz-Algorithmus

Hinweis: Kapitel und Einstellwerte sind nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge relevant.

In Abbildung 169 ist die prinzipielle Arbeitsweise des abtastsynchon ablaufenden Algorithmus des Distanzschutzes dargestellt. Abtastsynchon bedeutet hier, dass nach der Berechnung der neuen Abtastwerte der elektrischen Größen Spannungen und Ströme der **MODELS**-basierte Algorithmus vollständig abgearbeitet wird.

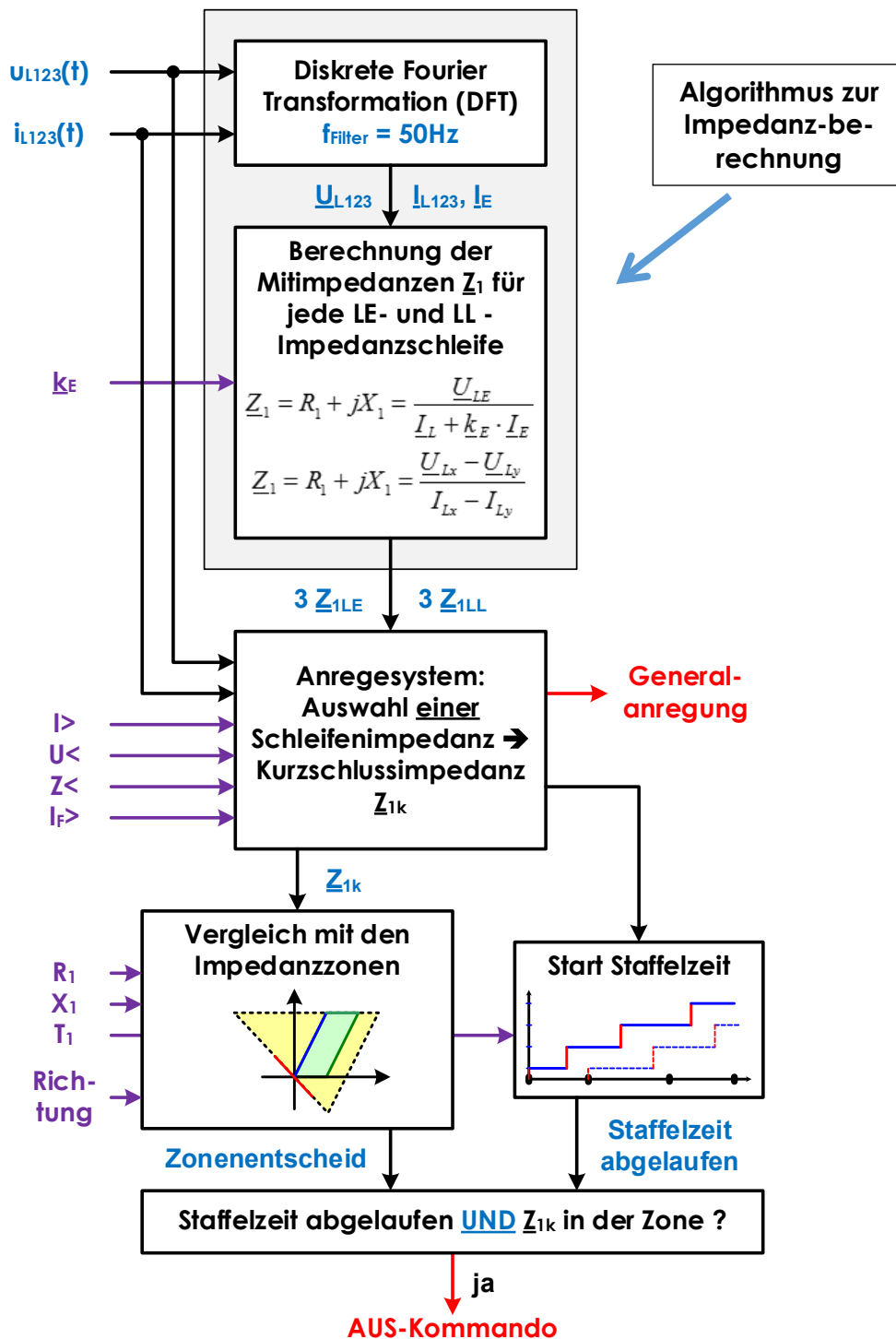


Abbildung 169: Prinzipielle Arbeitsweise des Distanzschutz-Algorithmus

Es gelten folgende weiterführende Kapitelreferenzen:

- | | | |
|------|---|--------------------|
| I> | Anregesystem $I>$, $U<$, $U>$ | Kapitel 6.11.22.2 |
| II> | Impedanzalgorithmen und Fußpunktfreigabe $I_F>$ | Kapitel 6.11.22.9 |
| III> | Vergleich mit den Distanzzonen | |
| IV> | AUS-Kommando | Kapitel 6.11.22.11 |

Wie erläutert können verschiedene Algorithmen zur Impedanzberechnung mit verschiedenen Eigenzeiten verwendet werden, die eine direkte Auswirkung auf die AUS-

Kommandozeit haben. In Abbildung 169 entspricht der grau unterlegte Block bestehend aus Diskrete Fourier Transformation (DFT) und Berechnung der Mitimpedanz dem Algorithmus zur Impedanzberechnung.

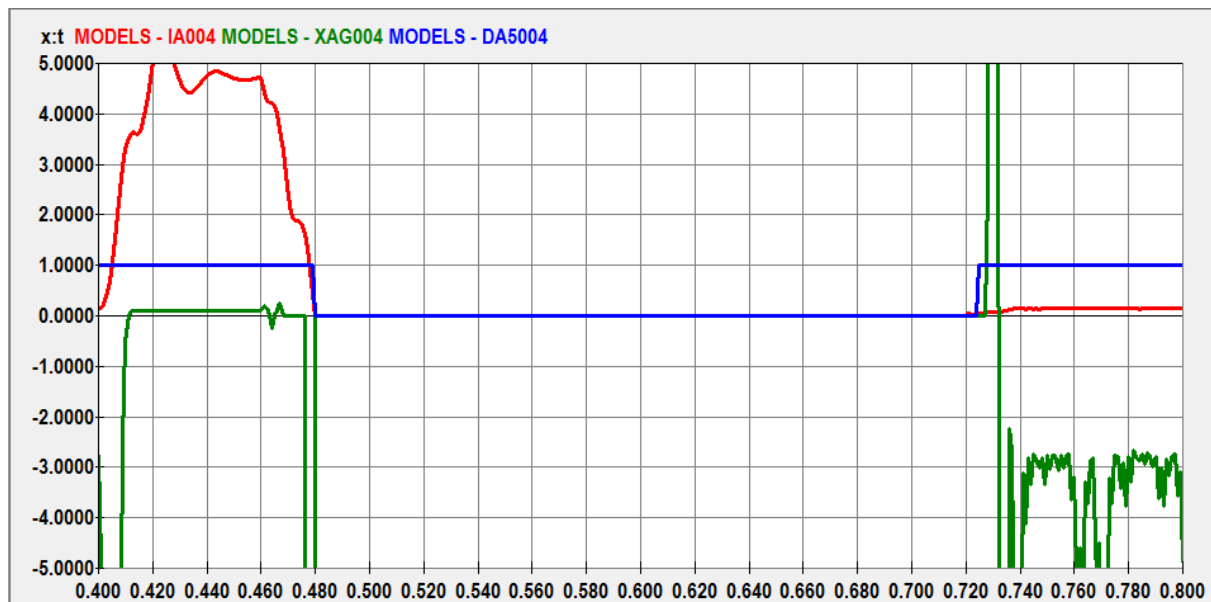


Abbildung 170: Fußpunktfreigabe IF> der Impedanzberechnung und Distanzzonenauswertung

- **DA5xxx** Fußpunktfreigabe IF>
- **IAxxx** Betrag des Leiterstroms I_{L1} in p.u. (skaliert)
- **XAGxxx** Reaktanz der Leiter-Erd-Messschleife L1-E

In Abbildung 170 ist die Wirkungsweise der Fußpunktfreigabe IF> dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Berechnung der Kurzschlussimpedanzen nach Öffnen des Schalters (ca. 480ms) deaktiviert ist bis erneut ein Laststrom (ca. 720ms) nach Schließen des Schalters fließt.

6.1.29.3 Meldungsfenster: Ausgabe von Meldungen

Meldungen des Distanzschutzes werden im Ausgabefenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

```
PROT> PDIS: Z< P8 [Prb 8] [Swt 3] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---) s
PROT> PDIS: Z< P3 [Prb 3] [Swt 7] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---) s
PROT> PDIS: Z< P9 [Prb 9] [Swt 10] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---) s
PROT> PDIS: Z< P2 [Prb 2] [Swt 5] GEN=1 TRIP=1 (1,1,1) (0.181,0.181,0.181) s
PROT> PTOC: I-> [Prb 5] [Swt 12] GEN=1 TRIP=1 (1,1,1) (0.365,0.365,0.365) s

> ATPDesigner CPU Time 2.500s
--- Network calculation finalized: 27 error(s), 0 warning(s) found. ---
```

Abbildung 171: Meldungen der Schutzfunktionen im Meldungsfenster

Einstellwert	Bedeutung
PDIS	Name der Schutzfunktion
P2 [Prb 2]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname der Probe
[Swt 5]	Der Probe zugeordneter Schalter
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	Internes 3-poliges AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
(x, x, x)	Leiterselektives AUS-Kommando des Schalters (L1, L2, L3)
(y, y, y) s	Leiterselektive AUS-Kommandozeiten des Schalters (L1, L2, L3) „---“ : ungültige Zeitangabe Die Zeitangabe berücksichtigt das leiterselektive Löschen der Lichtbögen, das mit dem Haltestrom I_{hold} im Einstelldialog des Schalters nachgebildet werden kann.

6.1.29.4 Beispiel für eine I> - Anregung

In Abbildung 172 ist beispielhaft die Anregung des Distanzschutzes durch eine I>-Anregung mit Generalanregung **DA0004** ($t = 400\text{ms}$) und dem internen AUS-Kommando **DCD004** ($t = 420\text{ms}$) der Schutzfunktionen dargestellt. Der Leistungsschalter wird mit dem Signal **DTP004** ($t = 490\text{ms}$) geöffnet. Die erfolgreiche Wiedereinschaltung mit dem Signal **DTP004** erfolgt bei $t = 620\text{ms}$. Das Anregesystem wertet die netzfrequente Grundschwingung der drei Leiterströme aus. In Abbildung 172 ist beispielhaft der Betrag der netzfrequenten Grundschwingung von Leiter L1 **IB1004** dargestellt. Der Kurzschlusseintritt auf der überwachten Leitung erfolgte zum Zeitpunkt $t = 400\text{ms}$.

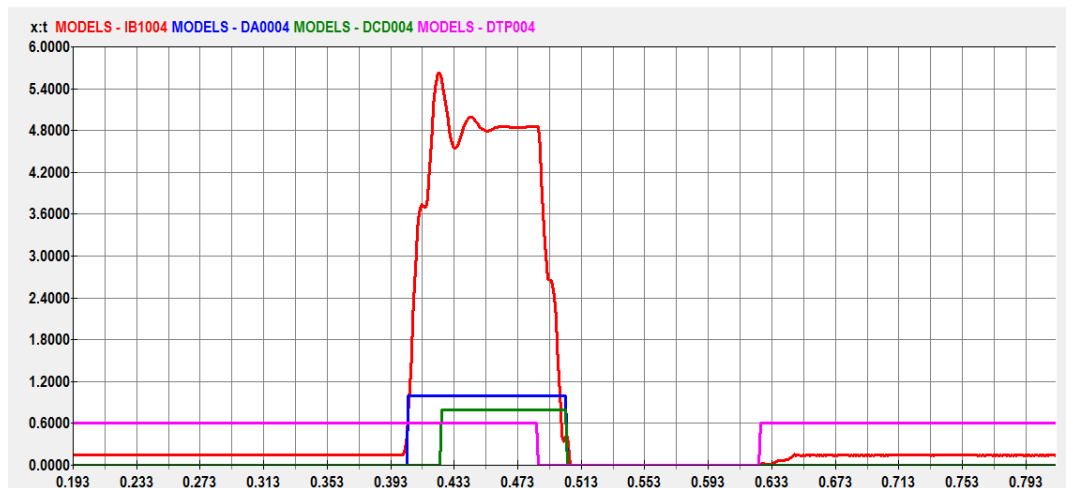


Abbildung 172: Anregung Distanzschutz (Beispiel)

Die Signale **DA0004**, **DTP004** und **DTP001** werden in Abbildung 304 skaliert dargestellt.

6.1.30 SIGNAL: Signalvergleichschutz

Wird als Hauptschutzfunktion ein [Distanzschutz](#) oder [Überstromzeitschutz](#) verwendet, kann als Schutzzusatzfunktion ein Signalvergleichschutz aktiviert werden, der ein Empfangssignal eines sendenden Signalvergleichschutzes eines Distanzschutzes in einer Gegenstation auswertet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellwerte.

⇒ **Die Einstellung des Signalvergleiches in der nachfolgenden Abbildung erfolgt aus Sicht des empfangenden Schutzgerätes.**

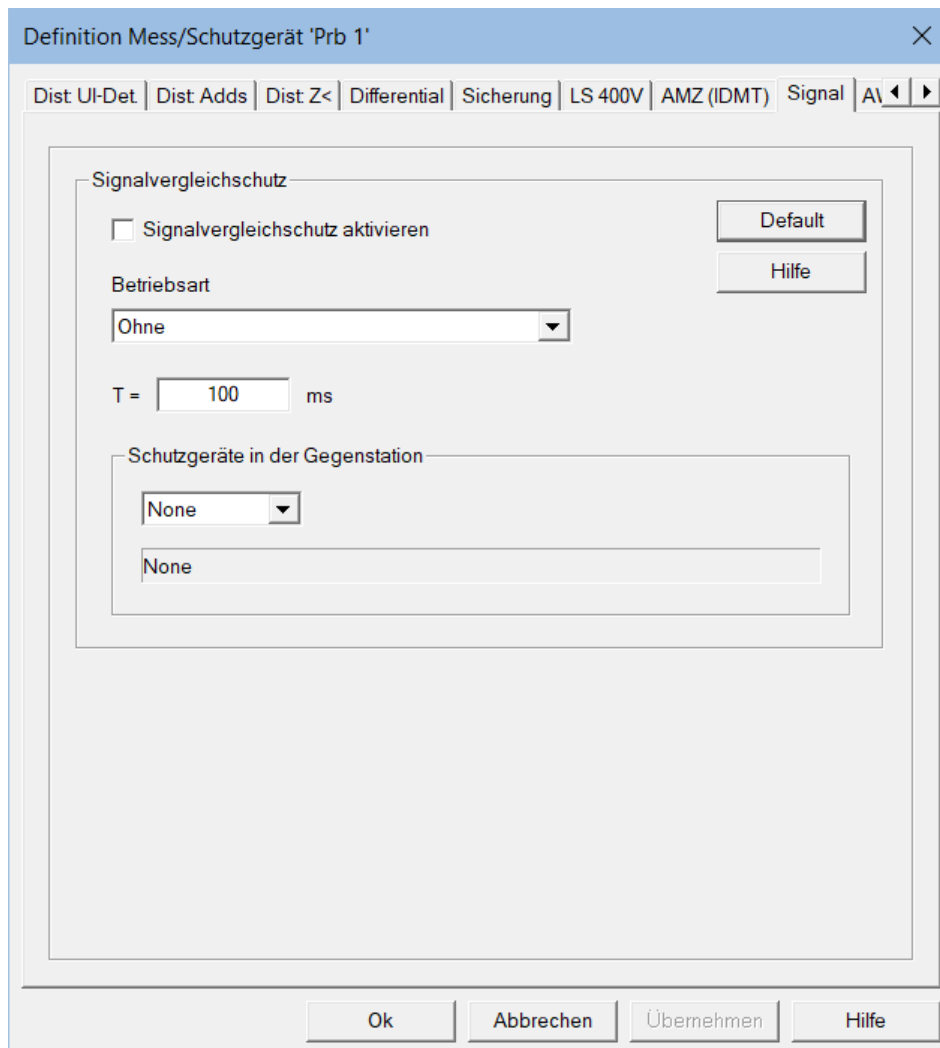


Abbildung 173: Einstellwerte des Signalvergleichschutzes

Einstellwert	Bedeutung
Signalvergleichschutz aktivieren	Ein- bzw. Ausschalten des Signalvergleichschutzes für das empfangende Schutzgerät
Betriebsart	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Direkte Mitnahme AUS-Kommando ▪ Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando ▪ Übergreifzone Distanzzone DZ8
T	Startzeit in ms Die Verwendung der Startzeit ist abhängig von der Betriebsart des Signalvergleichschutzes.

**Schutzgeräte in der
Gegenstation**

Referenzname und anwenderspezifischer Name des sendenden Distanzschutzes in der Gegenstation

Es muss hier beachtet werden, dass die Betriebsarten nicht für alle Schutzfunktionen verfügbar sind. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Verfügbarkeit der Betriebsarten des Signalvergleichschutzes.

Betriebsarten	Überstromzeitschutz mit Richtung	Distanzschutz
Direkte Mitnahme AUS-Kommando	X	X
Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando	X	X
Übergreifzone Distanzzone DZ8	---	X

6.1.30.1 Grundlagen Signalvergleichschutz

Ein zentrales Ziel der Netzschutztechnik ist es, kurzschlussbetroffene Betriebsmittel in einer möglichst geringen Auslösezeit allseitig und allpolig abzuschalten. Der Signalvergleichschutz wird in der Netzschutztechnik als Schutzzusatzfunktion zu einer Hauptschutzfunktion eingesetzt, um die Betriebsmittel in einer Schutzzone vollständig in minimaler Staffelzeit, d.h. Schnellzeit zu schützen.

Der Signalvergleichschutz ist keine Hauptschutzfunktion, sondern eine Schutzzusatzfunktion, die immer in Kombination mit einer Hauptschutzfunktion wie z.B. dem [Distanzschutz](#) eingesetzt wird. Damit kann das Ziel erreicht werden, alle Betriebsmittel innerhalb der Hauptschutzzone des Distanzschutzes in Schnellzeit zu schützen und gleichzeitig die Fehlerortselektivität gegenüber vor- und nachgelagerten Schutzeinrichtungen sicherzustellen. ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, den Signalvergleichschutz in Kombination mit der Schutzfunktion Distanzschutz einzusetzen. Die nachfolgende Abbildung zeigt prinzipiell den Einsatz des Signalvergleichschutzes in Kombination mit zwei Distanzschutzsystemen A und B.

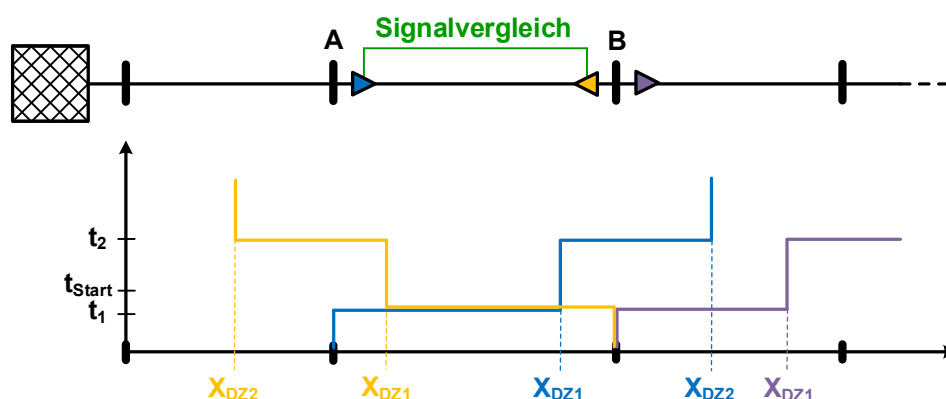


Abbildung 174: Signalvergleichschutz mit Mitnahmefunktion (Prinzip)

Die Hauptschutzzone AB wird i.a. Regel unterreichend (typ. 85% der Mitsystemreaktanz X_{1AB}) mit der 1. Distanzzone DZ1 in Staffelzeit $t_1=0\ldots 100\text{ms}$ geschützt. Die restlichen 15% bis zur 1. Gegenstation B werden mit der 2. Distanzzone DZ2 in angehobener Staffelzeit $t_2 = t_1 + \text{Staffelabstand } \Delta t$ geschützt. Dadurch ist eine ausreichende Selektivität zur

nachgelagerten Schutzeinrichtung in der 1. Gegenstation gewährleistet. Mit Hilfe des Signalvergleichschutzes ist es möglich, die Hauptschutzzone AB vollständig mit Staffelzeit t_1 oder einer angehobenen Staffelzeit $t_1 < t_{\text{Start}} < t_2$ zu schützen.

Aus Sicht des Distanzschutz A

- befindet sich Distanzschutz B in der 1. Gegenstation.
- ist Distanzschutz B der mit Signalvergleichschutz sendende Distanzschutz.
- ist Distanzschutz A der mit Signalvergleichschutz empfangende Distanzschutz.
- schützt Distanzschutz A die Hauptschutzzone AB mit zwei Distanzzonen DZ1 und DZ2.

Der Signalvergleichschutz kann ohne und mit einer eigenen zugeordneten Distanzzone eingesetzt werden. Wird eine eigene Distanzzone verwendet, spricht man i.a. Regel von einer **Messbereichserweiterung**. Wird in ATPDesigner der Signalvergleichschutz mit einer eigenen zugeordneten Distanzzone eingesetzt, so wird immer die 8. Distanzzone DZ8 als sog. **Übergreifzone** verwendet.

- ⇒ Es muss hier beachtet werden, dass ein AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz mit Übergreifzone nur durch den Signalvergleichschutz und dessen Startzeit t_{Start} erfolgt, nicht durch die der Übergreifzone als Distanzzone zugeordneten Staffelzeit.

6.1.30.1.1 Signalvergleichschutz mit Mitnahmefunktion

Der Signalvergleichschutz kann zur Verringerung der Auslösezeit im Bereich zwischen der Kippgrenze X_{DZ1} der 1. Distanzzone DZ1 und der 1. Gegenstation verwendet werden. Dazu muss in beiden Distanzschutzsystemen A und B der Signalvergleichschutz aktiviert und gleich eingestellt werden. Folgende Funktionen sind in ATPDesigner verfügbar:

- [Direkte Mitnahme AUS-Kommando](#)
- [Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando](#)

Es ist hier zu beachten, dass bei aktivem Signalvergleichschutz die Startzeit t_{Start} als Staffelzeit für den Signalvergleichschutz verwendet wird. Die Startzeit t_{Start} muss kleiner als die Staffelzeit t_2 der 2. Distanzzone gewählt werden.

$$t_1 \leq t_{\text{Start}} < t_2$$

Unter Berücksichtigung z.B. von Signalübertragungszeiten des Signalvergleichschutzes sollte die Startzeit $t_{\text{Start}} = t_1$ gewählt werden.

Der Signalvergleichschutz mit Mitnahmefunktion wird auch als **unterreichender Signalvergleichschutz** bezeichnet, da die Hauptschutzzone AB weiter unterreichend durch die 1. Distanzzone DZ1 in Schnellzeit geschützt wird.

6.1.30.1.2 Signalvergleichschutz mit Übergreifzone

Um die Hauptschutzzone AB mit einer möglichst kleinen Staffelzeit zu schützen, kann Distanzschutz A die Hauptschutzzone bis zur 1. Gegenstation B mit der **Übergreifzone**

DZ8 (8. Distanzzone) schützen. Dadurch kann eine Staffelzeit $t_8 \approx t_1$ für den Bereich von Kippgrenze X_{DZ1} bis nach der 1. Gegenstation erreicht werden. Die Übergreifzone DZ8 kann mit dem Übergreiffaktor $k_{\bar{u}}$ aus der 1. Distanzzone DZ1 berechnet werden.

$$R_{DZ8} = k_{\bar{u}} \cdot R_{DZ1}$$

$$X_{DZ8} = k_{\bar{u}} \cdot X_{DZ1}$$

$$t_1 < t_8 < t_2$$

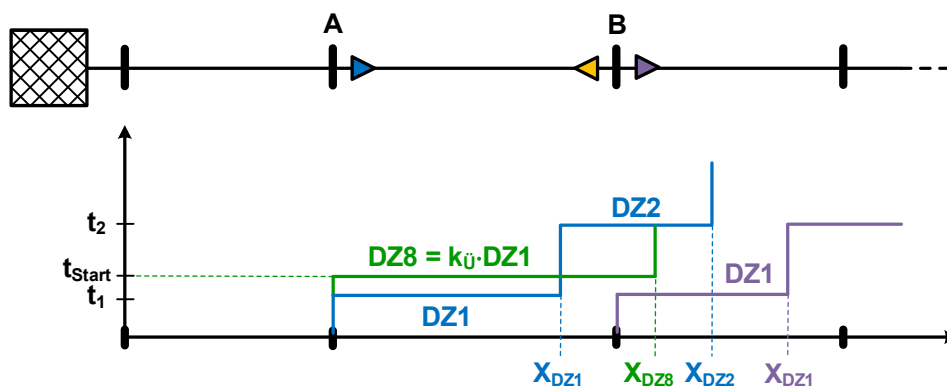


Abbildung 175: Distanzschutz mit Übergreifzone DZ8

Wie das Beispiel zeigt, ist die Selektivität der Übergreifzone DZ8 zu der 2. Distanzzone DZ2 nur dann gegeben, wenn $t_1 < t_8 < t_2$ ist. Darüber hinaus muss die Übergreifzone DZ8 mit dem Zeitstaffelschutzplan von Distanzschutz B koordiniert werden (**Schutzkoordination**).

Betriebsarten	Übergreifzone DZ8
Distanzschutz A	$t_1 < t_8 < t_2$
Distanzschutz B	$t_1 < t_8$

Die Wahl der Staffelzeiten mit einem ausreichenden Staffelabstand $\Delta t = 100 \dots 300 \text{ ms}$ ist i.a. Regel schwierig bis nicht möglich, um einen zuverlässigen Selektivschutz sicherzustellen. Daher wird die Übergreifzone i.a. Regel zusammen mit einem **Signalvergleichschutz** oder einer [Automatischen Wiedereinschaltung \(AWE\)](#) eingesetzt.

Um die Selektivität des Schutzes der Hauptschutzzone AB sicherzustellen und gleichzeitig die gesamte Hauptschutzzone AB in minimaler Staffelzeit (z.B. Schnellzeit $t = 0 \text{ ms}$) zu schützen, wird ein Distanzschutz auch in der 1. Gegenstation benötigt. In beiden Distanzschutzsystemen A und B wird der Signalvergleichschutz mit Übergreifzone DZ8 aktiviert. Der Übergreiffaktor $k_{\bar{u}}$ wird so definiert, dass die aus Sicht der beiden Distanzschutzsysteme jeweilige 1. Gegenstation mit 8. Distanzzone DZ8 sicher überstaffelt wird.

$$X_{DZ8} = k_{\bar{u}} \cdot X_{DZ1} > 1,2 \cdot X_{1AB}$$

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Prinzip, mit zwei Distanzschutzsystemen A und B und Signalvergleichschutz die Hauptschutzzone AB in minimaler Staffelzeit zu schützen.

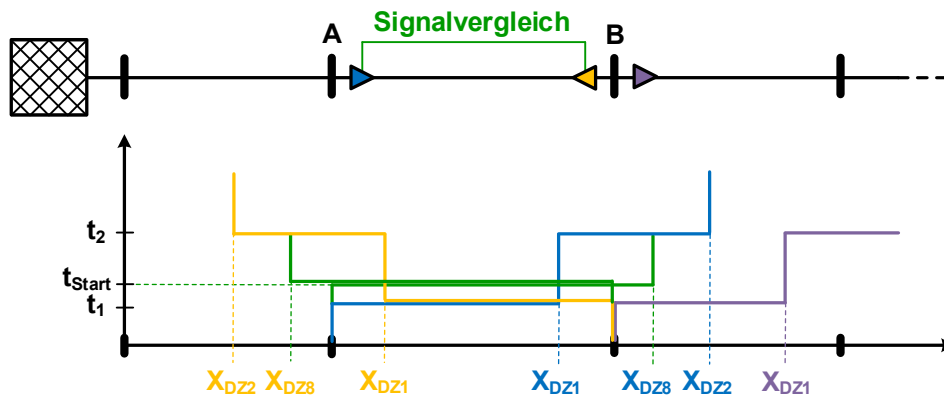


Abbildung 176: Signalvergleichschutz zum Schutz der Hauptschutzzone AB

Distanzschutz A wird so eingestellt werden, dass ein AUS-Kommando in der Übergreifzone DZ8 nur erteilt wird, wenn der Distanzschutz in B, d.h. in der 1. Gegenstation ein Freigabesignal sendet.

- ⇒ Der Distanzschutz A gibt ein AUS-Kommando in der Staffelzeit t_{start} des Signalvergleichschutzes aus, wenn Distanzschutz A ein AUS-Kommando in der Übergreifzone DZ8 (8. Distanzzone) erkennt **UND** ein Freigabesignal vom Distanzschutz B aus der 1. Gegenstation empfangen wird.
- ⇒ Für Distanzschutz B gilt die gleiche Vorgehensweise bei gleicher Einstellung.

Versagt der Signalvergleichschutz, so schützen die beiden Distanzschutzsysteme in A und in B mit den jeweiligen Distanzonen DZ1 und DZ2 die Hauptschutzzone AB in Staffelzeit t_1 bzw. t_2 .

- ⇒ Diese Rückfallebene bei Ausfall des Signalvergleichschutzes kann nicht als Reserveschutz betrachtet werden, da keine ausreichende Redundanz und Diversität gegenüber der Hauptschutzfunktion Distanzschutz gegeben ist.

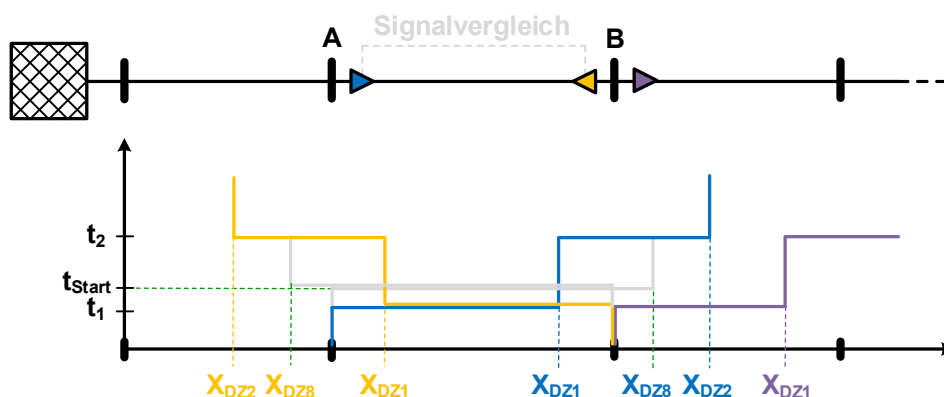



Abbildung 177: Ausfall des Signalvergleichschutzes

Der Signalvergleichschutz mit Übergreifzone wird oftmals auch als Messbereichserweiterung bezeichnet, da die Übergreifzone DZ8 die 1. Gegenstation überstaffelt, d.h.

übergreift und somit einen Messbereich aufweist, der den der 1. Distanzzone DZ1 erweitert.

6.1.30.2 Zuordnung des Signalvergleiches mit der Verbindungslinie Combine

Der Signalvergleichschutz kann mit Hilfe der **grünen Combine**-Verbindungslinie ausgehend vom sendenden Schutzgerät hin zum empfangenden Schutzgerät zugeordnet werden. Dadurch wird die Wirkverbindung vom sendenden zum empfangenden **Mess/Schutzgerät** definiert.

1. **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter  oder
Hauptmenü **Netzwerk**
Menüpunkt **Verbinde Netzwerkelemente, Verbinde Netzwerkelemente**
2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol des **sendenden Mess/Schutzgerätes** positionieren
3. **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten
4. Bei gedrücktem **Left Mouse Button** den Mauszeiger über das grafische Symbol des **empfangenden Mess/Schutzgerätes** bewegen (eine gestrichelte Linie ist zu sehen)
5. **Left Mouse Button** über dem grafischen Symbol des **empfangenden Mess/Schutzgerätes** loslassen

Der Signalvergleichschutz des empfangenden **Mess/Schutzgerät** ist aktiviert und die Betriebsart **Direkte Mitnahme AUS-Kommando** eingestellt.

- ⇒ Um den **Signalvergleichschutz** beidseitig zwischen zwei **Mess/Schutzgeräten** zu aktivieren, muss der obigen Vorgang 2x ausgehend von jedem der beiden Schutzgeräte ausgeführt werden.

6.1.30.3 Löschen der Wirkverbindung mit dem Toolbar-Schalter

Die Wirkverbindung zwischen zwei **Mess/Schutzgeräten** mit aktivem Signalvergleich kann mit der Verbindungslinie und dem Toolbar-Schalter gelöscht werden. Die Einstellwerte werden automatisch auf die Grundeinstellung (Default) zurückgesetzt und der Signalvergleichschutz deaktiviert.

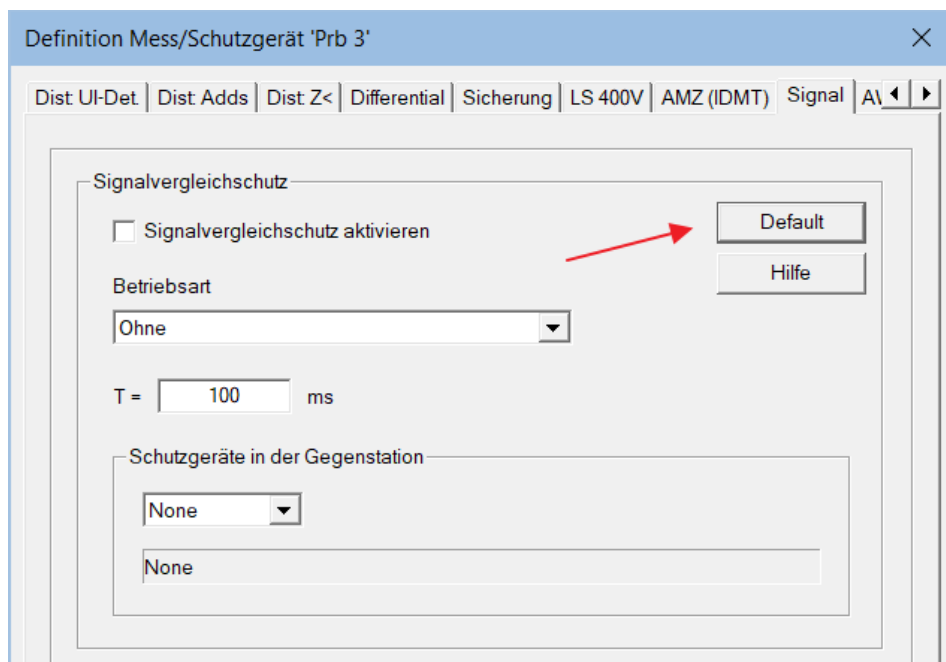
1. **Mess/Schutzgerät**, die durch eine Wirkverbindung verbunden sind, mit jeweils einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Den Toolbar-Schalter  mit einem **Left Mouse Button Click** drücken oder

Hauptmenü **Netzwerk**
Menüpunkt **Verbinde Netzwerkelemente, Verbindungslinie löschen**

6.1.30.4 Kopieren eines Mess/Schutzgerät mit aktivem Signalvergleich

Wird ein **Mess/Schutzgerät** z.B. durch **STRG+C** und **STRG+V** kopiert, werden auch die Einstellwerte des Signalvergleichschutzes in das neue **Mess/Schutzgerät** kopiert. Dadurch entsteht automatisch eine neue Wirkverbindung, die manuell angepasst werden muss.

- ⇒ Die Einstellwerte des **Signalvergleichschutz** in der Registerkarte **Signal** können durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Default** gelöscht werden.



6.1.30.5 DIST: Direkte Mitnahme AUS-Kommando

Der Signalvergleichschutz wertet das AUS-Kommando der 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes aus. Die 1. Distanzzone DZ1 ist wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt durch die **Nr. 1** in der Registerkarte **Dist: Z<** zu erkennen.

- Ist die 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes aktiviert (**EIN=1**) und erfolgt ein AUS-Kommando in der 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes, erfolgt im empfangenden Distanzschutz ein **AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz** mit der Staffelzeit der 1. Distanzzone DZ1 des Distanzschutzes.
- Ist die 1. Distanzzone des sendenden Distanzschutzes deaktiviert (**EIN=0**), erfolgt im empfangenden Distanzschutz **kein AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz**.
- Die Startzeit T in der Registerkarte **Signal** wird nicht verwendet.

Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Dist UI-Det | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 400V | AMZ (II) | ▶

Nr.	EIN	Xsek [Ohm]	Rsek [Ohm]	$\phi(Z)$ [°]	t [ms]	Dir.	Dir.	ϕ [°]	kE	kE [°]
1	1	8	5	80	0	1	Vorwärts	45	1	0
2	0	16	10	80	300	1	Vorwärts	45	1	0
3	0	24	15	80	600	1	Vorwärts	45	1	0
4	0	32	20	80	900	1	Vorwärts	45	1	0
5	0	40	25	80	1200	1	Vorwärts	45	1	0
6	0	48	30	80	1500	1	Vorwärts	45	1	0
7	0	56	35	80	1800	1	Vorwärts	45	1	0
8	0	64	40	80	2100	1	Vorwärts	45	1	0

Impedanzalgorithmus (dyn.) Impedanzalgorithmus (stat.)

Abbildung 178: Nummer Nr. 1 der Distanzzone 1

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Mess/Schutzgerätes
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
PSIG	Signalvergleichschutz AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
T	Signalvergleichschutz AUS-Kommandozeit
Prb x	Referenzname des sendenden Mess/Schutzgerätes
Tstart	Startzeit (Einstellwert T in der Registerkarte Signal)

Signalvergleichschutz

PROT> P4 [Prb 4] Distanzschutz GEN=0 [PSIG=1, T=100ms, Prb 2] Tstart=0ms AUS=1

6.1.30.6 DIST: Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando

Der Signalvergleichschutz wertet das AUS-Kommando der 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes der Gegenstation aus. Die 1. Distanzzone DZ1 ist wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt durch die **Nr. 1** in der Registerkarte **Dist: Z<** zu erkennen.

- Ist die 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes aktiviert (**EIN=1**) und erfolgt ein AUS-Kommando in der 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes, erfolgt im empfangenden Distanzschutz ein **verzögertes AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz** mit der **Startzeit T**, wenn der **empfangende Distanzschutz eine Generalanregung** erkannt hat.
- Ein AUS-Kommando durch den Signalvergleich erfolgt nur dann, wenn die Staffelzeit t_1 des AUS-Kommandos des sendenden Distanzschutzes kleiner oder gleich der **Startzeit T** des Signalvergleiches ist.

$$t_1 \leq T$$

- Ist die 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes deaktiviert (**EIN=0**), erfolgt im empfangenden Distanzschutz **kein AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz**.

6.1.30.7 DIST: Übergreifzone Distanzzone DZ8

Der Signalvergleichschutz mit Übergreifzone DZ8 kann verwendet werden, um die Hauptschutzzone AB vollständig in möglichst geringer Staffelzeit zu schützen. Der Signalvergleichschutz verwendet dazu die 8. Distanzzone DZ8 in beiden Distanzschutzsystemen A und B. In der nachfolgenden Abbildung ist die Übergreifzone DZ8 mit dem Übergreifeffaktor $k_{\bar{U}}$ für beide Distanzschutzsysteme A und B dargestellt.

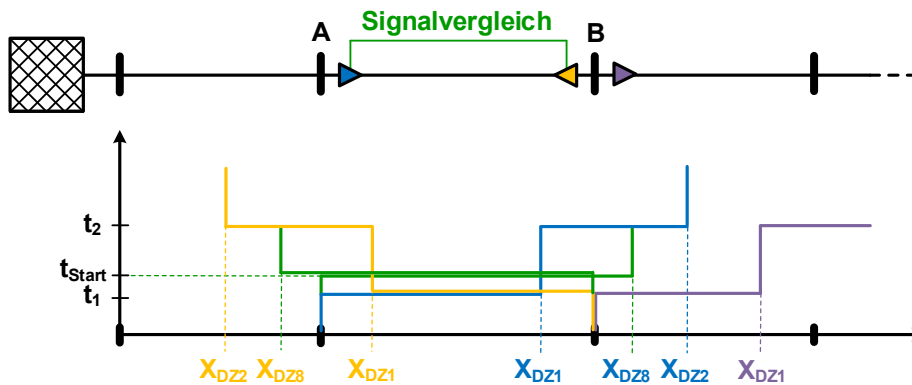


Abbildung 179: Distanzzone DZ8 als Übergreifzone mit Übergreifeffaktor $k_{\bar{U}}$

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstellwert des Übergreifeffaktors $k_1 = k_{\bar{U}}$ und die 8. Distanzzone in der Registerkarte [Dist: Z<](#). Wird der Übergreifeffaktor k_1 mit der Checkbox aktiviert, so werden Reaktanz X_{sek} , Resistanz R_{sek} und der Impedanzwinkel $\phi(Z)$ der 8. Distanzzone aus den Einstellwerte der 1. Distanzzone mit dem Übergreifeffaktor $k_{\bar{U}}$ berechnet. Es muss hier beachtet werden, dass der Einstellwert des Übergreifeffaktors im Einstelldialog mit k_1 bezeichnet wird.

$$\underline{Z}_{1DZ8} = k_{\bar{U}} \cdot \underline{Z}_{1DZ1}$$

$$k_{\bar{U}} = k_1$$

Die Staffelzeit t_8 der 8. Distanzzone wird bei aktivem Signalvergleichschutz nicht verwendet. Der Signalvergleichschutz verwendet als Staffelzeit der 8. Distanzzone die Startzeit T aus der Registerkarte [Signal](#). Ist der Signalvergleichschutz nicht aktiviert, so können die Einstellwerte der 8. Distanzzone also auch deren Staffelzeit wie für jede andere Distanzzone eingestellt und verwendet werden.

Aus Sicht von Distanzschutz A ergibt sich folgende Vorgehensweise.

- Der Distanzschutz A gibt ein AUS-Kommando in der Staffelzeit T des Signalvergleichschutzes aus, wenn von Distanzschutz A ein AUS-Kommando in der Übergreifzone DZ8 erkannt wird **UND** ein Freigabesignal vom Distanzschutz B aus der 1. Gegenstation empfangen wird.
- Der Distanzschutz B in der 1. Gegenstation sendet ein Freigabesignal, wenn von Distanzschutz B ein AUS-Kommando in der Übergreifzone DZ8 erkannt wird.

Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Dist UI-Det | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 400V | AMZ (II) |

Nr.	EIN	Xsek [Ohm]	Rsek [Ohm]	$\phi(Z)$ [°]	t [ms]	Dir.	Dir.	ϕ [°]	kE	kE [°]
1	1	8	5	80	0	1	Vorwärts	45	1	0
2	0	16	10	80	300	1	Vorwärts	45	1	0
3	0	24	15	80	600	1	Vorwärts	45	1	0
4	0	32	20	80	900	1	Vorwärts	45	1	0
5	0	40	25	80	1200	1	Vorwärts	45	1	0
6	0	48	30	80	1500	1	Vorwärts	45	1	0
7	0	56	35	80	1800	1	Vorwärts	45	1	0
8	0	20	12.5	80	2100	1	Vorwärts	45	1	0

Impedanzalgorithmus (dyn.)
McInnes/Morrison

Impedanzalgorithmus (stat.)
A1: $kE = ZE/Z1$

Z< Messschleife LLE
LL

Impedanzkennlinie
Polygon

IF> = 0.05 In

k1 = 2.5 ☒


Hilfe

Schutzobjekt

Abbildung 180: Distanzzone DZ8 mit Übergreiffaktor $k_{\bar{u}}$ (= k_1)

Es ist zu beachten, dass die Distanzschutzsysteme A und B nur dann ein Freigabesignal an den Distanzschutz in der jeweiligen 1. Gegenstation senden, wenn ein AUS-Kommando in der eigenen Übergreifzone DZ8 erkannt wird. Die tatsächliche Ausgabe des AUS-Kommandos an den Schalter erfolgt, wenn zusätzlich das Freigabesignal von der 1. Gegenstation empfangen wurde. Diese Vorgehensweise ist Grundlage der Fehlerortsselektivität, damit nur Kurzschlüsse in der Hauptschutzzone AB durch den Signalvergleichschutz ausgelöst werden. Der Schutz der Reserveschutzonen erfolgt wie beim Distanzschutz üblich in angehobenen Staffelzeiten mit anderen Distanzonen.

6.1.30.8 DIST: Schutz einer Leitung mit Signalvergleichschutz

In der nachfolgenden Netzgrafik sind die **Mess/Schutzgeräte P1 - P3, P2 - P4 und P7 - P6** durch einen Signalvergleichschutz in der Betriebsart **Direkte Mitnahme AUS-Kommando** gegenseitig durch Wirkverbindungen verbunden. Die Wirkverbindung kann in der Netzgrafik optional als **grün** gestrichelte Linie mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter  dargestellt werden.

Die Schutzgeräte **P7** und **P6** sind mit einem externen **Schalter** verbunden, der alternativ zum internen Schalter als externer Leistungsschalter verwendet wird. Die Wirkverbindungen zwischen dem **Mess/Schutzgerät** und dem **Schalter** werden ebenfalls als eine **grün** gestrichelte Linie dargestellt. Für den Signalvergleichschutz wurde in den empfangenden Schutzgeräten die Betriebsart **Direkte Mitnahme AUS-Kommando** eingestellt.

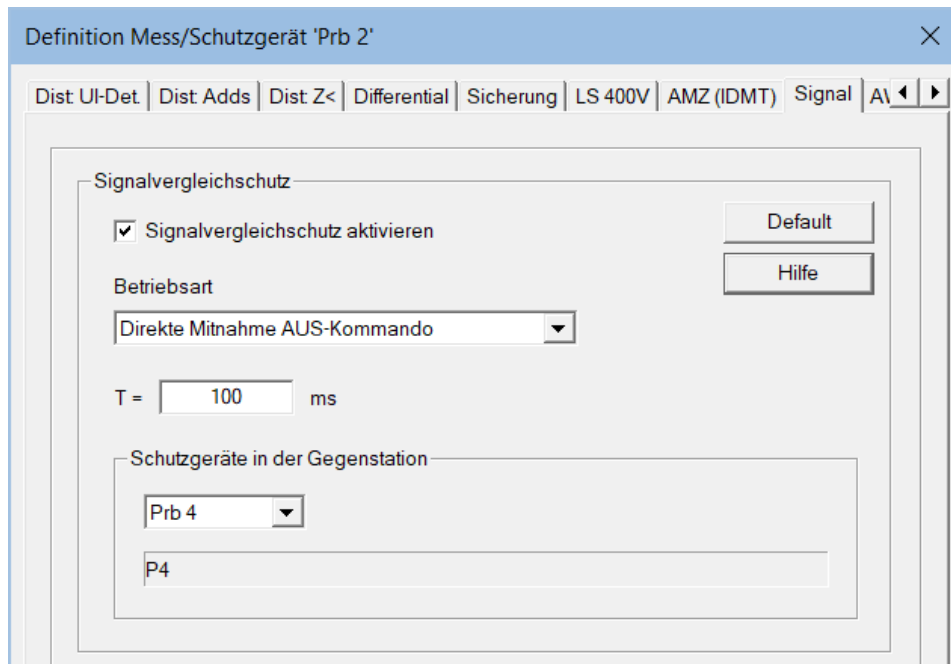


Abbildung 181: Einstellwerte des Signalvergleichschutzes

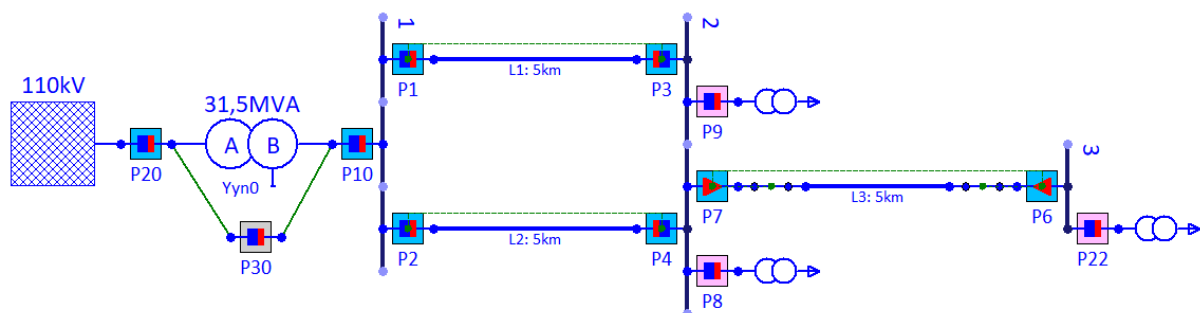


Abbildung 182: Distanzschutz und Signalvergleichschutz

Das Beispiel in der nachfolgenden Abbildung zeigt die Arbeitsweise des Signalvergleichschutzes bei einseitiger Speisung des Kurzschlusses. Der 3-polige Kurzschluss führt zu einem AUS-Kommando des Distanzschutzes **P1** und zu einer direkten Mitnahme des Distanzschutzes **P3** in der Gegenstation durch den **Signalvergleichschutz SI**.

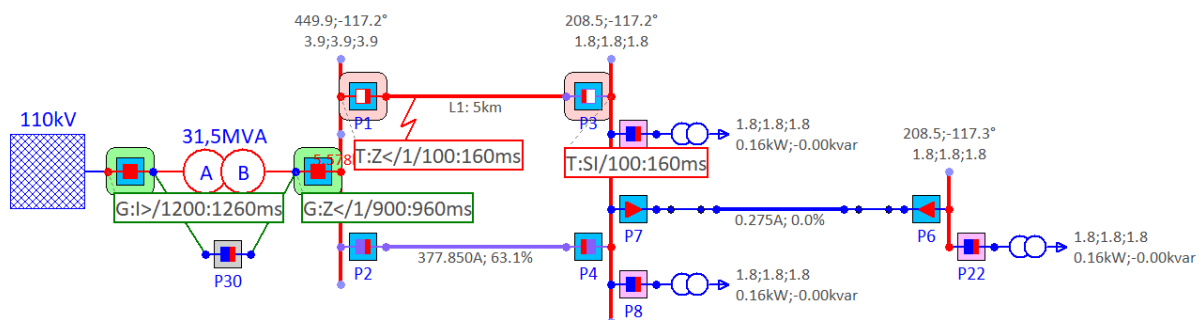



Abbildung 183: AUS-Kommando von P3 durch den Signalvergleichschutz

Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter  können die Wirkverbindungen des Signalvergleiches in der Netzgrafik als **grün** gestrichelte Linie zwischen den **Mess/Schutzgeräten** angezeigt werden.

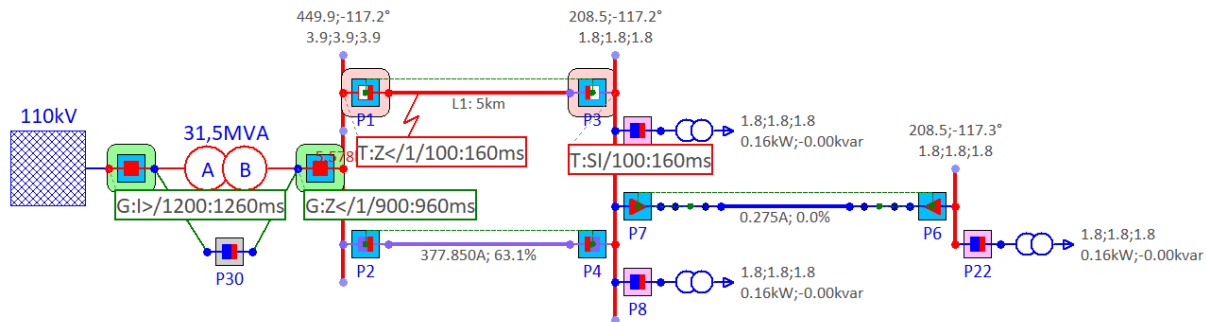


Abbildung 184: Anzeige der grün gestrichelten Wirkverbindung des Signalvergleichschutzes

Die nachfolgende Abbildung zeigt das AUS-Kommando des Distanzschutzes **P1** in der Gegenstation durch den **Signalvergleichsschutz SI** nach einer direkten Mitnahme des AUS-Kommandos des Distanzschutzes **P3**.

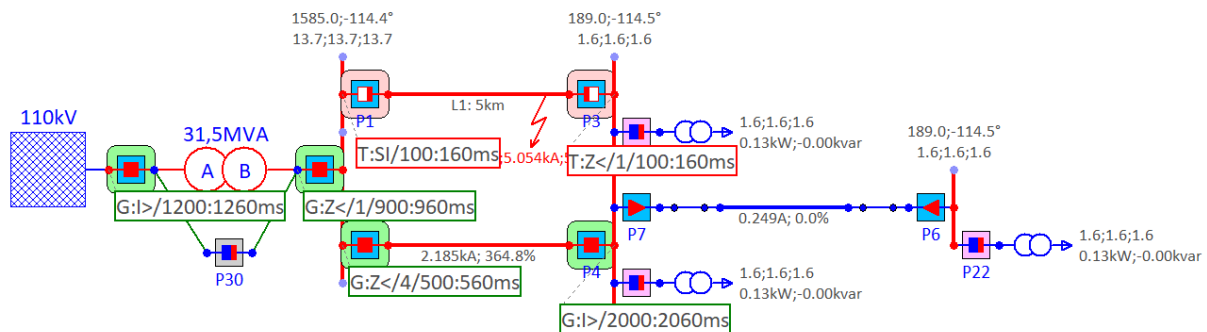


Abbildung 185: AUS-Kommando von P1 durch den Signalvergleichsschutz

Die nachfolgende Abbildung zeigt das AUS-Kommando des Distanzschutzes **P6** in der Gegenstation durch den **Signalvergleichsschutz SI** nach einer direkten Mitnahme des AUS-Kommandos des Distanzschutzes **P7**.

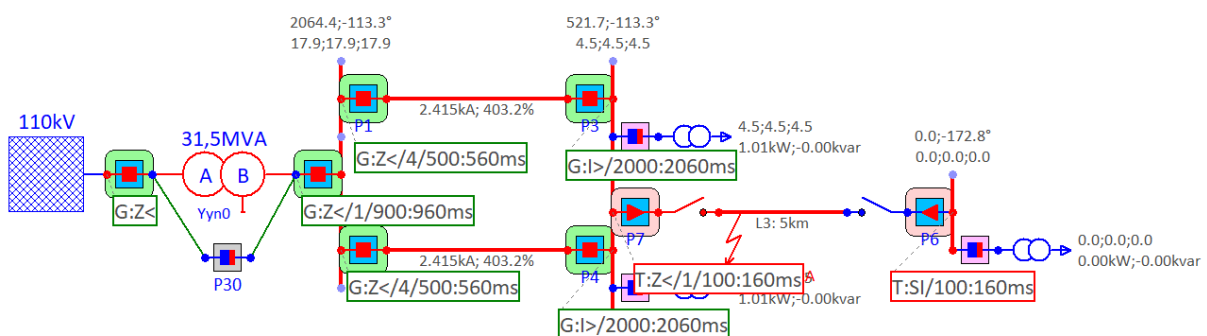


Abbildung 186: AUS-Kommando von P6 durch den Signalvergleichsschutz

6.1.30.9 UMZ: Direkte Mitnahme AUS-Kommando

Der **Signalvergleichsschutz SI** kann auch zusammen mit der Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** verwendet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein Stromnetz, in dem die Schutzgeräte **P1** und **P3** mit der Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** parametrisiert sind. Für den Signalvergleichsschutz wurde in

den empfangenden Schutzgeräten die Betriebsart **Direkte Mitnahme AUS-Kommando** eingestellt.

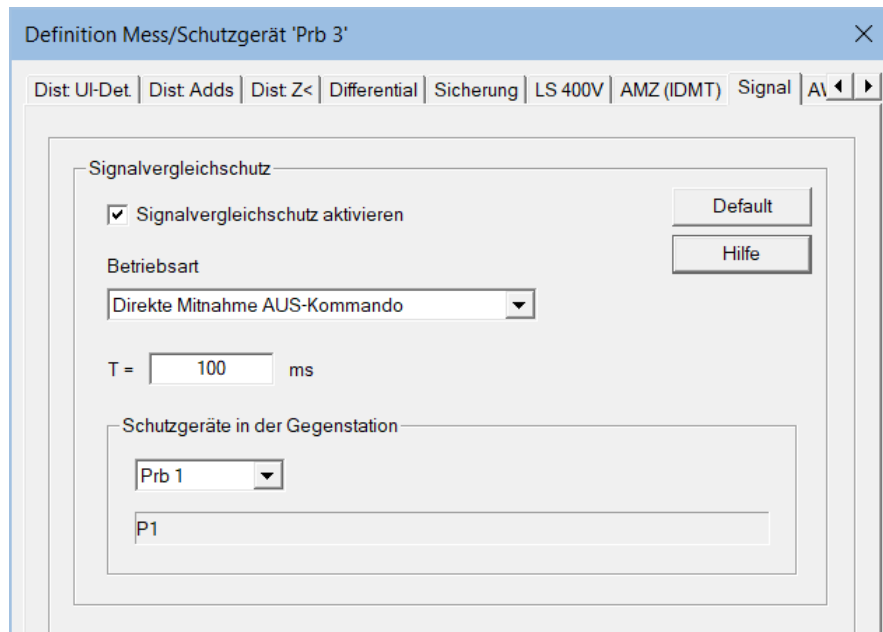


Abbildung 187: Einstellwerte des Signalvergleichschutzes

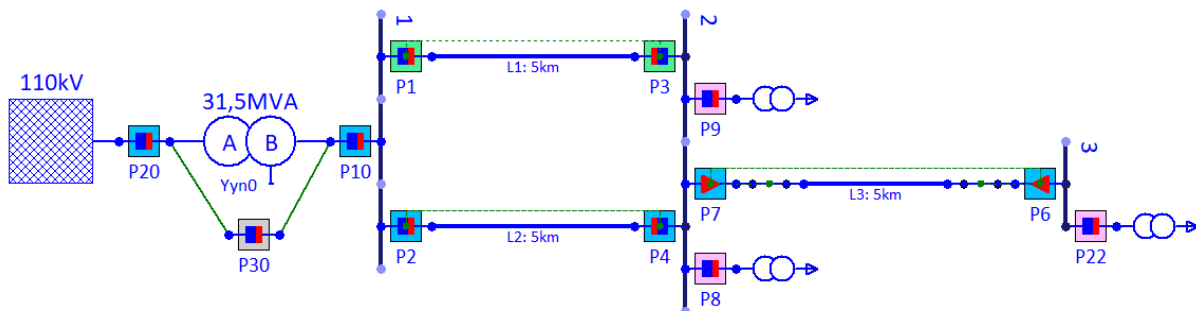


Abbildung 188: Überstromzeitschutz mit Richtung und Signalvergleichschutz

Der Signalvergleichschutz wertet das AUS-Kommando des sendenden Überstromzeitschutzes aus.

- Es wird der **Überstromzeitschutz mit Richtung** mit **Signalvergleichschutz** ausgewertet.
- Erfolgt ein AUS-Kommando durch den sendenden Überstromzeitschutz, so erfolgt im empfangenden Überstromzeitschutz unverzüglich ein **AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz** mit der Staffelzeit des AUS-Kommandos des sendenden Überstromzeitschutzes.
- Der Einstellwert **T** in der Registerkarte **Signal** wird nicht verwendet.

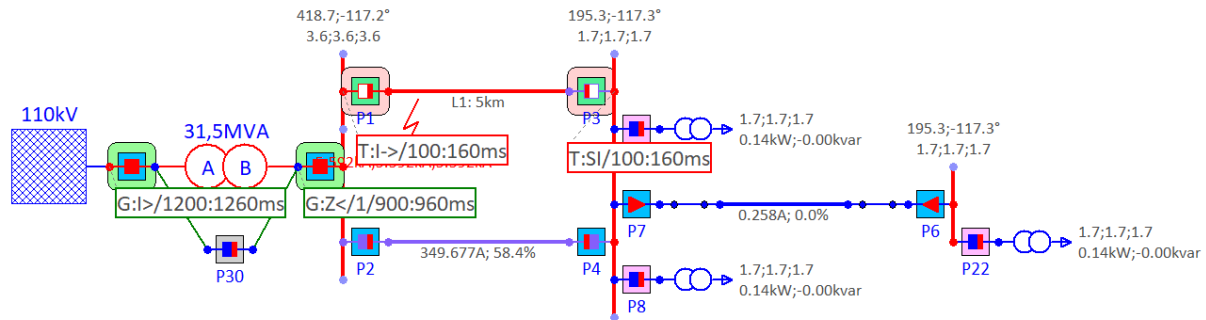


Abbildung 189: AUS-Kommando von P3 durch den Signalvergleichschutz

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Mess/Schutzgerätes
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
PSIG	Signalvergleichschutz AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
T	Signalvergleichschutz AUS-Kommandozeit
Prb x	Referenzname des sendenden Mess/Schutzgerätes
Tstart	Startzeit (Einstellwert T in der Registerkarte Signal)

Signalvergleichschutz

PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz mit Richtung GEN=0 [PSIG=1, T=100ms, Prb 1] Tstart=0ms AUS=1

6.1.30.10 UMZ: Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando


Der Signalvergleichschutz wertet das AUS-Kommando des sendenden Überstromzeitschutzes aus.

- Es wird der **Überstromzeitschutz mit Richtung** mit **Signalvergleichschutz** ausgewertet.
- Erfolgt ein AUS-Kommando durch den sendenden Überstromzeitschutz, erfolgt im empfangenden Überstromzeitschutz ein **verzögertes AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz** in der **Startzeit T**, wenn der **empfangende Überstromzeitschutz eine Generalanregung** erkannt hat.
- Ein AUS-Kommando durch den Signalvergleich erfolgt nur dann, wenn die **Stafelzeit T_{send}** des AUS-Kommandos des sendenden Überstromzeitschutzes kleiner oder gleich der **Startzeit T** des Signalvergleiches ist.


$$T_{\text{send}} \leq T$$


6.1.31 Leistungsschalter für Schutzfunktionen

6.1.31.1 Leistungsschalter für AUS- und EIN-Kommando (Combine)

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Schutzfunktion eines **Mess/Schutzgerätes** direkt mit einem externen **Schalter** zu verbinden. Alternativ kann auch der interne Schalter des **Mess/Schutzgerätes** **SwfIntern** verwendet werden. Damit ist es möglich, AUS-Kommandos als auch Wiedereinschalt-Kommandos nachzubilden. Diese Verbindung kann per Hand im Einstelldialog des **Mess/Schutzgerätes** oder durch den Toolbar-Schalter  interaktiv erfolgen.

1. Einstelldialog **Mess/Schutzgerät**, Registerkarte **Allgemeine Daten** öffnen.
2. In der Auswahlliste **Schalter** den internen Schalter **SwfIntern** oder einen der externen **Schalter Swt x** auswählen.

Folgende Vorgehensweise ist mit der Maus und dem Toolbar-Schalter  zu beachten.

1. **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter  oder
Hauptmenü **Netzwerk**
Menüpunkt **Verbinde Netzwerkelemente, Verbinde Netzwerkelemente**
2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol des **Mess/Schutzgerätes** positionieren
3. **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten
4. Bei gedrücktem **Left Mouse Button** den Mauszeiger über das grafische Symbol des **Schalters** bewegen (eine gestrichelte Linie ist zu sehen)
5. **Left Mouse Button** über dem grafischen Symbol des **Schalters** loslassen

Die Kombination eines Leitungsschalters mit einem Schutzgerät wird während der **Be-rechnung des stationären Netzzustandes** und der **dynamischen Ausgleichsvorgänge** berücksichtigt.

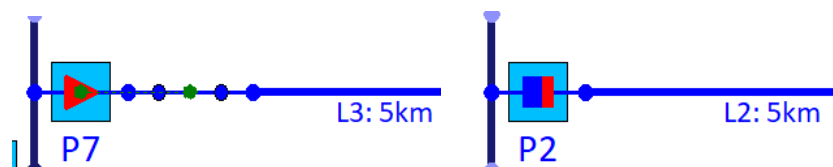




Abbildung 190: Mess/Schutzgerät mit externem und internem Leistungsschalter

In obiger Abbildung ist die Kombination eines Schutzgerätes mit einem Schalter durch die **gestrichelte grüne Verbindungslinie** zur erkennen. Die gestrichelte Linie kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter  in der Netzgrafik angezeigt werden. Schutzgerät und Schalter können in der dargestellten Weise direkt an einem Netzknoten miteinander verbunden werden, um in Kombination eine Schutzeinrichtung mit zugehörigem Leistungsschalter zu realisieren. Es ist allerdings auch möglich, beide Netzwerkelemente beliebig im Netzwerk zu positionieren, d.h. nicht direkt an einem gemeinsamen Knoten verbunden. Das AUS/EIN-Kommando wird intern durch eine logische Signalverbindung realisiert.

Die Verbindung zwischen **Mess/Schutzgerät** und **Schalter** kann mit dem Toolbar-Schalter  gelöscht werden.

3. **Mess/Schutzgerät** und **Schalter**, die durch eine Verbindung verbunden sind, mit jeweils einem **Left Mouse Button Click** markieren
4. Den Toolbar-Schalter  mit einem **Left Mouse Button Click** drücken oder

Hauptmenü **Netzwerk**

Menüpunkt **Verbinde Netzwerkelemente, Verbindungslinie löschen**

6.1.31.1.1 Schalterpol-selektives Unterbrechen des Kurzschlussstromes

Wird ein **Schalter** als Leistungsschalter für eine Schutzfunktion verwendet, so kann das polselektive Öffnen der Schalterpole, das netzphysikalisch durch das Löschen der Lichtbögen in der Nähe des Stromnulldurchganges verursacht wird, durch Einstellen des Haltestromes **Ihold** in guter Näherung nachgebildet werden.

6.1.31.2 Einstellen der Kombination Schutzgerät – Schalter per Auswahlliste

Im Einstelldialog des **Mess/Schutzgerätes** ist der Name des Schalters aus der Liste **Schalter** auszuwählen. In dem Beispiel in der nachfolgenden Abbildung wurde der **Schalter Swt 1** dem Schutzgerät zugeordnet.

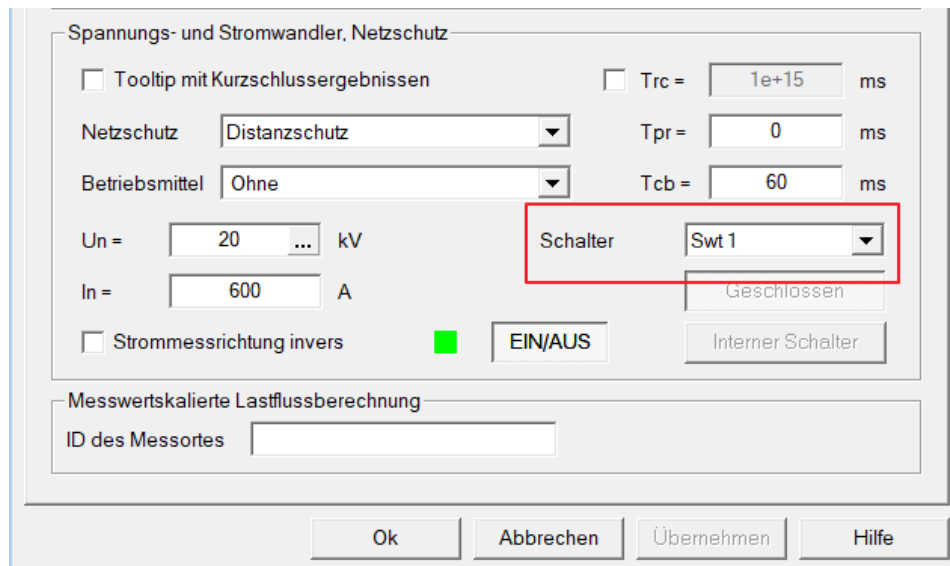


Abbildung 191: Auswahl des externen Schalters Swt 1 für das Mess/Schutzgerät

ATPDesigner konfiguriert die Einstellung des zugeordneten Schalters automatisch, wenn eine Netzberechnung durchgeführt wird. Im Falle der Berechnung des stationären Netzzustandes wird der **Schalter** nach der Auswahl beim Schließen des Einstelldialoges so konfiguriert, dass er geschlossen ist. Der Zustand des Schalters kann vom Anwender durch einen **Right Mouse Button Click** auf das Symbol in der Netzgrafik manuell geöffnet oder geschlossen werden.

6.1.31.3 Einstellen der Kombination Schutzgerät – Schalter per Maus

Die Kombination von [Schutzgerät](#) und [Schalter](#) kann auch mit Hilfe der Maus und den Toolbar-Buttons  hergestellt und  gelöscht werden.

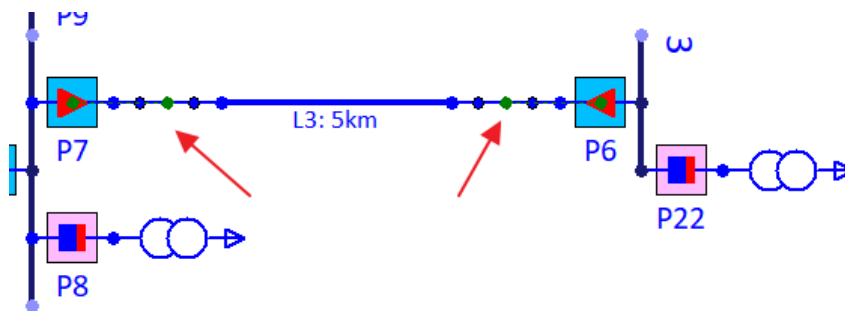




Abbildung 192: Einstellen der Kombination Schutzgerät – Schalter per Maus



In obiger Abbildung zeigt die grüne gestrichelte Linie die Kombination Schutzgerät – Schalter an. Die grüne Linie kann mit dem Toolbar-Button  sichtbar und unsichtbar geschaltet werden.

6.1.31.3.1 Löschen der Verbindung Schutzgerät – Schalter

1. Markieren der beiden verbundenen Netzwerkelemente [Mess/Schutzgerät](#) und [Schalter](#) mit jeweils einem **Left Mouse Button Click**
2. Löschen der Verbindung mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button , wenn beide markiert sind

Danach ist die **grüne** Verbindungslinie gelöscht.

6.1.31.3.2 Erstellen der Verbindung Schutzgerät – Schalter

1. Betriebsart mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button  aktivieren
2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol des [Mess/Schutzgerätes](#) positionieren
3. **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten
4. Bei gedrücktem **Left Mouse Button** den Mauszeiger über den [Schalter](#) bewegen (eine gestrichelte Linie ist als „Gummiband“ zu sehen)
5. **Left Mouse Button** loslassen
6. Betriebsart mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button  deaktivieren

Danach ist die **grüne** Verbindungslinie in der Netzgrafik zu erkennen.

6.1.31.3 Anzeige der gestrichelten grünen Verbindungslinien

Mit dem Button  werden die gestrichelten **grünen** Verbindungslinien angezeigt oder unsichtbar geschaltet.

6.1.31.4 Betriebsart des verbundenen Schalters

ATPDesigner parametrisiert automatisch einen **Schalter**, wenn dieser mit einem Schutzgerät verbunden ist.

6.1.31.5 Betriebsart des Schalters - Berechnung stationärer Netzzustände

ATPDesigner verwendet ein Resistanz basiertes Modell, um den Schalter geeignet nachzubilden. Diese Modellbildung ermöglicht es gleichzeitig, eine größere Anzahl Schutzgeräte und Schalter in einem Netz einzusetzen.

6.1.31.6 Betriebsart des Schalters - Berechnung dynamischer Netzvorgänge

ATPDesigner verwendet als **Schalter** das ATP-basierte Modell **Switch** in der Betriebsart **TACS gesteuerter Schalter (Type 13)** zur Schalternachbildung. Mit diesem Modell kann der Schalter durch die integrierten MODELS basierten Schutzalgorithmen geöffnet und geschlossen werden.

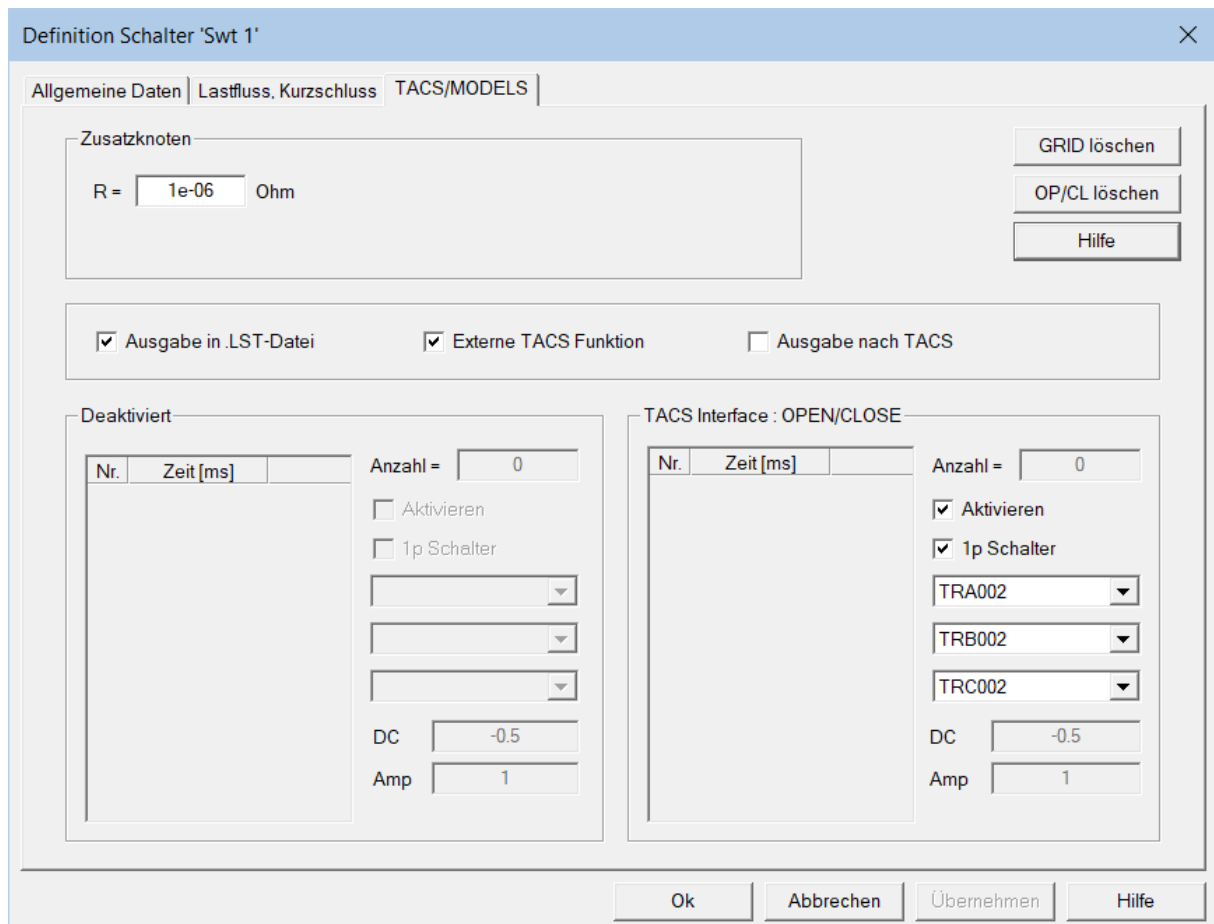


Abbildung 193: Automatische Einstellung des 1-poligen AUS-Kommandos

Ein Leistungsschalter wird immer 1-polig von einem Schutzgerät aus angesteuert, auch wenn das Schutzgerät nur ein 3-poliges AUS-Kommando ausgibt. Durch die 1-polige Ansteuerung, zusammen mit dem Haltestrom **Ihold** kann das polselektive Löschen der Lichtbögen im Schalter und damit das leiterselektive Unterbrechen des Kurzschlussstromes nachgebildet werden.

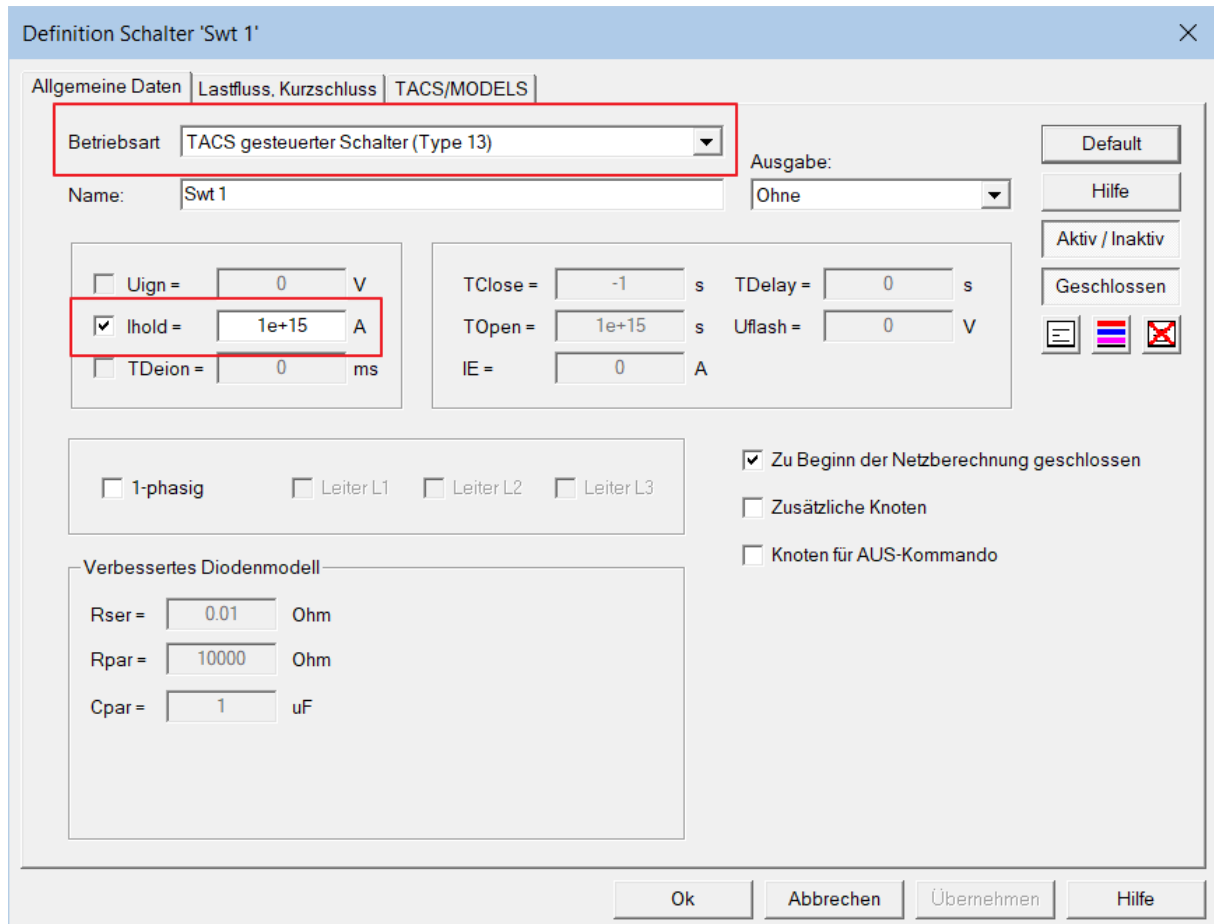


Abbildung 194: Einstellung des Haltestroms Ihold

Der Haltestrom **Ihold** wird als primärer Strom eingestellt. Der Schalterpol wird dann geöffnet, wenn ein Schaltbefehl z.B. durch eine Schutzfunktion erteilt wurde und der Augenblickswert des Leiterstromes den eingestellten Wert des Haltestromes unterschreitet.

6.1.31.7 Ein gemeinsamer Schalter für mehrere Schutzgeräte

Wird ein **Schalter** als externer Schalter verwendet, so kann der **Schalter** von mehreren Schutzgeräten angesteuert werden. Die AUS-Kommandos der Schutzgeräte werden verodert.

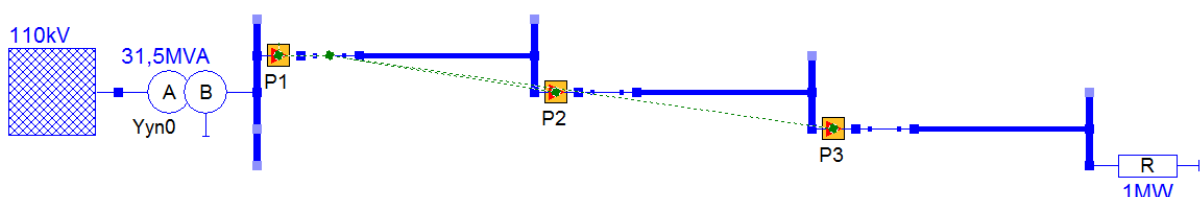



Abbildung 195: Gemeinsamer Schalter für mehrere Schutzgeräte

Mit Hilfe der **grünen Verbindung** können mehrere Schutzgeräte mit einem gemeinsamen Schalter verbunden werden.

6.1.31.8 Behandlung der Schalter beim Zurücksetzen der Netzberechnung

Werden die Ergebnisse der Netzberechnung mit dem Toolbar-Button  oder **Strg + Alt + E** oder im Hauptmenü **ATP** gelöscht, so werden die im Netz verwendeten Schalter wie folgt behandelt.

- ⇒ Die durch Schutzfunktionen oder [TACS-Schutzlogiken](#) geöffneten Schalter werden wieder geschlossen. Der Schaltzustand von Schaltern, die nicht mit einem Schutzgerät oder einer TACS-Schutzlogik verbunden sind, bleibt erhalten.

Diese Vorgehensweise wird auch angewendet, wenn eine [Kaskadenanalyse](#) ausgeführt wurde.

6.1.31.9 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Click*

Der interne Schalter des **Mess/Schutzgerätes** kann durch einen **Right Mouse Button Click** geöffnet und geschlossen werden.

1. Das Netzwerkelement darf nicht markiert sein, ggfs. Markierung zuerst entfernen.
2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol positionieren.
3. Schalterzustand durch einen **Right Mouse Button Click** invertieren.

6.1.31.10 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Menu*

Der interne Schalter des **Mess/Schutzgerätes** kann durch das kontextspezifische **Right Mouse Button Menu** geöffnet und geschlossen werden.

1. Das Netzwerkelement markieren.
2. **Right Mouse Button Menu** mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen.
3. Menüpunkt **Trennschalter** mit einem **Left Mouse Button Menu** öffnen.
4. Menüpunkt **Offen** zum Öffnen, Menüpunkt **Geschlossen** zum Schließen des Schalters mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen.

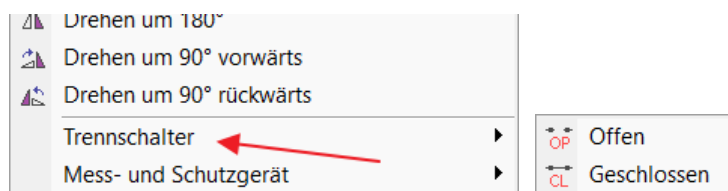


Abbildung 196: Menüpunkt Trennschalter – Öffnen und Schließen des Schalters

6.1.32 Fuse: Sicherung

Der Schutz von Betriebsmitteln gegen Kurzschluss und Überlast wird in Niederspannungsnetzen i.a. Regel mit NH-Sicherungen (**N**iederspannungs-**H**ochleistungs-Sicherung) und in Mittelspannungsnetzen z.B. an der OS-Seite von Transformatoren als Lasttrennschalter mit HH-Sicherung (**H**ochspannungs-**H**ochleistung-Sicherung) ausgeführt. NH-Sicherungen werden in Niederspannungsnetzen oftmals als Schutzorgan für Transformatoren und Leitungen eingesetzt. Eine Alternative dazu ist der [Leistungsschalter für Niederspannungsnetze](#), der oftmals zwischen der US-Seite des Niederspannungstransformators und der Sammelschiene eingesetzt wird.

⇒ Zur Anwendung von Sicherungen aus Sicht des Netzschutzes wird das Dokument **Sicherungshandbuch** [9] empfohlen. Es beschreibt verständlich die wichtigsten technischen Eigenschaften, die Funktionsweise und die Fachbegriffe.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog zur Definition der Kennlinie und weiterer Einstellwerte einer Sicherung dargestellt. Die Sicherung arbeitet leiterselektiv. Das numerische Modell der Sicherung besteht aus drei Sicherungen je Leiter L1, L2 und L3, die von der Schutzanalyse leiterselektiv ausgewertet werden. Der Einstelldialog bietet die Möglichkeit, getrennte Kennlinie für die Berechnung des stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung dynamischer Netzzustände mit dem Einstellwert **Sicherungskennlinie** einzustellen.

Es wird davon ausgegangen, dass das Schutzorgan **Sicherung** aus drei unabhängig voneinander arbeitenden Sicherungen für die Leiter L1, L2 und L3 mit identischen technischen Daten besteht. Insofern ist es möglich, dass es abhängig von der Fehlerart im Kurzschlussfall leiterselektiv zu einer 1-poligen, 2-poligen oder 3-poligen Leiterunterbrechung kommen kann.

ATPDesigner bietet dem Anwender einen Satz Kennlinien für gebräuchliche NH- und HH-Sicherungen, die direkt mit Hilfe von .CSV-Dateien eingelesen und verwendet werden können. Die eingelesene Sicherungskennlinie wird in der .NET-datei gespeichert. Es wird hier darauf hingewiesen, dass diese Sicherungskennlinien generisch sind, d.h. typisch für am Markt verfügbare Sicherungen, nicht produktspezifisch.

⇒ Es ist grundsätzlich möglich, dass der Anwender eigene Kennlinien für Sicherungen oder auch andere I_k - T_v -kennlinienbasierte Schutzorgane verwendet. Dazu muss der Anwender .CSV-Dateien erstellen, deren Format im Weiteren erläutert wird.

Einstellwert	Bedeutung
Öffnen	Einlesen einer Sicherungskennlinie im .CSV-Format
Speichern	Sicherungskennlinie in eine .CSV-Datei exportieren
Default	Grundeinstellung der Einstellwerte und der Sicherungskennlinie ausgeben
Hilfe	Hilfdatei öffnen
Löschen	Sicherungskennlinie (Listenwerte) löschen
Anz.	Anzahl Stützstellen der Sicherungskennlinie
Nr.	Nummer der Stützstelle der Sicherungskennlinie
Berechnung I2t	Der I2t-Wert der Kennlinie für die Berechnung dynamischer Netzzorgänge

Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 24'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Dist UI-Det | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 400V | AMZ (II) |

Name: 63A_Sicherung

Nr.	Ik [A]	Tv [s]
1	194.331	951.575000000
2	197.735	640.545000000
3	201.199	431.178000000
4	202.976	280.419000000
5	206.535	182.375000000
6	210.157	118.611000000
7	215.681	82.639200000
8	243.424	17.563200000
9	251.988	11.228000000
10	265.386	6.473920000
11	281.918	3.484530000
12	315.361	1.448940000
13	361.069	0.655550000

Öffnen | Default | Speichern | Hilfe | Löschen

Sicherungskennlinie

Berechnung I2t

Anz. = 21

☒ Kennlinie $T_v = f(I_k)$

☐ Kennlinie $I^2 t = f(t)$

Einstellwerte: Lastflussberechnung

I2Ts (1ms) = 10700 A2s

☐ I2Ta (LE) = 40000 A2s 10 ms

☒ I2Ta (LL) = 66000 A2s 10 ms

Einstellwerte: Dynamische Netzberechnung

☐ Lichtbogenresistenz

☐ Therm. Vorbelastung

Gemeinsame Einstellwerte

I> = 324 %

Ir = 63 A

I_{max} = 63 kA

Tol = 7 %

Ok | Abbrechen | Übernehmen | Hilfe

Abbildung 197: Einstelldialog Sicherung

6.1.32.1 Fuse: Manuelle Definition oder Auswahl einer Sicherungskennlinie

Soll eine Sicherungskennlinie manuell definiert werden, so muss im ersten Schritt die Anzahl **Anz.** der Stützstellen der Sicherungskennlinie eingestellt werden. Die Anzahl kann nachträglich vergrößert werden, um neue Stützstellen an die vorhandene Liste anzuhängen. Als Ausgangspunkt kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Default** die Kennlinie eine NH-Sicherung eingestellt werden. Danach kann die Tabelle mit den entsprechenden Werten ausgefüllt werden. Das Editierfeld einer Tabellenzelle kann mit einem **Left Mouse Button Double Click** geöffnet werden.

Eine manuell erstellte oder veränderte Sicherungskennlinie kann mit der Taste **Speichern** in eine .CSV-Datei gespeichert werden.

Eine Sicherungskennlinie kann mit Hilfe der Taste **Öffnen** aus einer .CSV-Datei eingelesen werden. Die im Setup von ATPDesigner enthaltenen Sicherungskennlinien sind im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\Fuse** gespeichert.

6.1.32.1.1 Fuse: Kennlinie $T_v = f(I_k)$

Die Kennlinie kann nur im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** verwendet werden.

Wert	Bedeutung
I_k [A]	Prospektiver Kurzschlussstrom in A
t_{vs} [s]	Virtuelle Schmelzzeit in Sekunden

6.1.32.1.2 Fuse: Kennlinie $I^2t = f(t)$

Die Kennlinie kann nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

Wert	Bedeutung
Zeit [s]	Zeitdauer in Sekunden beginnend vom Fehlereintritt bis zur aktuellen Zeit
I^2t [A²s]	Wert der Schmelzwärmewert I^2t (Joule-Integral) in A ² s, die zum Schmelzen der Sicherung erforderlich ist.

6.1.32.1.3 Fuse: Berechnung I^2t

Auf Basis der **$t_{vs} = f(I_k)$ – Kennlinie** wird die **$I^2t = f(t)$ - Kennlinie** berechnet. Diese Kennlinie wird für das Sicherungsmodell zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** benötigt.

$$I^2t = I_k^2 \cdot t_{vs}$$

Der Fehlereintritt wird erkannt, wenn der Effektivwert des der Sicherung zugeordneten Leiterstromes den Ansprechwert $I_>$ überschreitet. In diesem Sinne kann der Einstellwert $I_>$ als Überstromanregung der Sicherung betrachtet werden. Insofern kann die Überstromanregung $I_>$ mit dem kleinen Prüfstrom der Sicherung verglichen werden.

Einstellwert	Bedeutung
$I_>$	Ansprechwert der Sicherung (kleiner Prüfstrom) Überschreitet der Effektivwert des durch die Sicherung fließenden Leiterstroms den Ansprechwert $I_>$, so wird die Zeitmessung zur Berechnung des Schmelzwärmewertes I^2t gestartet. Die Sicherung hat angeregt.
I_r	Bemessungsstrom (Nennstrom) der Sicherung
I_{max}	Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{cn} Das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen definiert den Kurzschlussstrom, der von der Sicherung maximal abgeschaltet werden kann.
Tol	Toleranz der Kennlinie
I^2t_s (1 ms)	Schmelzintegralwert I^2t_s bei adiabatischer Erwärmung ($t_{vs} \leq 1$ ms) Bezeichnet den Stromwärmewert in A ² s, bei dem der Schmelzleiter einer Sicherung im Fall einer adiabatischen Erwärmung durchschmilzt.

	<p>Wenn der Kurzschlussstrom bei einer stationären Berechnung größer als die Werte der Sicherungskennlinie ist, wird die Schmelzzeit mithilfe dieses I^2t_s-Wertes ermittelt. Für die Berechnung wird der Sicherungskennlinie ein weiterer Punkt bei $I_k = \sqrt{I^2t_s / 1 \text{ ms}}$ und $t_{vs} = 1 \text{ ms}$ hinzugefügt. Bei $t_{vs} \leq 1 \text{ ms}$ kann der I^2t_s-Wert als konstant angenommen werden: $t_{vs} = I^2t_s / I_k^2$.</p>
I²T_a (LE)	<p>Ausschaltintegral I^2t_a bei einer wiederkehrenden Spannung vom Betrag der Leiter-Erd-Spannung des Netzes</p> <p>Bezeichnet den Stromwärmewert in A²s, der bis zur endgültigen Unterbrechung des Stromflusses (nach Lichtbogenlöschung) wirken kann. Die wiederkehrende Spannung ist dabei abhängig von der Fehlerart und der Netzform.</p> <p>Hersteller geben einen maximalen I^2t_a-Wert im Bereich kleiner Schmelzzeiten an. Der zugehörige Zeit-Grenzwert (in Abbildung 197 $t_{vs} \leq 10 \text{ ms}$) muss zusätzlich angegeben werden. In diesem Zeitbereich kann so im Rahmen der stationären Netzberechnung eine maximale Ausschaltzeit $t_{a,max} = I^2t_a / I_k^2$ berechnet werden. Für größere Schmelzzeiten bis zu $t_{vs} = 100 \text{ ms}$ wird die Ausschaltzeit angenähert. Darüber hinaus kann mit guter Genauigkeit $t_a = t_{vs}$ angenommen werden.</p> <p>Ist die zugehörige Checkbox ausgewählt, wird über ein angenähertes Verfahren geprüft, ob hier Leiter-Erd-Spannung anzunehmen und damit I²T_a (LE) bei der Berechnung der Ausschaltzeit zu verwenden ist. Gemäß Standard-Einstellung wird allerdings immer das höhere Ausschaltintegral I²T_a (LL) verwendet (Checkbox nicht ausgewählt).</p> <p><i>„Stromintegral über der Ausschaltzeit der Sicherung. Allgemeine Angaben sind meist gültig für Schmelzzeiten kleiner 5 ms, das heißt, dass die Sicherung strombegrenzend abgeschaltet hat. Üblicherweise ist der in den Datenblättern angegebene Wert der höchste zu erwartende Wert, bezogen auf die ebenfalls mit angegebene Referenzspannung. Werte bei kleineren Betriebsspannungen lassen sich relativ oft durch ein mit angegebenes Umrechnungsdiagramm einfach ermitteln.“</i> (Quelle: https://siba.de/de/glossarartikel/-ausschaltintegral.html)</p>
I²T_a (LL)	<p>Ausschaltintegral I^2t_a bei wiederkehrender Spannung vom Betrag der Leiter-Leiter-Spannung des Netzes</p> <p>Vgl. I²T_a (LE)</p>
Öffnen	Einlesen einer Sicherungskennlinie aus einer .CSV-Datei
Speichern	Speichern der Sicherungskennlinie aus einer .CSV-Datei
Berechnung I²t	Die Sicherungskennlinie für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge wird aus der Sicherungskennlinie für die Berechnung stationärer Netzzustände berechnet.

Die Toleranz der Kennlinie wird im Diagramm durch zwei weitere rot gestrichelte Kennlinien berücksichtigt.

$$T_v \pm Tol [\%]$$

Die Einstellwerte für die Toleranz **Tol** und das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen **Imax** werden für beide Berechnungsmethoden (stationär und dynamisch) immer gleich eingestellt.

6.1.32.2 Fuse: Erstellen einer Sicherungskennlinie

Eine neue Sicherungskennlinie kann wie schon beschrieben manuell direkt in die Tabelle eingegeben und danach mit der Taste **Speichern** in einer .CSV-Datei gespeichert werden. Alternativ dazu kann auch eine Sicherungskennlinie, die als .CSV-Datei im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\Fuse** gespeichert sind, mit der Taste **Öffnen** eingelesen werden. Anwenderspezifische Sicherungskennlinien oder auch die Kennlinien anderer Schutzelemente wie z.B. Leitungsschutzautomaten können erstellt und ebenfalls eingelesen werden.

⇒ Die Kennlinie der Sicherung ist immer ausgehend vom Ursprung des Koordinatensystems zu digitalisieren und einzugeben.

6.1.32.2.1 Fuse: Datenformat der Sicherungskennlinie in der .CSV-Datei

Das Dateiformat ist zeilenorientiert aufgebaut wie bei .CSV-Dateien üblich. Die Werte werden durch ein Semikolon getrennt.

- 1. Wert: Kurzschlussstrom I_k [A]
- 2. Wert: Virtuelle Schmelzzeit t_{vs} [s]

```
0.0030000000;414.1152794000
0.0040000000;418.8514192000
0.0050000000;435.4817950000
0.0060000000;455.1465450000
0.0080000000;482.0476689000
```

- Es ist unbedingt erforderlich, dass ein Punkt als Trennzeichen für Vorkomma- und Nachkommastellen verwendet wird.
- Es sollte nach der letzten Zeile mit einem Datenpaar eine abschließende Leerzeile eingefügt werden, da sonst das Datenpaar der letzten Zeile ggfs. nicht erkannt und eingelesen wird.

Darüber hinaus wird empfohlen, die nachfolgenden Einstellwerte zu Beginn der .CSV-Datei einzugeben. Die Einstellwerte werden durch Kennungen identifiziert, die bündig am Zeilenanfang stehen müssen. Nach dem Gleichheitszeichen wird der Wert ohne nachfolgende Einheit angegeben.

Einstellwert	Kennung
Ir	##IR=
Imax	##IMAX=
Tol	##TOL=
I2Ts	##I2TS=
I2Ta (LE)	##I2TA254=

I2Ta (LL)	##I2TA440=
Zugehörige Zeitwerte für I2Ta	##I2TA_T=

Falls die Einstellwerte nicht aus der .CSV-Datei eingelesen werden, müssen diese vom Anwender manuell eingegeben werden. Beim Speichern der Werte werden die Einstellwerte in der .CSV-Datei gespeichert.

6.1.32.3 Fuse: Berechnung des Ansprechwertes $I >$ aus dem Nennstrom I_r

Mit dem Nennstrom der Sicherung I_r ermittelt ATPDesigner automatisch den **Ansprechwert $I >$** . Dazu wird aus der eingelesenen Sicherungskennlinie der kleinste Wert des Kurzschlussstromes I_{min} ermittelt und entsprechend der nachfolgenden Gleichung der Ansprechwert $I >$ berechnet.

$$I > = \frac{1,05 \cdot I_{min}}{I_r}$$

Der Algorithmus zur Schutzanalyse geht davon aus, dass für durch die Sicherung fließende Kurzschlussströme $I_k < I >$ der Schmelzprozess des Schmelzleiters nicht erfolgt, d.h. die Wärmeabgabe der Sicherung ist gleich der durch den Widerstand des Schmelzleiters aufgenommenen Energie.

6.1.32.4 Fuse: Sicherungskennlinie zur Berechnung dynamischer Netzzvorgänge

Im nächsten Schritt sollte aus der Sicherungskennlinie **$I_{vs} = f(I_k)$** für die Berechnung stationärer Netzzustände die Sicherungskennlinie **$I^{>2t} = f(t)$** für die Berechnung dynamischer Netzzvorgänge ermittelt werden. Dazu muss der Button **Berechnung $I^{>2t}$** mit einem **Left Mouse Button Click** betätigt werden. Wird jetzt im Optionsfeld auf **Kennlinie $I^{>2t} = f(t)$** umgeschaltet, so wird die Sicherungskennlinie dargestellt.

Alternativ kann eine Sicherungskennlinie für die Berechnung dynamischer Netzzvorgänge mit dem Button **Öffnen** eingelesen werden, wenn vorher die Option **Kennlinie $I^{>2t} = f(t)$** ausgewählt wurde. Das Dateiformat ist ebenfalls zeilenorientiert und die Werte werden durch ein Semikolon getrennt.

- 1. Wert: Zeit [s]
- 2. Wert: Schmelzenergie $I^{>2t}$ [A^2s]

Die in beiden Kennlinien verwendete Zeit ist so zu interpretieren, dass die Zeitmessung mit dem Überschreiten des Ansprechwertes $I >$ gestartet wird und der Schmelzvorgang beginnt.

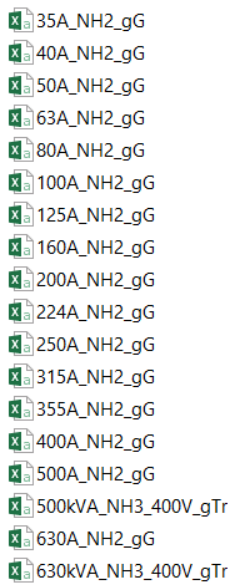
6.1.32.5 Fuse: Verwendung der digitalisierten Sicherungskennlinien

Das **ATPDesigner** Setup beinhaltet die digitalisierten Kennlinien einer großen Anzahl typischer Sicherungen. Die dazugehörigen .CSV-Dateien sind nach einer Standardinstallation im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\Fuse** gespeichert.

1. Auswahl der Option **Kennlinie $T_v = f(I_k)$**

2. Einlesen der Datei z.B. **C:\ATPDesigner\Exe\Fuse\160A_NH2_gG.csv**
3. Kontrolle des Nennstromes **$I_r=160A$**
4. Kontrolle des maximal unterbrechbaren Kurzschlussstromes **I_{max}**
5. Kontrolle aller weiteren Einstellwerte

Der Einstellwert **I_D** für das **Ansprechen der Sicherung** wird von ATPDesigner aus der Kennlinie unter Verwendung des Nennstromes berechnet. Die Liste der aktuell verfügbaren digitalisierten Sicherungskennlinien ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.



35A_NH2_gG
40A_NH2_gG
50A_NH2_gG
63A_NH2_gG
80A_NH2_gG
100A_NH2_gG
125A_NH2_gG
160A_NH2_gG
200A_NH2_gG
224A_NH2_gG
250A_NH2_gG
315A_NH2_gG
355A_NH2_gG
400A_NH2_gG
500A_NH2_gG
500kVA_NH3_400V_gTr
630A_NH2_gG
630kVA_NH3_400V_gTr

Abbildung 198: Liste der digitalisierten Sicherungskennlinien (Auszug)

6.1.32.6 Fuse: Sicherung - Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die nachfolgend beschriebenen Optionen können nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

Lichtbogenresistenz

Mit dieser Option kann ein Lichtbogenmodell aktiviert werden, das nach dem Schmelzen des Sicherungsdrahtes das zeitliche Verhalten des Lichtbogens in der Sicherung bis zum Lichtbogenlöschen nachbildet.

Therm. Vorbelastung

Mit dieser Option kann eine thermische Vorschädigung z.B. durch einen Kurzschlussstrom, der aber nicht zum Schmelzen des Sicherungsdrahtes führte, nachgebildet werden.

6.1.32.7 Fuse: Sicherung - Berechnung des stationären Netzzustandes

Wird eine Sicherung während der **Berechnung des stationären Netzzustandes** ausgeführt, so werden nicht alle Einstellwerte aus Kapitel 6.1.1.28 und die damit verbundenen Funktionen verwendet. Folgende Einstellwerte für die Analyse der Berechnungsergebnisse werden berücksichtigt.

Einstellwert	Bedeutung
I>	Ansprechwert der Sicherung im Sinne einer Überstromanregung
I_r	Bemessungsstrom der Sicherung
I_{max}	Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I _{cn}
I²t_a (LE)	<p>Ausschaltintegral I²t_a bei einer wiederkehrenden Spannung vom Betrag der Leiter-Erd-Spannung des Netzes</p> <p>Bezeichnet den Stromwärmewert in A²s, der bis zur endgültigen Unterbrechung des Stromflusses (nach Lichtbogenlöschung) wirken kann. Die wiederkehrende Spannung ist dabei abhängig von der Fehlerart und der Netzform.</p> <p>Hersteller geben einen maximalen I²t_a-Wert im Bereich kleiner Schmelzzeiten an. Der zugehörige Zeit-Grenzwert (in Abbildung 197 $t_{vs} \leq 10 \text{ ms}$) muss zusätzlich angegeben werden. In diesem Zeitbereich kann so im Rahmen der stationären Netzberechnung eine maximale Ausschaltzeit $t_{a,max} = I^2 t_a / I_k^2$ berechnet werden. Für größere Schmelzzeiten bis zu $t_{vs} = 100 \text{ ms}$ wird die Ausschaltzeit angenähert. Darüber hinaus kann mit guter Genauigkeit $t_a = t_{vs}$ angenommen werden.</p> <p>Ist die zugehörige Checkbox ausgewählt, wird über ein angenähertes Verfahren geprüft, ob hier Leiter-Erd-Spannung anzunehmen und damit I²t_a (LE) bei der Berechnung der Ausschaltzeit zu verwenden ist. Gemäß Standard-Einstellung wird allerdings immer das höhere Ausschaltintegral I²t_a (LL) verwendet (Checkbox nicht ausgewählt).</p> <p>„Stromintegral über der Ausschaltzeit der Sicherung. Allgemeine Angaben sind meist gültig für Schmelzzeiten kleiner 5 ms, das heißt,</p>

	<p>dass die Sicherung strombegrenzend abgeschaltet hat. Üblicherweise ist der in den Datenblättern angegebene Wert der höchste zu erwartende Wert, bezogen auf die ebenfalls mit angegebene Referenzspannung. Werte bei kleineren Betriebsspannungen lassen sich relativ oft durch ein mit angegebenes Umrechnungsdiagramm einfach ermitteln.“</p> <p>(Quelle: https://siba.de/de/glossarartikel/-ausschaltintegral.html)</p>
I_{2Ta} (LL)	Ausschaltintegral I _{2t_a} bei wiederkehrender Spannung vom Betrag der Leiter-Leiter-Spannung des Netzes (vgl. I _{2Ta} (LE))

In dem Einstelldialog muss die Option **Kennlinie $i_{vs} = f(I_k)$** ausgewählt werden. Die Schutzanalyse geht davon aus, dass je Leiter einer unabhängig von den anderen Leitern arbeitende Sicherung verwendet wird. Die technischen Daten der drei Sicherungen werden als identisch angenommen.

ATPDesigner ermittelt leiterselektiv die Schmelz- und Ausschaltzeiten, d.h. getrennt für jede der drei Sicherungen, wenn der Betrag des Leiterstromes der jeweiligen Sicherung die Überstromanregung $I >$ überschreitet. Unter der Auslösezeit wird bei Sicherungen die Zeit vom Anregen bis zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes (d.h. inkl. Lichtbogenlöschung) verstanden (= Ausschaltzeit).

Überschreitet der Betrag des Leiterstromes das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max} , so wird eine unendlich große Schmelz- und Ausschaltzeit festgelegt, d.h. die Sicherung kann den Kurzschlussstrom nicht unterbrechen. Die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse werden im Meldungsfenster ausgegeben. In dem Textelement in der Netzgrafik wird wie nachfolgend gezeigt nur eine Anregung mit dem Symbol „+“ für jeden betroffenen Leiter angezeigt.

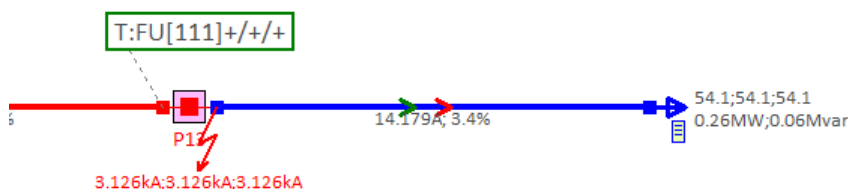


Abbildung 199: Kennzeichnung „+“ für Leiter ohne Kurzschlussstromunterbrechung

In der Netzgrafik wird das Ergebnis der Schutzfunktionsanalyse der Sicherungen mit dem Bezeichner **FU** bezeichnet. In dem nachfolgenden Beispiel ist zu erkennen, dass die beiden Sicherungen in den Leitern L1 und L2 anregen und mit endlichen Schmelz- und Ausschaltzeiten die Kurzschlussströme unterbrechen. In Leiter 3 ist wegen des 2-poligen Kurzschlusses keine Anregung erkannt worden. Weitere Ausgabetexte sind in nachfolgender Abbildung enthalten.

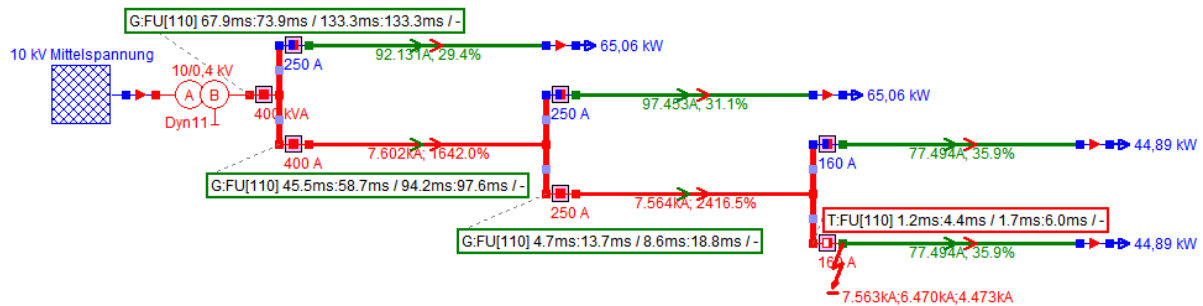


Abbildung 200: AUS-Kommando der Sicherungen in der Netzgrafik

Die Eigenzeit der Schutzfunktion T_{pr} sowie die Schaltereigenzeit T_{cb} haben im Falle der Sicherung keine Bedeutung und werden nicht berücksichtigt.

In nachfolgender Abbildung ist beispielhaft der Ausgabebetext im Meldungsfenster für zwei in Serie geschaltete Sicherungen (zu je drei Einzelsicherungen der Leiter L123) im Falle eines 2-phasigen Leiter-Leiter-Kurzschlusses L12 dargestellt.

```

x PROT> Alle Schutzgeräte sind mit externen oder internen Schalter konfiguriert

PROT> P2 [Prb 2] Sicherung GEN=1 [I>=1, Imax=0, Leiter 1, T(I)=6.56969ms, I/Ir=26.3393] AUS=1 [Aktiv]
PROT> P2 [Prb 2] Sicherung GEN=1 [I>=1, Imax=0, Leiter 2, T(I)=6.56969ms, I/Ir=26.3393] AUS=1 [Aktiv]
PROT> P2 [Prb 2] Sicherung GEN=1 [I>=1, Imax=0, Leiter 3, T(I)=6.56969ms, I/Ir=26.3393] AUS=1 [Aktiv]
  
```

Abbildung 201: Ausgabe der Ergebnisse der Sicherung im Fenster für Netzschutzmeldungen

Löst eine Sicherung nicht aus, so wird im Fenster für [Netzschutzmeldungen](#) die Schmelz- und Ausschaltzeit mit dem Wert **1.79769e+308ms** (= unendlich) angegeben.

Meldung	Bedeutung
I> = 0/1	0 = Sicherung in dem Leiter hat nicht angeregt 1 = Sicherung in dem Leiter hat angeregt
I_{max} = 0/1	0 = Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max} wurde nicht überschritten 1 = Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max} wurde überschritten, der Kurzschlussstrom kann nicht unterbrochen werden
Leiter 1, 2, 3	Sicherung in Leiter L1 = 1, L2 = 2, L3 = 3
T(I)	Kurzschlussstromunterbrechungszeiten der Sicherung nach Auswertung der Auslösekennlinien
I/I_r	Kurzschlussstrom in p.u. bezogen auf den Bemessungsstrom I_r

6.1.32.8 Fuse: Auslegung einer HH-Sicherung

HH-Sicherungen werden als zuverlässiger Schutz seit Jahrzehnten in Mittelspannungs-Schaltanlagen und Stromnetzen eingesetzt. Sie schützen Anlagen und Geräte vor thermischen und dynamischen Auswirkungen von Kurzschlüssen [34]. ATPDesigner bietet dem Anwender eine Auswahl von Kennlinien für gebräuchliche NH- und HH-Sicherungen, die direkt mit Hilfe von .CSV-Dateien eingelesen und verwendet werden können.

In erster Näherung kann der zu schützende Transformator als Leitung, d.h. als Kurzschlussstrom begrenzende Impedanz betrachtet werden. Da die HH-Sicherung auf der Oberspannungsseite des Transformators eingesetzt wird, kann der oberspannungsseitige Bemessungsstrom I_{ROS} des Transformators zur Auswahl des Nennstromes der HH-Sicherung herangezogen werden. Hinsichtlich der Einstellwerte des **Transformators 2-Wicklung** gilt:

$$I_{ROS} = I_{rA}$$

Zur Auslegung einer Sicherung für Leitungen sind nach VDE 0100-430 [35] „das Auslöseverhalten einer Einrichtung, die ein Kabel oder eine Leitung bei Überlast schützt, [...] folgende zwei Bedingungen“ zu erfüllen.

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

mit

I_B Betriebsstrom für den Stromkreis

I_Z zulässige Dauerstrombelastbarkeit nach VDE 0276 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

I_n Bemessungsstrom der Schutzeinrichtung (Nennstrom)

I_2 der Strom, der eine wirksame Abschaltung in der für die Schutzeinrichtung festgelegten Zeit sicherstellt (großer Prüfstrom)

Die Dauerstrombelastbarkeit I_Z kann unter Annahme, dass das Produkt der Umrechnungsfaktoren in Anlehnung an VDE 0276 gleich 1 gewählt wird, wie folgt berechnet werden.

$$I_Z = I_r$$

Die Näherung, den Transformator als Leitung (Kurzschlussimpedanz) zu interpretieren berücksichtigt jedoch nicht den Rush-Strom des Transformators. Beim Einschalten vorher spannungsloser Transformatoren, die unbelastet oder nur sehr gering belastet sind, kann es zu großen Einschaltströmen (Rush-Strom) kommen, die ein Mehrfaches des Bemessungsstromes des Transformators betragen können. Rush-Ströme sind stark ober-schwingungsbehaftet und weisen neben einem großen Betrag der netzfrequenten Grundschiwingung (50Hz) auch einen signifikant großen Betrag der 2. Harmonischen (100Hz) in allen Leiterströmen I_{L1} , I_{L2} und I_{L3} auf. Die Amplituden von Rush-Strömen klingen gedämpft durch die Wirkverluste des Transformators exponentiell ab, können aber

ggfs. mehrere Sekunden auftreten und daher zum Auslösen von Überstromschutzgeräten und Sicherung führen. Daher sollten Rush-Ströme bzgl. der Auslegung von Sicherungen berücksichtigt werden.

In Anlehnung an die Empfehlung zur Auslegung von HH-Sicherungen des Herstellers EFEN GmbH [33] sind bei der Absicherung von Transformatoren für die Auswahl der Sicherung unter anderem folgende Faktoren bestimmend.

- Bemessungswerte des Transformators
 - Bemessungsbetriebsspannung (U_{rA})
 - Bemessungsleistung (S_r)
 - Schaltgruppe
 - relative Kurzschlussspannung (u_k %)
 - Einschaltstoßstrom/ I_{nrush} (Rush-Strom) ($8 \dots 12 I_n$)
- Zeit/Strom-Kennlinie der HH-Sicherungen
- sekundärseitige Schutzeinrichtungen/Selektivität

Entscheidend für die Auswahl der richtigen Sicherung ist nach [33] die Zeit/Strom-Kennlinie und nicht der Bemessungsstrom der HH-Sicherung. Einem Transformator können auch mehrere HH- Sicherungen verschiedener Bemessungsströme zugeordnet werden.

Angelehnt an [33] wird nachfolgend eine HH-Sicherung für einen 20/0,4kV-Transformators beispielhaft ausgelegt. Für den Transformator wird angenommen:

- Bemessungsscheinleistung $S_{rT} = 1000 \text{ kVA}$
- Bemessungsspannungen $U_{rOS}/U_{rUS} = U_{rA}/U_{rB} = 20/0,4 \text{ kV}$
- Kurzschlussspannung $u_k = 6\%$
- Schaltgruppe Dyn5

In Anlehnung an VDE 0670-402 [34] ergibt sich der Bemessungsstrom der HH-Sicherung zu **$I_r = 63 \text{ A}$** .

Tabelle 2b – für Transformatoren mit einer rel. Kurzschlussspannung von 6 %

Bemessungsspannung		Transformator-Bemessungsleistung (bei 6 % rel. Kurzschlussspannung)							
		kVA							
		500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Transformator	Sicherung	Bemessungsstrom der Hochspannungs-Sicherungseinsätze							
kV	kV	A							
6	7,2	80 und 100	100 und 125	125 und 160	160 und 200	–	–	–	–
10	12	50 und 63	63 und 80	80 und 100	100 und 125	125 und 160	160 und 200	160 und 200	–
20	24	31,5	40 und 50	50 und 63	63	80	80 und 100	100 und 125	125 und 160
30	36	25	25 und 31,5	31,5 und 40	40 und 50	50 und 63	63	80	100

Abbildung 202: Auszug aus DIN VDE 0670-402 (Quelle: DIN VDE 0670-402)

Des Weiteren sind in DIN VDE 0670-402 [34] Zeit/Strom-Bereiche für die Bemessungsstromstärken abhängig vom jeweils durch die Sicherung fließenden Kurzschlussstrom definiert.

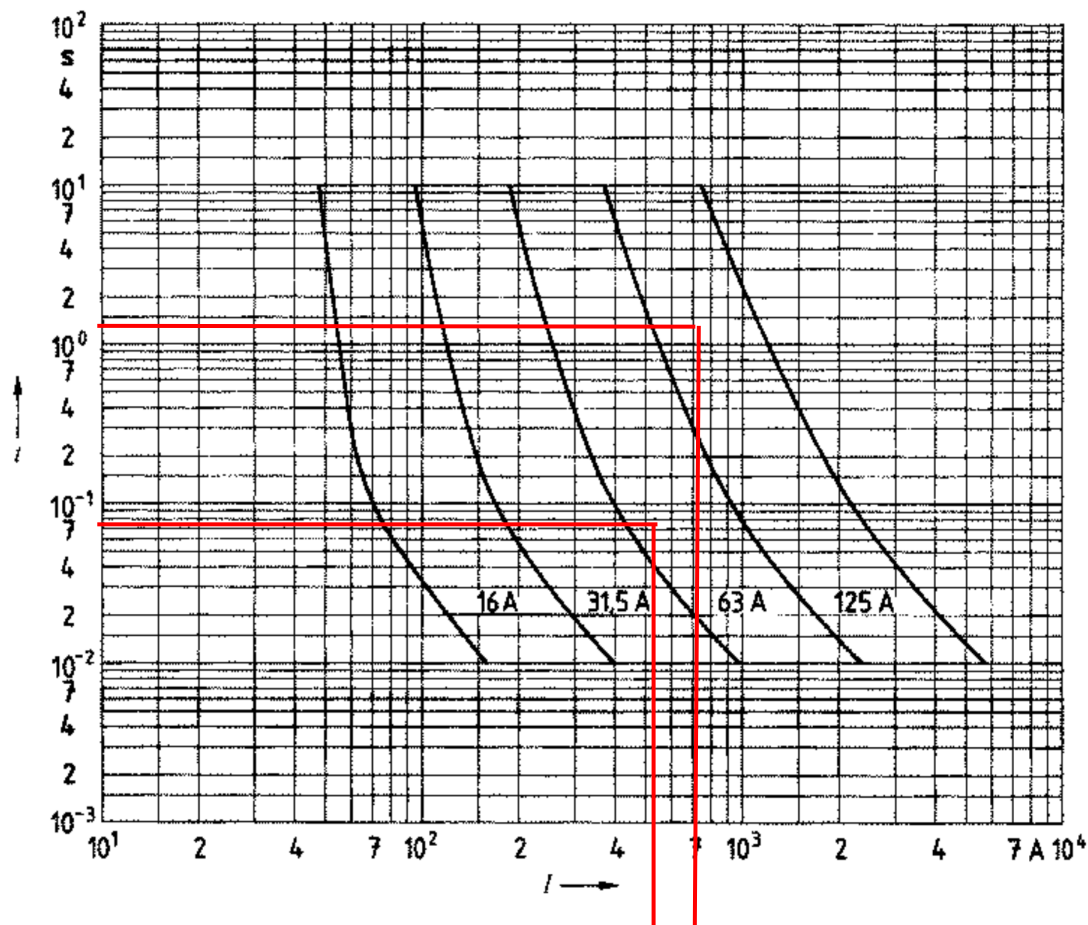


Abbildung 203: Zeit-/Strom-Bereiche nach DIN VDE 0670-402 (Quelle: DIN VDE 0670-402)

In der obigen Abbildung sind die beiden Grenzkennlinien der HH-Sicherung mit $I_r=63\text{A}$ dargestellt. Gemäß [33] sollte ein Niederspannungstransformator aufgrund seiner Konstruktion dem überspannungsseitigen Kurzschlussstrom für einen unterspannungsseitigen Klemmenkurzschluss, d.h. einem Kurzschluss zwischen den Klemmen des Transformators und dem Einbauort der darauffolgenden NH-Sicherung für 2s nach Kurzschlusseintritt standhalten [36]. Die HH-Sicherungen auf der Überspannungsseite müssen daher den überspannungsseitigen **Kurzschlussstrom** $I_{k,OS}$ für einen unterspannungsseitigen Klemmenkurzschluss mit einer maximalen Auslösezeit von 2s abschalten.

$$I_{k,OS} = \frac{U_{rTOS}}{Z_{kTOS}} = \frac{U_{rTOS}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{u_k \cdot \frac{U_{rTOS}^2}{S_{rT}}}$$

Ein möglicher Rush-Strom sollte nach [33] innerhalb der ersten 0,1 Sekunde nicht zu einer Auslösung der Sicherung führen. Die maximalen Amplitudenwerte von Rush-Ströme können für Niederspannungstransformatoren nach [33] mit dem 12- bis 16-fachen Nennstrom I_n angenommen werden. Es wird der 12-fache Nennstrom gewählt.

$$I_{rush} = 12 \cdot I_r = 12 \cdot \frac{S_{rT}}{\sqrt{3} \cdot U_{rTOS}}$$

Für den beispielhaft gewählte 20/0,4kV-Niederspannungstransformator ergeben sich folgende Werte.

$$I_{k,OS} = 455A$$

$$I_{rush} = 364A$$

Wie in der vorher dargestellten Abbildung ersichtlich, liegen beide Eckpunkte $\{I_{k,OS}, 2s\}$ und $\{I_{rush}, 0,1s\}$ etwa auf den Grenzkurven der HH-Sicherung mit $I_r=63A$. Da die tatsächliche Kennlinie der HH-Sicherung nach DIN VDE 0670-402 [34] zwischen den beiden Grenzkennlinien liegen muss, können die beiden Bedingungen

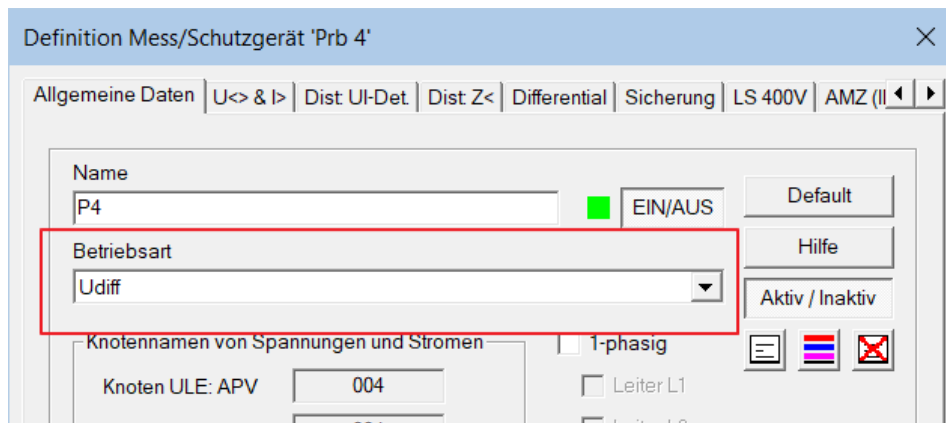
- kein Auslösen beim Einschaltstrom (Rush-Strom) innerhalb von 0,1s und
- Abschalten des Kurzschlussstroms innerhalb von 2s im Falle eines unterspannungsseitigen Klemmenkurzschlusses

für eine HH-Sicherung mit $I_r=63A$ als erfüllt betrachtet werden.

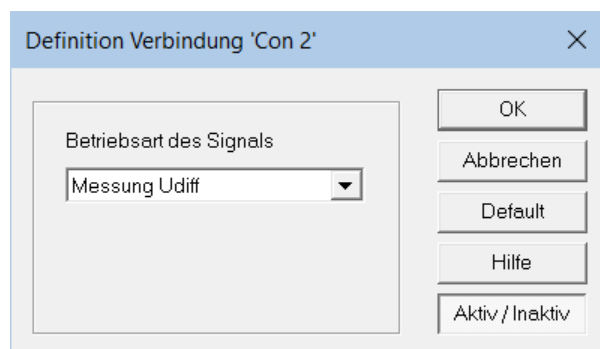
6.1.33 Udif: Messen einer Differenzspannung


Mit Hilfe des Netzwerkelementes [Verbindung](#) in der Betriebsart **3-phasige Messleitung** und einem [Mess/Schutzgerät](#) in der Betriebsart **Udif** ist es möglich, die Differenzspannung zwischen zwei **Mess/Schutzgeräten** zu messen.

1. Einfügen eines [Mess/Schutzgerätes](#) zur Messung der Differenzspannung, Auswahl der Betriebsart **Udif**



2. Einfügen von zwei [Mess/Schutzgeräten](#) an den Messorten oder Verwendung von zwei vorhandenen **Mess/Schutzgeräten**
3. Verbinden der [Mess/Schutzgeräte](#) an den Messorten mit Hilfe je einer **grünen Verbindung** mit dem **Mess/Schutzgerät** zur Messung der Differenzspannung
4. [Messleitungen](#)
Betriebsart **Messung Udif** wie nachfolgend gezeigt im Einstelldialog der beiden **Verbindungen** einstellen.



Um eine **grüne Messleitung** zu verwenden kann der Toolbar-Schalter  verwendet werden. Nach einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter können, wie vom Netzwerkelement [Leitung](#) bekannt, die Knoten der beiden [Mess/Schutzgeräte](#) an den Messorten mit einem „Rubber Band“ mit dem **Mess/Schutzgerät** zur Messung der Differenzspannung verbunden werden. Zur Kennzeichnung der Betriebsart werden die beiden [Messleitungen](#) **grün** gezeichnet. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispielnetz.

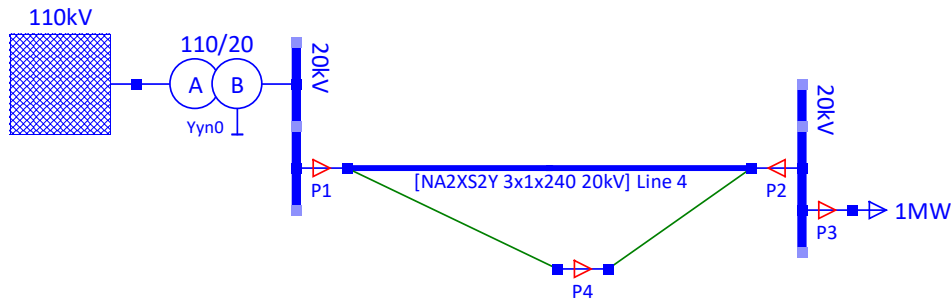




Abbildung 204: Messen einer Differenzspannung

⇒ Wird in dem Beispiel in der nachfolgenden Abbildung für das **Mess/Schutzgerät P4** eine andere Betriebsart als **Udiff** gewählt, so wirkt das **Mess/Schutzgerät** wie ein **elektrischer Kurzschluss**.

6.1.33.1 Udiff: Dynamische Netzberechnung

Wird mit dem Toolbar-Button  oder dem Menüpunkt **ATP-Datei schreiben und ATP ausführen** im Hauptmenü **ATP** [Bd. 1] oder **Strg + R** eine **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3] gestartet, so werden die berechneten Zeitsignale in einer **Diagrammdatei** gespeichert. Die **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) [Bd. 3] kann mit dem Toolbar-Button  oder mit dem Menüpunkt **Diagramm öffnen** im Hauptmenü **Diagramme** [Bd. 1] geöffnet werden. Wie nachfolgend dargestellt sind in dem Beispielnetz die Signale **(ABC)D004** zur Darstellung der Differenzspannungen auszuwählen.

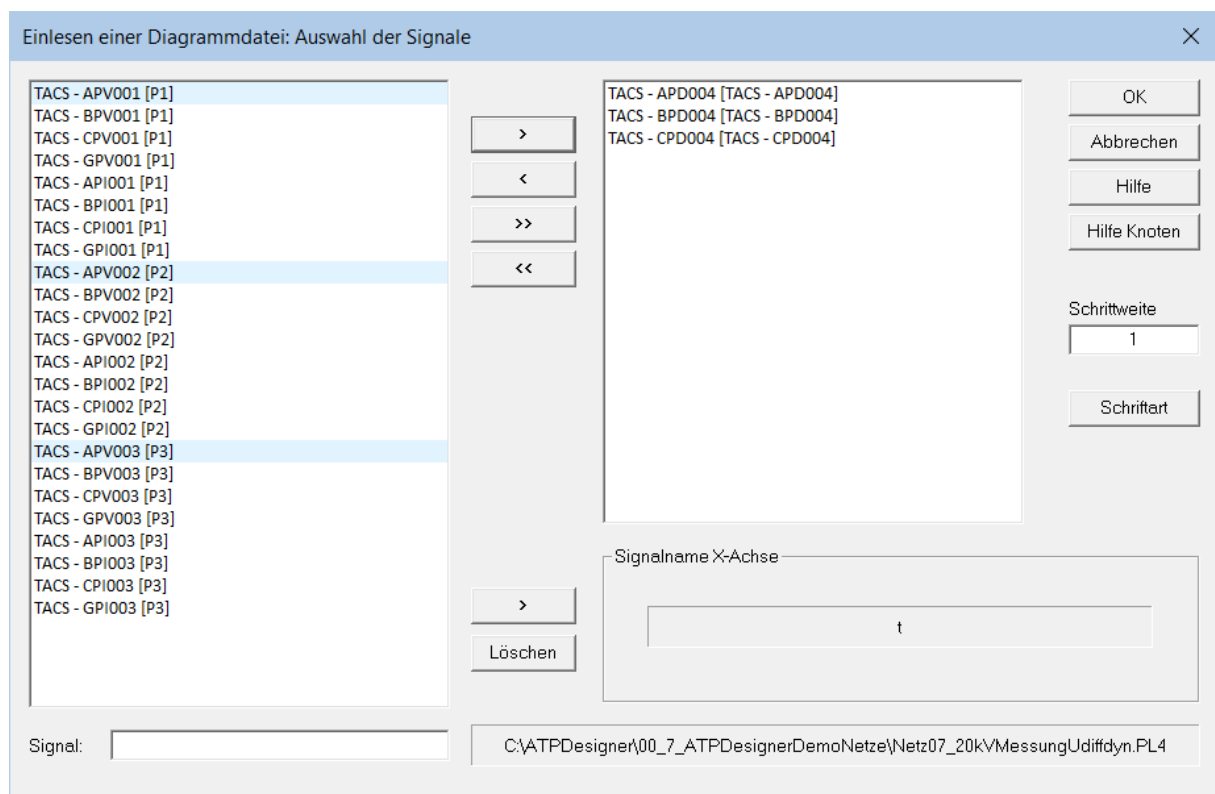



Abbildung 205: Auswahl der Signale zur Darstellung der Differenzspannung

6.1.33.2 Udiff: Stationäre Netzberechnung

Die Differenzspannung kann auch durch die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** [Bd. 3] werden. Mit dem Toolbar-Button  oder dem Menüpunkt **Netzberechnung starten** im Hauptmenü **ATP** [Bd. 1] oder **Strg + E** wird die Berechnung ausgeführt. Wird der Mauscursor „über“ dem **Mess/Schutzgerät P4** positioniert, so wird die Differenzspannung in einem Tooltip angezeigt.

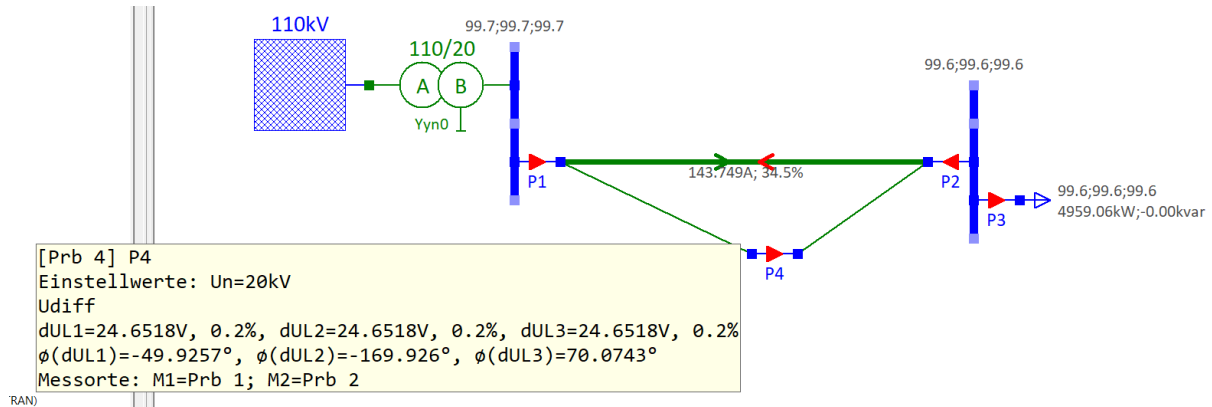


Abbildung 206: Berechnung der Differenzspannung Udiff

6.1.34 DIFF: Differentialschutz

ATPDesigner ermöglicht es, einen Differentialschutz mit zwei Strommessorten (**2-Bein-Differentialschutz**) und mit drei Strommessorten (**3-Bein-Differentialschutz**) für Leitungen und Transformatoren zu verwenden. Der Differentialschutz wird leiterselektiv ausgeführt. Die leiterselektiven AUS-Kommandos werden zum General-AUS-Kommando des Differentialschutzes verodert und an die zugeordneten Schalter weitergeleitet.

Die Weiterleitung der AUS-Kommandos erfolgt nicht direkt von dem **Mess/Schutzgerät Differentialschutz** sondern indirekt über die dem Differentialschutz zugeordneten Messorte, die ebenfalls durch das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** realisiert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispielnetz. Zum besseren Verständnis sind die Bezeichner der **Schalter** aktiviert.

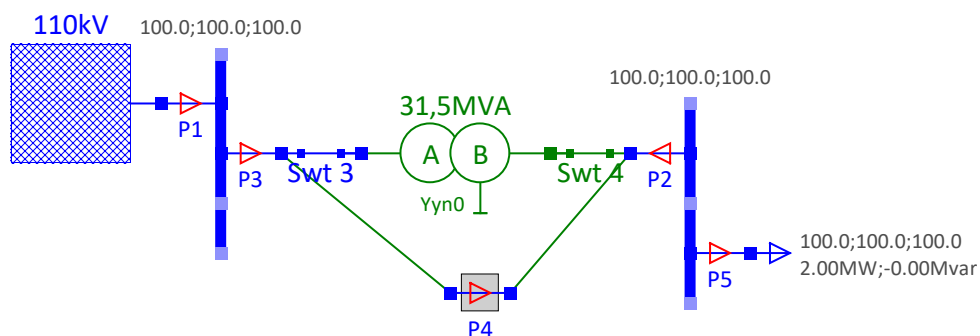
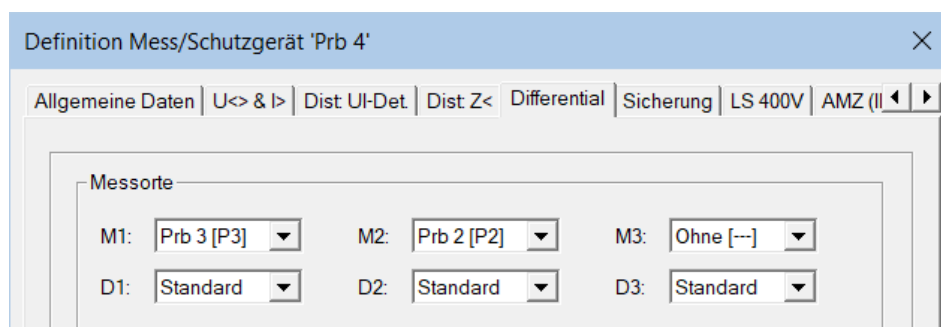


Abbildung 207: Differentialschutz für einen 2-Wicklungs-Transformator

Die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** werden wie folgt verwendet.

Mess/Schutzgerät	Bedeutung
P4	Differentialschutz
P3	Messort M1 des Differentialschutzes
P2	Messort M2 des Differentialschutzes

In der nachfolgenden Abbildung sind die Einstellungen in der Registerkarte **Differential** zu erkennen.



Die **Schalter** Swt 3 und Swt 4 sind nicht dem Differentialschutz **Mess/Schutzgerät** zugeordnet, sondern den Messorten **P3 – Swt 3** und **P2 – Swt 4**. Die Zuordnung der Schalter zu einem Mess/Schutzgerät erfolgt z.B. in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs eines **Mess/Schutzgerätes** mit dem Einstellwert **Schalter**.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Schutzreaktion des Transformator-differential-schutzes bei einem in der Schutzzone liegenden Kurzschluss, auch als innenliegender Kurzschluss bezeichnet. Das AUS-Kommando wird vom Differentialschutz über die **grünen** Messleitungen zu den Messorten **P3** und **P2** geleitet, die wiederum die ihnen zugeordneten Schalter öffnen. Durch dieses Konzept ist es möglich, den beiden **Mess-/Schutzgeräten P3** und **P2** wie nachfolgend dargestellt eigene Schutzfunktionen zuzuordnen, die ebenfalls die zugeordneten Schalter im Falle eines AUS-Kommandos öffnen.

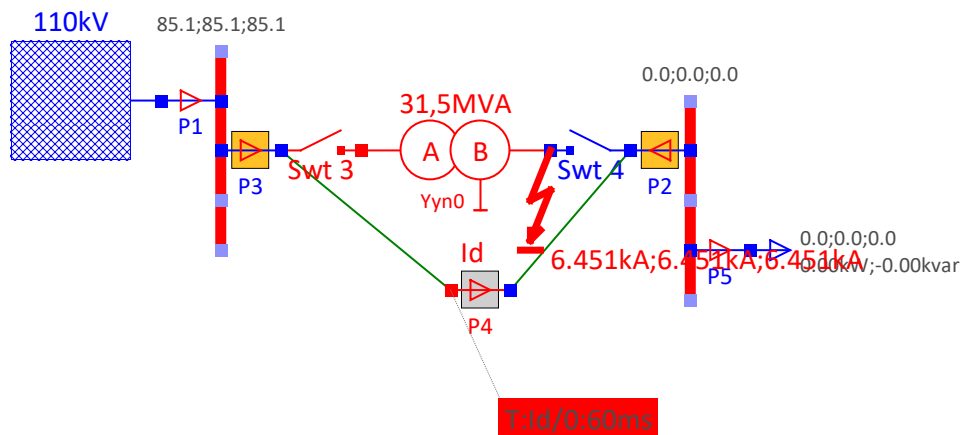


Abbildung 208: Transformator-differentialschutz – AUS-Kommando beim 3-poligen Kurzschluss

Differentialschutzeinrichtungen werden in Schutzkonzepten auf zwei Arten verwendet:

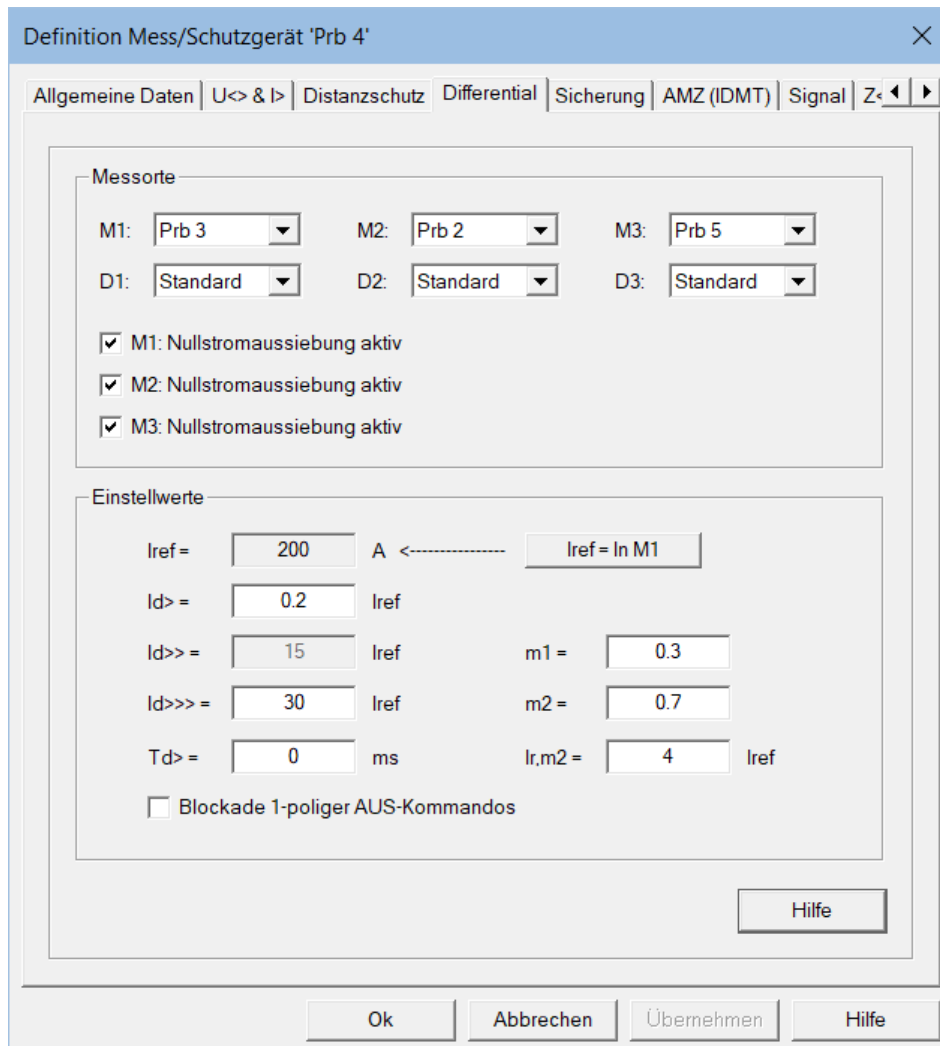
- den Differentialschutz für Transformatoren
 - den Differentialschutz für Leitungen
- ⇒ Um die korrekte Arbeitsweise des **Differentialschutzes** zu ermöglichen, muss das zu schützende Betriebsmittel, d.h. der Transformator oder die Leitung im Einstell-dialog des Schutzgerätes in der Registerkarte **Allgemeine Daten** mit dem Einstellwert **Betriebsmittel** oder mit Hilfe des Buttons **Betriebsmittel** in der Tabelle **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** zugeordnet werden.

Eine umfangreiche und sehr gut verständliche Erläuterung der Grundlagen des Differentialschutzes ist in [7] zu finden.

6.1.34.1 Registerkarte *Differential* – Einstellwerte des Differentialschutzes

Die Einstellwerte des Differentialschutzes sind in der Registerkarte **Differential** enthalten.

Einstellwert	Bedeutung
Iref	Bezugsstrom (Referenzstrom) für die Kennlinie des Differentialschutzes
Td>	Staffelzeit des Differentialschutzes
M1: Nullstromaussiebung aktiv	Nullstromaussiebung für Messgerät M1 aktivieren
M2: Nullstromaussiebung aktiv	Nullstromaussiebung für Messgerät M2 aktivieren
M3: Nullstromaussiebung aktiv	Nullstromaussiebung für Messgerät M3 aktivieren
Blockade 1-poliger AUS-Kommandos	Blockade des General-AUS-Kommandos des Differentialschutzes wenn intern nur ein 1-poliges AUS-Kommando erkannt wurde



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 4'

Allgemeine Daten | U<> & I> | Distanzschutz | **Differential** | Sicherung | AMZ (IDMT) | Signal | Z< < > >

Messorte

M1: Prb 3 M2: Prb 2 M3: Prb 5

D1: Standard D2: Standard D3: Standard

☒ M1: Nullstromaussiebung aktiv

☒ M2: Nullstromaussiebung aktiv

☒ M3: Nullstromaussiebung aktiv

Einstellwerte

Iref = 200 A Iref = In M1

Id> = 0.2 Iref

Id>> = 15 Iref m1 = 0.3

Id>>> = 30 Iref m2 = 0.7

Td> = 0 ms Ir,m2 = 4 Iref

☐ Blockade 1-poliger AUS-Kommandos

Hilfe

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 209: Differentialschutz – Einstellwerte der Registerkarte *Differential*

In der nachfolgenden Abbildung sind zwei einfache Beispiele für den 2-Bein- und den 3-Bein-Differentialschutz an Transformatoren dargestellt.

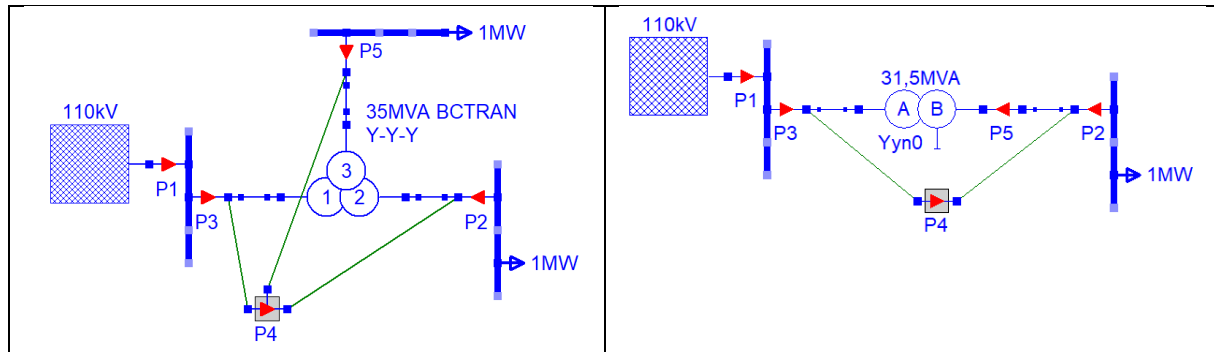


Abbildung 210: Beispiele für 2-Bein- und 3-Bein-Differentialschutz

6.1.34.2 Messorte M1, M2 und M3 – Messorte für die Leiterströme

Die Einstellwerte geben den Referenznamen der **Messgeräte** an, mit deren Hilfe die Leiterströme an den Wicklungen des Transformators bzw. den Leitungsenden einer Leitung gemessen werden. Als **Messgerät** wird das Netzwerkelement [Mess/Schutzgerät](#) verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
M1, M2, M3	Referenzname des Messgerätes zur Messung der Leiterströme I_{L123} <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ohne = Messort wird nicht verwendet
D1, D2, D3	Messrichtung des Messgerätes zur Messung der Leiterströme I_{L123} <ul style="list-style-type: none"> ▪ Standard : Messrichtung in Richtung des roten Pfeils ▪ Invers : Messrichtung entgegengesetzt der Richtung des roten Pfeils

6.1.34.3 Messgeräte zur Messung der Leiterströme an den Messorten

Es können zwei oder drei [Mess/Schutzgerät](#) als Messorte **M1**, **M2** und **M3** für die Messung der Leiterströme I_{L123} an den Wicklungen des Transformators oder den Leitungsenden verwendet werden.

- 2-Bein-Differentialschutz = 2 Messgeräte
- 3-Bein-Differentialschutz = 3 Messgeräte

Als Messorte **M1**, **M2** und **M3** können beliebige [Mess/Schutzgeräte](#) verwendet werden, auch wenn diese andere mess- oder schutztechnische Funktionen ausführen. Die Nennströme I_n der [Mess/Schutzgeräte](#) **M1**, **M2** und **M3** sollten in deren Einstelldialog in der Registerkarte **Allgemeine Daten** so eingestellt werden wie die primären Nennströme I_{nprim} der im Netz eingesetzten Stromwandler.

Der Nennstrom I_n des [Mess/Schutzgerätes](#) **M1** wird in der Registerkarte **Differential** mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Iref = In M1** als Referenzstrom I_{ref} der Auslösekennlinie des Differentialschutzes eingestellt.

Für jedes einzelne Messgerät kann die **Messrichtung der Leiterströme** **D1**, **D2** und **D3** als **Standard** oder **Invers** gewählt werden. Damit ist es möglich, z.B. die Messfunktion eines anderen Schutzgerätes, dessen Messrichtung nicht zum Differentialschutz passend ist, zu verwenden.

6.1.34.3.1 Differentialschutz für 2-Bein-Transformatoren

Es wird empfohlen, das Messgerät **M2** als US-seitiger Messort, das Messgerät **M1** als OS-seitiger Messort am 2-Wicklungs-Transformator zu verwenden. Die Nennspannungen der Messgeräte müssen zu $U_n M1 = U_{rA}$ und $U_n M2 = U_{rB}$ eingestellt werden, damit der Differentialschutz das Übersetzungsverhältnis des Transformators korrekt berücksichtigen kann.

6.1.34.3.2 Differentialschutz für Transformatoren: Einstellung U_n

Die Nennspannungen U_n der **Messgeräte** müssen gleich den Bemessungsspannungen der zugehörigen Wicklungen des zu schützenden Transformators eingestellt werden, da sonst die Berechnung der Differential- und Halteströme fehlerhaft ist. Mit Hilfe der so eingestellten Nennspannungen werden die durch die Messgeräte **M1**, **M2** und **M3** gemessenen Leiterströme auf einen gemeinsamen Bezugswert umgerechnet, bevor Differenz- und Halteströme berechnet werden.

6.1.34.3.3 Differentialschutz für Leitungen

Die Nennspannungen U_n der Messgeräte müssen identisch mit der Nennspannung der zu schützenden Leitung eingestellt werden.

6.1.34.4 Externe oder interne Schalter für den Differentialschutz

Es muss unbedingt beachtet werden, dass die Messgeräte **M1**, **M2** und **M3** mit einem externen Schalter verbunden werden (Verbinden der Messgeräte M1, M2 und M3 mit einem Schalter). Alternativ kann der interne Schalter der Mess/Schutzgeräte **M1**, **M2** und **M3** verwendet werden. Ohne diese Verbindung kann der Differentialschutz kein AUS-Kommando an die Schalter ausgeben. Die Ausgabe eines AUS-Kommandos erfolgt ausgehend von dem Mess/Schutzgerät des Differentialschutzes über die **grünen Messleitungen** zu den Messgeräten **M1**, **M2**, **M3** und von dort zu den verbundenen Schaltern oder den internen Schaltern der Mess/Schutzgeräte **M1**, **M2** und **M3**.

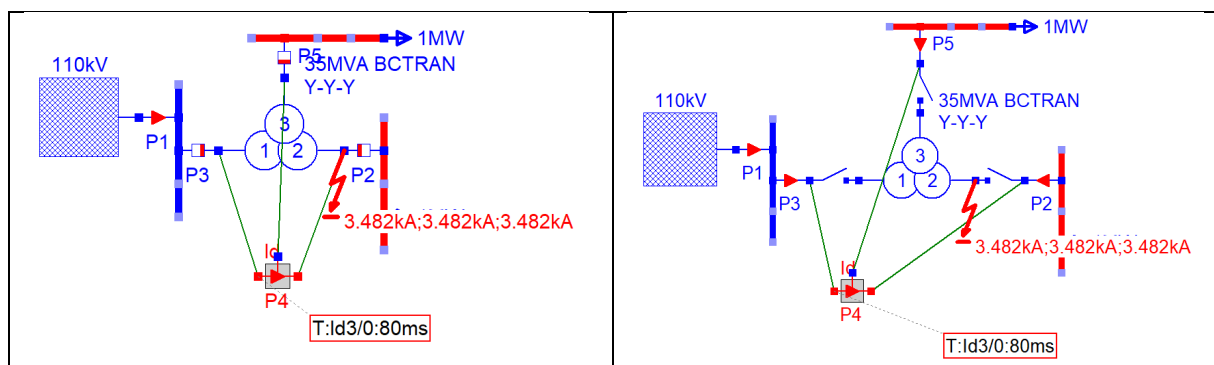


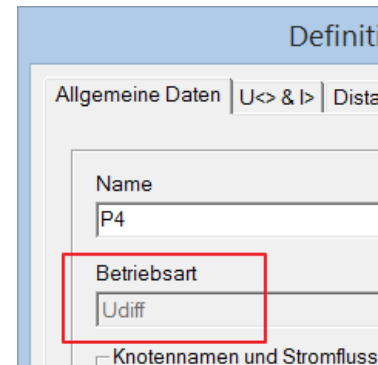
Abbildung 211: Externe oder interne Schalter für den Differentialschutz

6.1.34.5 Mess/Schutzgerät für den Differentialschutz

Es wird zusätzlich zu den Messorten ein eigenes **Mess/Schutzgerät** zur Ausführung des Differentialschutzes selbst benötigt. Die schutztechnische Betriebsart **Netzschutz** muss wie folgt eingestellt werden:

- **Differentialschutz**
- **Differentialschutz (3W)**

Dieses **Mess/Schutzgerät** kann nur für die Ausführung des Differentialschutzes verwendet werden. Wird die Schutzfunktion **Differentialschutz (3W)** oder **Differentialschutz** gewählt, so wird automatisch die Messfunktion **Udiff** im Einstelldialog eingestellt. Bei der **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** wird auch die Differenzspannung berechnet und in der **Diagrammdatei** gespeichert.



⇒ Für dieses **Schutzgerät** muss in der Registerkarte **Allgemeine Daten** unter dem Einstellwert **Betriebsmittel** der zu schützende Transformator oder die zu schützende Leitung eingestellt werden. Die Einstellwerte des Differentialschutzes außerhalb der Registerkarte **Differential** wie z.B. Nennspannung U_n oder Nennstrom I_n werden nicht verwendet.

Es wird empfohlen, die Messgeräte durch **grüne Messleitungen** mit dem **Mess/Schutzgerät** des Differentialschutzes zu verbinden. Die durch **Messleitungen** verbundenen Messgeräte werden automatisch identifiziert und im Einstelldialog des Differentialschutzes in der Registerkarte **Differential** als **Messorte M1, M2, M3** (Abbildung 209) eingetragen.

6.1.34.6 Blockade 1-poliger AUS-Kommandos

Mit dem Einstellwert **Blockade 1-poliger AUS-Kommandos** kann das General-AUS-Kommando des Differentialschutzes blockiert werden, wenn intern d.h. leiterselektiv nur ein 1-poliger AUS-Kommando erkannt wurde.

6.1.34.7 Nullstromaussiebung (Nullstromeleimination)

Ist der überspannungs- oder unterspannungsseitige Sternpunkt des zu schützenden Transformators starr (wirksam) oder über eine strombegrenzende Impedanz geerdet, so muss an der jeweiligen geerdeten Wicklung der Nullstrom I_0 aus den Leiterströmen I_{L123} eliminiert (ausgesiebt) werden, um Fehlauslösungen zu vermeiden.

Die Nullstromaussiebung sollte für alle Wicklungen aktiviert werden, deren Sternpunkt geerdet ist. Ist die Nullstromaussiebung abgeschaltet, so kommt es bei einem außerhalb der Schutzzone liegenden 1-poligen Erdkurzschluss im Falle eines starr geerdeten Sternpunktes zu einer Fehlauslösung, d.h. zu einer Überfunktion. Im Falle der aktiven Nullstromaussiebung wird der Nullstrom von den Leiterströmen I_{L123} subtrahiert.

$$\underline{I}_0 = \frac{\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}}{3}$$

$$\underline{I}'_{L1} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_0$$

$$\underline{I}'_{L2} = \underline{I}_{L2} - \underline{I}_0$$

$$\underline{I}'_{L3} = \underline{I}_{L3} - \underline{I}_0$$

Die Berechnung des Differentialstroms und des Haltestroms erfolgt dann mit den Nullstrom ausgesiebten Leiterströmen. Mit der Nullstromaussiebung reduziert sich die Empfindlichkeit gegenüber mehrpoligen 3p/2p-Kurzschlüssen auf 2/3.

6.1.34.8 Berechnung des Haltestroms I_{rest} und des Differenzstroms I_{diff}

Wesentliche Voraussetzung der Berechnung des Halte- und Differentialstroms ist es, dass in das Schutzobjekt (Transformator oder Leitung) hineinfließende Ströme positiv gezählt werden. Die Messorientierung der beiden als Messorte verwendeten **Mess/-Schutzgeräte** müssen identisch und in das zu schützende Netzobjekt hinein orientiert sein. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel.

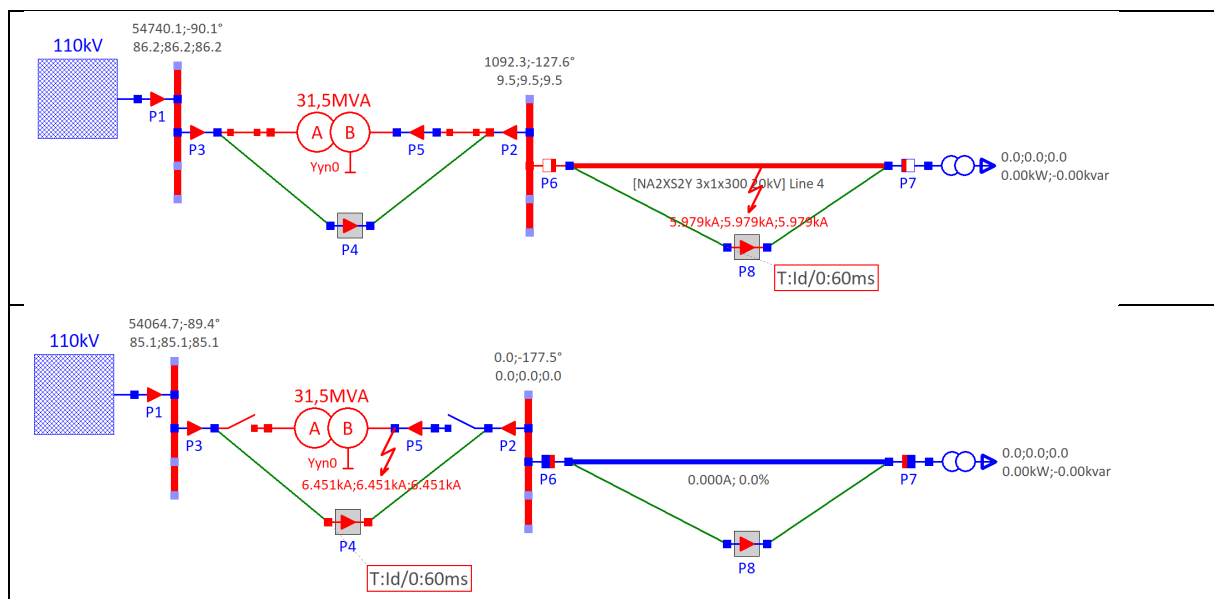


Abbildung 212: Differentialschutz für Leitung und Transformator

- Für den Differentialschutz mit zwei Messorten **Differentialschutz**

$$I_{diff} = |\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2}|$$

$$I_{rest} = 0,5 \cdot |\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}|$$

- Für den Differentialschutz mit drei Messorten **Differentialschutz (3W)**

$$I_{diff} = |\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}|$$

$$I_{rest} = 0,5 \cdot (|\underline{I}_{L1}| + |\underline{I}_{L2}| + |\underline{I}_{L3}|)$$

Der Differentialschutz für den Transformator wird mit externen [Schaltern](#) realisiert. Für diese Konfiguration ist es zwingend erforderlich, dass der [Schalter](#) direkt mit dem als Messgerät verwendeten [Mess/Schutzgerät](#) in Messrichtung (Richtung des **roten Pfeils**) verbunden ist. ATPDesigner ermittelt durch diese Konfiguration automatisch den zugehörigen Schalter des Differentialschutzes an der überspannungs- und unterspannungsseitigen Wicklung.

Eine einfachere Konfiguration kann durch die Verwendung des internen Schalters der als Messgerät verwendeten [Mess/Schutzgeräte](#) erreicht werden. In dem vorangehenden Beispiel sind die internen Schalter auf Grund des AUS-Kommandos des Differentialschutzes geöffnet.

6.1.34.8.1 Schutz eines Transformators

Die Berechnung der Differential- und Halteströme muss im Falle des Transformatorschutzes dessen Bemessungs-Übersetzungsverhältnis berücksichtigen. Es ist daher unbedingt erforderlich, die **Nennspannungen U_n** der Messgeräte (in Abbildung 321 die beiden Messgeräte **P1** und **P3** bzw. **P6** und **P2**) auf die Bemessungsspannungen der Wicklungen des Transformators einzustellen.

6.1.34.8.2 Schutz einer Leitung

Wird eine Leitung geschützt, so müssen die Nennspannungen U_n der Messgeräte gleich eingestellt werden, am sinnvollsten auf die Nennspannung des betrachteten Netzes. Die Zuordnung der Messgeräte M1 und M2 kann nach Ausführung einer stationären Netzberechnung aus den Meldungen des Differentialschutzes im Fenster für [Netzschutzmeldungen](#) identifiziert werden.

Mit Hilfe der Nennspannungen U_n der Messgeräte werden die gemessenen Primärströme auf die Nennspannung des Messgerätes **M1** bezogen umgerechnet.

$$\ddot{u}_{M2toM1} = \frac{U_{nM2}}{U_{nM1}}$$

Im Falle eines Leitungsdifferentialschutzes ist bei korrekter Einstellung der Nennspannungen U_n des Messgerätes das Übersetzungsverhältnis $\ddot{u}_{M2toM1} = 1$. Für Transformatoren muss zusätzlich die Schaltgruppe, d.h. die Phasendrehung des Transformators, die durch die Kennziffer k beschrieben wird, kompensiert werden. Daraus ergeben sich die normierten Leiterströme für beide Wicklungen, aus denen leiterselektiv ein Differentialstrom \underline{I}_{diff} und ein Haltestrom \underline{I}_{rest} berechnet wird.

$$\underline{I}_{diff} = \underline{I}_d = \underline{I}_{M1} + \underline{I}_{M2} \cdot \ddot{u}_{M2toM1}$$

$$\underline{I}_{rest} = \underline{I}_H = 0,5 \cdot (\underline{I}_{M1} - \underline{I}_{M2} \cdot \ddot{u}_{M2toM1})$$

Im fehlerfreien Normalbetrieb ist der Differenzstrom $I_{\text{diff}} \approx 0\text{A}$ und der Haltestrom I_{rest} entspricht dem durch das Schutzobjekt fließenden Laststrom. Die berechneten leiterselektiven Differenz- und Halteströme können aus den Meldungen des Differentialschutzes im Fenster für **Netzschutzmeldungen** ermittelt werden.

6.1.34.9 DIFF: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im **Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden.

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „... AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

Differentialschutz

```
PROT> P4 [Prb 4] Differentialschutz M1=[Prb 3-Swt 3], M2=[Prb 2-Swt 4]
PROT> P4 [Prb 4] Differentialschutz GEN=1 AUS=1, Td>=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms, IdL123=1172.89A, 1172.89A, 1172.89A,
Irl123=586.446A, 586.446A, 586.446A
```

Differentialschutz

```
PROT> P8 [Prb 8] Differentialschutz M1=[Prb 6-SwtIntern], M2=[Prb 7-SwtIntern]
PROT> P8 [Prb 8] Differentialschutz GEN=0 AUS=0, Td>=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms, IdL123=1.32918e-11A, 1.32918e-11A,
1.32918e-11A, Irl123=1.27873e-10A, 1.27873e-10A, 1.27873e-10A
```

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal

```
PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P4 [Prb 4] GEN=1 AUS=1 >>> T:Id/0:60ms
```

Kleinste erkannte Kommandozeit

```
PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:0ms
```

6.1.34.10 Berechnung der Auslösekennlinie in der I_{diff} - I_{rest} -Ebene

Im Folgenden wird erläutert, wie die Kennlinienabschnitte mit Hilfe der Einstellwerte beschrieben werden können. Die Kennlinienabschnitte werden durch entsprechende Halte- und Differentialströme in der Registerkarte **Differential** definiert. ATPDesigner berechnet den aktuellen Haltestrom I_{rest} und prüft, in welchem Kennlinienabschnitt der Haltestrom liegt.

Im zweiten Schritt wird der zu dem aktuellen Haltestrom gehörende Kennlinienwert des Differentialstromes I_{diff} berechnet. Ist der Differentialstrom größer als der Kennlinienwert des Differentialstromes, so wird ein AUS-Kommando (**TRIP**) erteilt. Die Prüfung erfolgt leiterselektiv. Die internen leiterselektiven AUS-Kommandos werden zum General-AUS-Kommando verodert. Durch eine entsprechende Einstellung kann das General-AUS-Kommando bei Vorliegen eines 1-poligen internen AUS-Kommandos blockiert werden.

Die Auslösekennlinie kann wie in Abbildung 213 dargestellt zusammen mit dem berechneten Datenpaar (I_r , I_{diff}) in einem p.u.-Diagramm dargestellt werden. Die Einstellwerte der Auslösekennlinie sind als p.u.-Werte im Einstelldialog in der Registerkarte **Differential** auf den Referenzstrom I_{ref} bezogen definiert. Da die Berechnung des Differential- und Haltestromes auf den Nennstrom I_n des Messgerätes **M1** bezogen erfolgt, muss

der Referenzstrom I_{ref} ebenfalls gleich dem Nennstrom I_n des Messgerätes **M1** eingestellt werden.

$$I_{ref} = I_n(\text{Messgerät M1})$$

Diese Einstellung wird von ATPDesigner automatisch ausgeführt, wenn Messgerät **M1** definiert, d.h. mit einem Referenznamen eines [Mess/Schutzgerätes](#) verbunden ist:

- Beim Öffnen der Registerkarte **Differential**
- Vor dem Start der **Berechnung eines stationären Netzzustandes**
- Vor dem Start der **Berechnung dynamischer Netzzvorgänge**

6.1.34.10.1 Kennlinienabschnitt 1: $I_{d>}/2 > I_{rest}$

Der erste Kennlinienabschnitt geht vom Ursprung bis zum **Haltestrom $I_{rest}(I_{diff>})$** , der den Schnittpunkt des ersten horizontalen Kennlinienabschnitts mit der Fehlerstromkennlinie bei einseitiger Einspeisung definiert. Der Kennlinienabschnitt dient dazu, konstant in das zu schützende Netzwerkelement hineinfließende Ströme zur berücksichtigen.

- beim Transformator: Magnetisierungsstrom und Leerlaufverlustleistung
- bei Leitungen: kapazitive Ladeströme und Leitungsverluste durch Ableitwiderstände

$$I_{diff} = 2 \cdot I_{rest}$$

$$I_{d>} = I_{diff>} \cdot I_{ref}$$

$$I_{rest}(I_{diff>}) = \frac{I_{d>}}{2} = \frac{I_{diff>} \cdot I_{ref}}{2}$$

$$\Rightarrow \text{AUS-Kommando, wenn } I_{diff \text{ berechnet}} > I_{d>} = I_{diff>} \cdot I_{ref}$$

6.1.34.10.2 Kennlinienabschnitt 2: $I_{H,m2} > I_{rest} \geq I_{d>}/2$

Die Kennlinie im zweiten Kennlinienabschnitt kann durch Gleichung beschrieben werden. Der Kennlinienabschnitt dient dazu, Übertragungsfehler der Spannungs- und Stromwandler sowie die Auswirkungen von Stufenschaltern mit Spannungsreglern und Stufenstellern zu berücksichtigen.

$$I_{H,m2} = I_{r,m2} \cdot I_{ref}$$

$$I_{diff}(I_{rest}) = I_{d>} + m_1 \cdot \left(I_{rest} - \frac{I_{d>}}{2} \right) \text{ für } I_{H,m2} > I_{rest} \geq \frac{I_{d>}}{2}$$

$$I_{diff}(I_{rest}) = I_{diff>} \cdot I_{ref} + m_1 \cdot \left(I_{rest} - \frac{I_{diff>} \cdot I_{ref}}{2} \right)$$

⇒ **AUS-Kommando**, wenn $I_{diff\ berechnet} > I_{diff}(I_{rest})$

6.1.34.10.3 Kennlinienabschnitt 3: $I_{rest} \geq I_{r,m2}$

Die Kennlinie im dritten Kennlinienabschnitt kann durch Gleichung beschrieben werden. Der Kennlinienabschnitt dient dazu, das Sättigungsverhalten der Stromwandler zu berücksichtigen.

$$I_{diff}(I_{H,m2}) = I_{d>} + m_1 \cdot \left(I_{H,m2} - \frac{I_{d>}}{2} \right)$$

$$I_{diff}(I_{rest}) = I_{diff}(I_{H,m2}) + m_2 \cdot (I_{rest} - I_{H,m2}) \text{ für } I_{rest} \geq I_{H,m2}$$

⇒ **AUS-Kommando**, wenn $I_{diff\ berechnet} > I_{diff}(I_{rest})$

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Auslösekennlinie des Differentialschutzes. Es sei hier nochmals darauf hingewiesen, dass die Auslösekennlinie leiterselektiv ausgewertet wird und die leiterselektiven AUS-Kommandos zum General-AUS-Kommando verordnet werden. Insofern genügt es, wenn in einem Leiter ein AUS-Kommando durch den Differentialschutz erkannt wird, um alle zugeordneten Schalter zu öffnen.

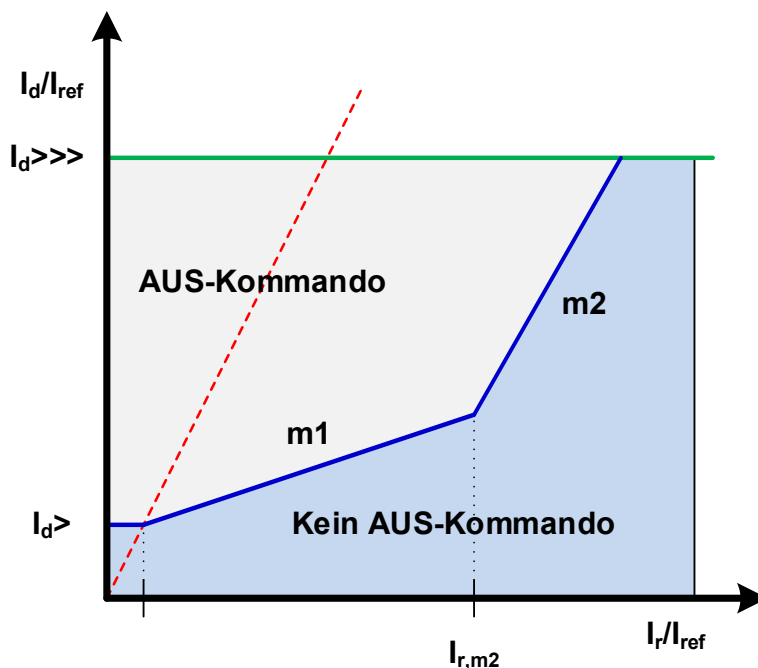


Abbildung 213: Auslösekennlinie des Differentialschutzes

6.1.34.10.4 Überprüfung der Konfiguration

ATPDesigner überprüft die Konfiguration des Differentialschutzes bei jeder Netzänderung. Im Falle einer fehlerhaften Konfiguration des Differentialschutzes wird eine Meldung im **Meldungsfenster** oder Fenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

```
PROT> P4 [Prb 4] Differentialschutz M1=[Prb 3-Swt 3], M2=[Prb 2-None]
```

Abbildung 214: Ausgabe einer fehlerhaften Konfiguration im Fenster für Netzschutzmeldungen

PROT> P4 [Prb 4] Differentialschutz M1=[Prb 3-Swt 3], M2=[**Prb 2-Swt 4**]

Abbildung 215: Ausgabe einer korrekten Konfiguration im Fenster für Netzschutzmeldungen

6.1.34.11 Messrichtung D1, D2 und D3 der Messgeräte M1, M2 und M3

Mit Hilfe der drei Messrichtungen **D1**, **D2** und **D3** kann der Differentialschutz die Messfunktion anderer Mess/Schutzgeräte, die z.B. als Überstromzeitschutz verwendet werden, nutzen. Ein Beispiel ist nachfolgend abgebildet. Die Messrichtung **D2** ist für das Messgerät **M2** (= Schutzgerät **P1**) auf **Invers** eingestellt.

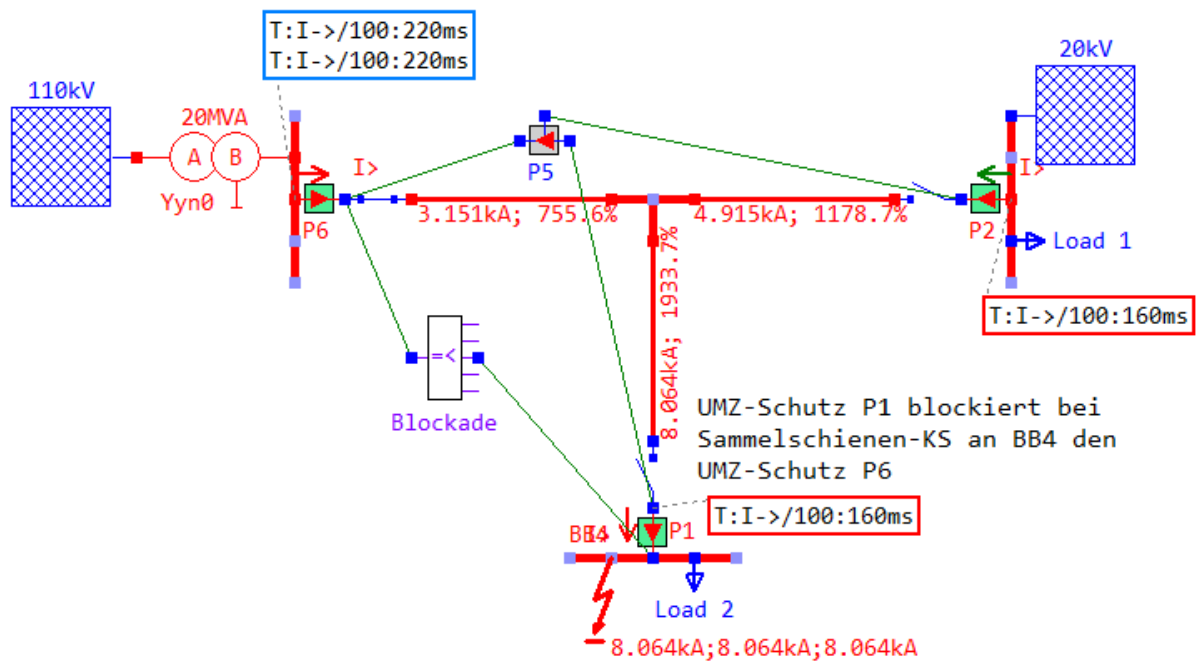


Abbildung 216: 3-Bein-Leitungsdifferentialschutz mit Messrichtung Invers für Schutzgerät P1

In dem obigen Beispiel blockiert der Überstromzeitschutz **P1** bei einem Sammelschienenkurzschluss an Sammelschiene **Bb4** das AUS-Kommando des Überstromzeitschutzes **P6** mit Hilfe der Schutzlogik.

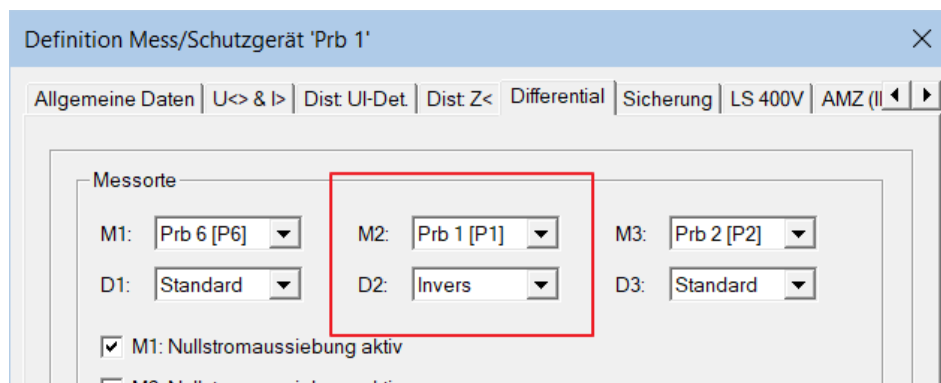
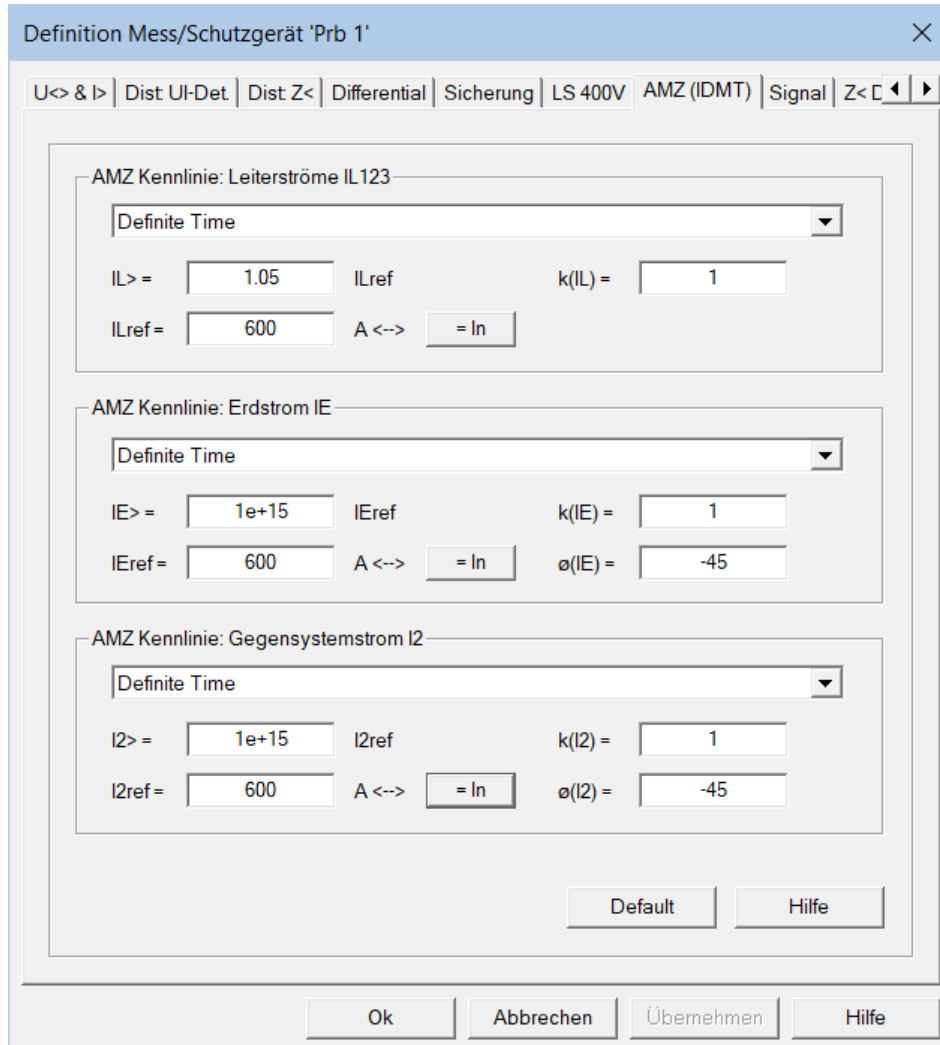


Abbildung 217: Messrichtung Invers für Messgerät P1

6.1.35 AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

Ist der [Überstromzeitschutz](#) oder der [Distanzschutz](#) als Hauptschutzfunktion eingestellt, so kann zusätzlich im Sinne einer parallel arbeitenden Schutzfunktion der [AMZ-Schutz](#) (Inverse-Time Überstromzeitschutz oder IDMT-Schutz) in der Registerkarte [U<> & I>](#) oder [Dist: UI-Det.](#) aktiviert werden.



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 1'

U<> & I> | Dist UI-Det | Dist Z< | Differential | Sicherung | LS 400V | **AMZ (IDMT)** | Signal | Z< C | ▶▶

AMZ Kennlinie: Leiterströme IL123

Definite Time

IL> = 1.05 ILref k(IL) = 1

ILref = 600 A <-> = ln

AMZ Kennlinie: Erdstrom IE

Definite Time

IE> = 1e+15 IEref k(IE) = 1

IEref = 600 A <-> = ln ø(IE) = -45

AMZ Kennlinie: Gegensystemstrom I2

Definite Time

I2> = 1e+15 I2ref k(I2) = 1

I2ref = 600 A <-> = ln ø(I2) = -45

Default Hilfe

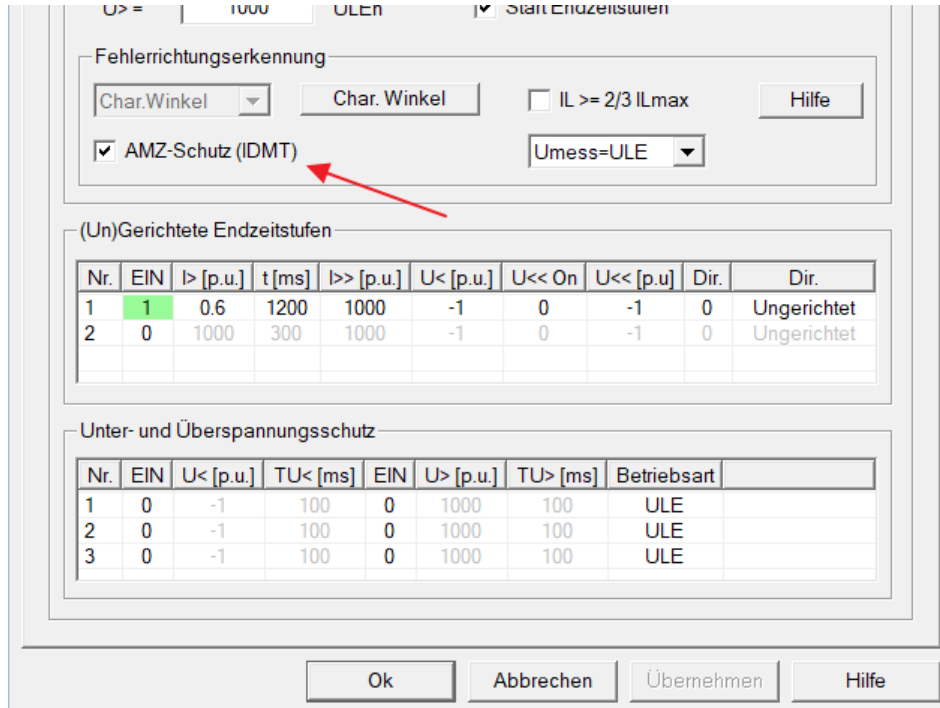
Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 218: Einstelldialog AMZ-Schutz in der Registerkarte AMZ (IDMT)

Der AMZ-Schutz besteht aus drei Teilsystemen, die unabhängig voneinander mit den Einstellwerten Anregung I>, Referenzstrom I_{ref}, Kennlinienfaktor k und Auslösekennlinie eingestellt werden können:

- [Leiterströme IL123](#): AMZ-Schutz im natürlichen System mit den Leiterströmen I_{L1}, I_{L2} und I_{L3}
- [Gegensystemstrom I2](#): AMZ-Schutz im Gegensystem mit dem Gegensystemstrom I₂
- [Erdstrom IE](#): AMZ-Schutz im Nullsystem mit dem Summenstrom I_E und der Nullspannung U₀

Damit der AMZ-Schutz ausgewertet wird, muss die Option **AMZ-Schutz (IDMT)** in der Registerkarte [U<> & I>](#) oder [Dist: UI-Det.](#) aktiviert werden.



Fehlerrichtungserkennung

Char.Winkel: [Dropdown] Char. Winkel: [Dropdown] ☐ IL >= 2/3 ILmax [Hilfe]

☒ **AMZ-Schutz (IDMT)** Umess=ULE [Dropdown]

(Un)Gerichtete Endzeitstufen

Nr.	EIN	I> [p.u.]	t [ms]	I> [p.u.]	U< [p.u.]	U<< On	U<< [p.u.]	Dir.	Dir.
1	1	0.6	1200	1000	-1	0	-1	0	Ungerichtet
2	0	1000	300	1000	-1	0	-1	0	Ungerichtet

Unter- und Überspannungsschutz

Nr.	EIN	U< [p.u.]	TU< [ms]	EIN	U> [p.u.]	TU> [ms]	Betriebsart
1	0	-1	100	0	1000	100	ULE
2	0	-1	100	0	1000	100	ULE
3	0	-1	100	0	1000	100	ULE

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 219: Registerkarte [U<> & I>](#) oder [Dist: UI-Det.](#) - Aktivierung des AMZ-Schutzes

6.1.35.1 AMZ: Leiterströme I_{L123}

ATPDesigner ermittelt mit Hilfe der Anregeschwelle $I_{L>}$ die leiterselektiven Anregungen und daraus als ODER-Verknüpfung die AMZ-Anregung. Es werden die Leiterströme I_{L1} , I_{L2} und I_{L3} ausgewertet, deren netzfrequenter Betrag die eingestellte Anregeschwelle $I_{L>}$ überschreiten. Die Anregeentscheide werden im **Meldungsfenster** ausgegeben.

Wurde eine AMZ-Anregung erkannt, d.h. hat mindestens der Betrag eines der drei Leiterströme I_{L1} , I_{L2} oder I_{L3} die Anregeschwelle $I_{L>}$ des AMZ-Schutzes überschritten, ermittelt ATPDesigner aus den Beträgen den Maximalwert I_{Lmax} .

$$I_{Lmax} = \max(|I_{L1}|, |I_{L2}|, |I_{L3}|)$$

Die Staffelzeit des AMZ-Schutzes wird für den Maximalwert I_{Lmax} nach den Gleichungen in Tabelle 14 berechnet, falls die AMZ-Anregung erkannt wurde und der Maximalwert I_{Lmax} beträgt.

$$I_{Lmax} > I_{L>} \cdot I_{Lref}$$

In allen anderen Fällen wird die Auslösezeit nicht berechnet.

Einstellwert	Bedeutung
$I_{L>}$	Anregeschwelle in p.u.

	Der Wert der Anregeschwelle $I_{L>}$ muss auf den korrespondierenden Bezugsstrom I_{Lref} bezogen eingestellt werden. Es gilt: 1 p.u. = I_{Lref}
k(IL)	Kennlinienfaktor
I_{Lref}	Bezugsstrom in A (= 1 p.u.)
= I_n	Der Bezugsstrom I_{Lref} wird gleich dem Nennstrom I_n aus der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellt.

Ist als Hauptschutzfunktion der gerichtete [Überstromzeitschutz](#) oder der [Distanzschutz](#) eingestellt, so wird nach erfolgter Anregung des AMZ-Schutzes die Kurzschlussrichtung wie für den gerichteten Überstromzeitschutz ermittelt. Es wird empfohlen die Methode des charakteristischen Winkels (Einstellwert **Char.Winkel** in der Registerkarte [U<> & I>](#)) zu verwenden.

Die Berechnung der Anregeschwelle in Ampere erfolgt wie nachfolgend dargestellt.

$$I_{L>} [A] = I_{L>} [p.u.] \cdot I_{Lref} [A]$$

6.1.35.2 AMZ: Summenstrom I_E

ATPDesigner verwendet den Summenstrom $I_E = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3} = 3 \cdot I_0$ und die Nullspannung U_0 , um im Nullsystem den AMZ-Schutz auszuführen. In der nachfolgenden Tabelle sind die Einstellwerte erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
$I_E>$	Anregeschwelle in p.u. Der Wert der Anregeschwelle $I_E>$ muss auf den korrespondierenden Bezugsstrom I_{Eref} bezogen eingestellt werden. Es gilt: 1 p.u. = I_{Eref}
k(IE)	Kennlinienfaktor
I_{Eref}	Bezugsstrom in A (= 1 p.u.)
$\emptyset(IE)$	Charakteristischer Winkel
= I_n	Der Bezugsstrom I_{Eref} wird gleich dem Nennstrom I_n in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellt.

Überschreitet der Betrag des Summenstromes I_G den Wert der Anregeschwelle **$I_E>$** , so wird mit Hilfe des Betrages die Staffelzeit für das AUS-Kommando aus der eingestellten Kennlinie ermittelt (Tabelle 14).

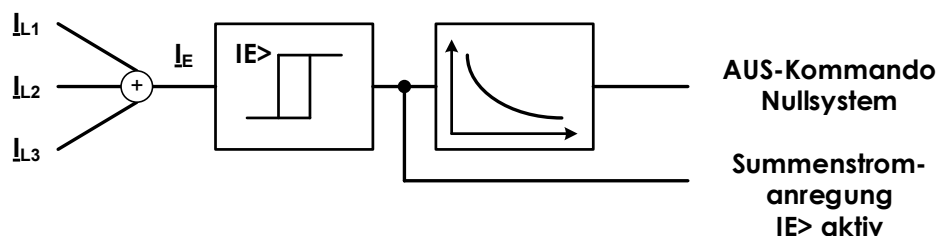


Abbildung 220: AMZ-Schutz im Nullsystem

Ist als Hauptschutzfunktion der gerichtete [Überstromzeitschutz](#) oder der [Distanzschutz](#) eingestellt, so wird nach einer Nullsystemanregung des AMZ-Schutzes die Kurzschlussrichtung im Nullsystem mit der nachfolgend dargestellten Kennlinie durchgeführt. Ein

AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die ermittelte Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Kurzschlussrichtung **Fehlerrichtung** in der Registerkarte [U<> & I>](#) übereinstimmt.

Die Berechnung der Anregeschwelle in Ampere erfolgt:

$$I_{E>} [A] = I_{E>} [p.u.] \cdot I_{Eref} [A]$$

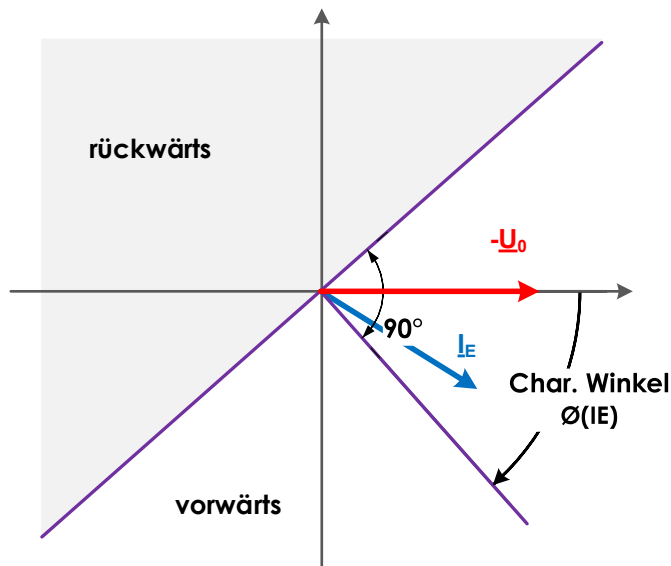


Abbildung 221: Richtungskennlinie des AMZ-Schutzes im Nullsystem

Die Kurzschlussrichtung im Nullsystem wird ermittelt, wenn eine Summenstromanregung des AMZ-Schutzes $I_{E>}$ erkannt wurde.

6.1.35.3 AMZ: Gegensystemstrom I_2

ATPDesigner verwendet den Gegensystemstrom I_2 , um den AMZ-Schutz im Gegensystem auszuführen.

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{I}_{L1} + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}_{L2} + \underline{a} \cdot \underline{I}_{L3}}{3}$$

Einstellwert	Bedeutung
I2>	Anregeschwelle in p.u. Der Wert der Anregeschwelle I2> muss auf den korrespondierenden Bezugsstrom I_{2ref} bezogen eingestellt werden. Es gilt: 1 p.u. = I_{2ref}
k(I2)	Kennlinienfaktor
I2ref	Bezugsstrom in A (= 1 p.u.)
Ø(I2)	Charakteristischer Winkel
= In	Der Bezugsstrom I_{2ref} wird gleich dem Nennstrom I_n in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellt.

Überschreitet der Betrag des Gegenstromes I_2 den Wert der Anregeschwelle **I2>**, so wird mit Hilfe des Betrages die Staffelzeit für das AUS-Kommando aus der eingestellten Kennlinie ermittelt (Tabelle 14). Die Berechnung der Anregeschwelle in Ampere erfolgt:

$$I_{2>}[A] = I_{2>}[p.u.] \cdot I_{2ref}[A]$$

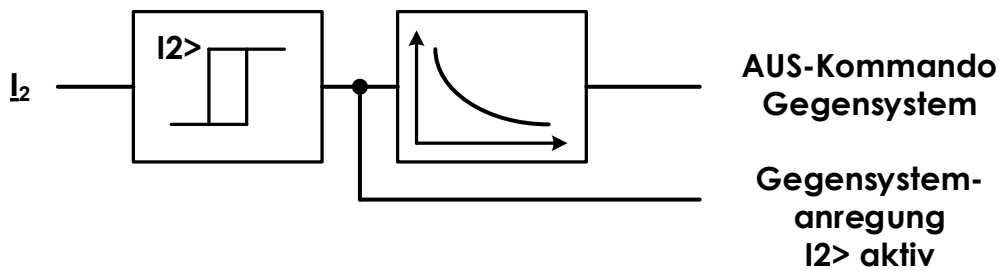


Abbildung 222: AMZ-Schutz im Gegensystem

Ist als Hauptschutzfunktion der gerichtete [Überstromzeitschutz](#) oder der [Distanzschutz](#) eingestellt, so wird nach erfolgter Gegensystemanregung des AMZ-Schutzes die Kurzschlussrichtung im Gegensystem mit der nachfolgend dargestellten Kennlinie durchgeführt. Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die ermittelte Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Kurzschlussrichtung **Fehlerrichtung** in der Registerkarte [U<> & I>](#) übereinstimmt.

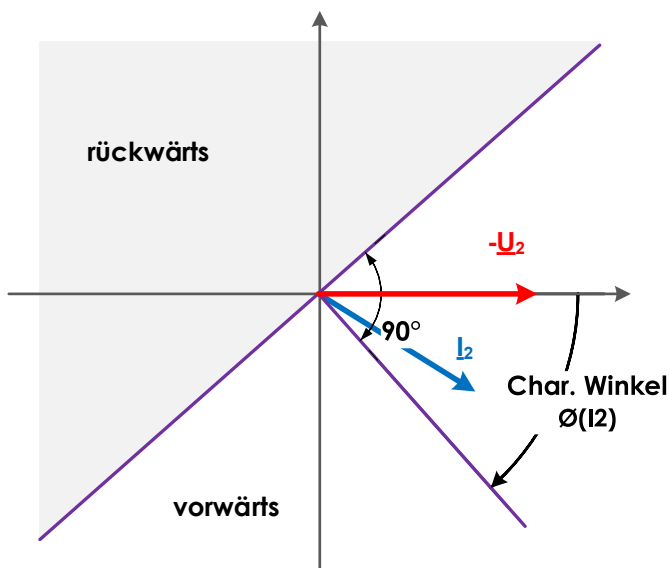


Abbildung 223: Richtungskennlinie des AMZ-Schutzes im Gegensystem

Die Kurzschlussrichtung im Gegensystem wird ermittelt, wenn eine Gegensystemanregung des AMZ-Schutzes erkannt wurde.

6.1.35.4 AMZ: Definition der Kennlinien

Der AMZ-Schutz wird in der Netzschutzanalyse für die Ermittlung der Generalanregung oder des AUS-Kommandos nur berücksichtigt, wenn eine der AMZ-Anregung erkannt wurde. Die Zeit des AUS-Kommandos wird entsprechend der nachfolgenden Tabelle für alle AMZ-Teilsysteme berechnet.

Kennlinie	Auslösekennlinie (Staffelzeit t in ms)	Rückfallkennlinie
Definite Time	$t = k$	
IEC 255-3	$t = k \cdot \frac{a}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^b - 1}$ <p>Standard Invers: $a = 0,14$, $b = 0,02$</p> <p>Very Invers: $a = 13,5$, $b = 1$</p> <p>Extremely Invers: $a = 80$, $b = 2$</p> <p>Long Time Invers: $a = 120$, $b = 1$</p>	

Tabelle 12: Kennlinien des AMZ-Schutzes mit Staffelzeit $t = f(I_k/I_b, a, b, c, k)$

6.1.35.5 AMZ: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im [Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen](#) werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden.

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Mess/Schutzgerätes
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AMZ>= 0/1(xxx)	<ul style="list-style-type: none"> 1 = AMZ-Schutz der Leiterströme hat angeregt 0 = AMZ-Schutz hat nicht angeregt (xxx) mit x=0/1: leiterselektive Anregung L1/L2/L3
AMZ IE>= 0/1	<ul style="list-style-type: none"> 1 = AMZ-Schutz des Summenstromes hat angeregt 0 = AMZ-Schutz hat nicht angeregt
AMZ I2>= 0/1	1 = AMZ-Schutz des Gegenstromes hat angeregt 0 = AMZ-Schutz hat nicht angeregt
TAMZ(IL/Iref)	Staffelzeit AMZ-Schutzes der Leiterströme
TAMZ(IE/Iref)	Staffelzeit AMZ-Schutzes des Summenstromes

TAMZ(I2/Iref)	Staffelzeit AMZ-Schutzes des Gegenstromes
IL/Iref	Maximaler Kurzschlussstrom I_{Lmax} in den drei Leitern L1, L2 und L3 in p.u.
IE/Iref	Summenstrom in p.u.
I2/Iref	Gegenstrom in p.u.
ILref	Bezugsstrom AMZ-Schutz der Leiterströme
IEref	Bezugsstrom AMZ-Schutz des Summenstromes
I2ref	Bezugsstrom AMZ-Schutz des Gegenstromes

Zusätzlich werden in der Ausgabezeile des AMZ-Schutzes im Fenster für **Netzschutzmeldungen** die eingestellte und die ermittelte Kurzschlussrichtung ausgegeben. Die im Einstellwert **Fehlerrichtung** der Registerkarte **U<> & I>** eingestellte Kurzschlussrichtung wird mit dem Präfix **(S:)** gekennzeichnet.

Meldung	Bedeutung
Vorwärts - (S:)Vorwärts	Ermittelte Kurzschlussrichtung: vorwärts Eingestellte Kurzschlussrichtung: vorwärts
Ungerichtet- (S:)Vorwärts	Ermittelte Kurzschlussrichtung: keine Kurzschlussrichtung erkannt Eingestellte Kurzschlussrichtung: vorwärts

In der Netzgrafik wird das Kürzel **IT** für den AMZ-Schutz verwendet. Nachfolgend ist ein Beispiel dargestellt.

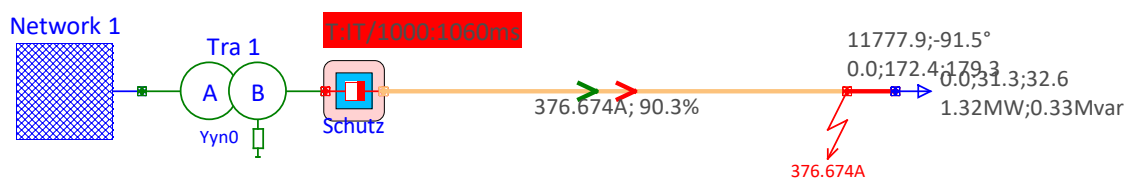


Abbildung 224: AUS-Kommando des AMZ-Schutzes in der Netzgrafik

AMZ-Schutz

```

PROT> Schutz [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=3.76601e-13, ILref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> Schutz [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ IE>=1, TAMZ(IE/Iref)=1000ms, IE/Iref=0.32074, IEref=1000A, Vorwärts-(S:)Ungerichtet] AUS=1
PROT> Schutz [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=inaktiv, I2/Iref=1.25415e-13, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0

```

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal

```

PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Schutzlogik
PROT> Schutz [Prb 1] GEN=1 AUS=1 >>> T:IT/1000:1060ms

```

Kleinste erkannte Kommandozeit

```

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:1000ms

```

6.1.35.6 AMZ: Ungerichteter Überstromzeitschutz **Überstromzeitschutz**

Ist als Hauptschutzfunktion der ungerichtete Überstromzeitschutz eingestellt, wird der AMZ-Schutz ebenfalls ungerichtet, d.h. ohne Ermittlung und Auswertung der Kurzschlussrichtung in allen drei AMZ-Teilsystemen verwendet. Die aus dem Kurzschlussstrom berechnete Staffelzeit wird in der Netzschutzanalyse wie die Staffelzeit eines UMZ-Schutzes verwendet. Die **Generalanregung** des Netzschutzgerätes wird wie nachfolgend dargestellt gebildet.

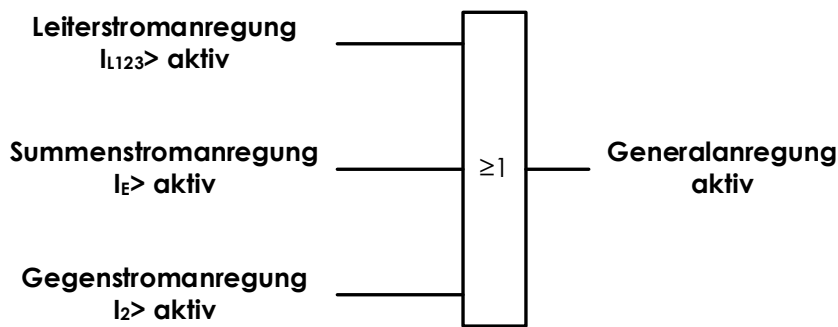


Abbildung 225: Anregungen des AMZ-Schutzes und Generalanregung des Netzschutzgerätes

6.1.35.7 AMZ: **Überstromzeitschutz mit Richtung**

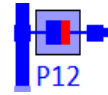
Ist als Hauptschutzfunktion der gerichtete Überstromzeitschutz eingestellt, wird der AMZ-Schutz ebenfalls gerichtet in allen drei AMZ-Teilsystemen verwendet. Die aus dem Kurzschlussstrom berechnete Staffelzeit wird in der Netzschutzanalyse nur dann verwendet, wenn die gemessene Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Kurzschlussrichtung übereinstimmt. Die **Generalanregung** des Netzschutzgerätes wird wie oben dargestellt gebildet.

6.1.35.8 AMZ: **Distanzschutz**

Ist als Hauptschutzfunktion der [Distanzschutz](#) eingestellt, wird der AMZ-Schutz in allen drei AMZ-Teilsystemen ebenfalls gerichtet verwendet. Die aus dem Kurzschlussstrom berechnete Staffelzeit wird in der Netzschutzanalyse nur dann verwendet, wenn die gemessene Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Kurzschlussrichtung übereinstimmt. Die **Generalanregung** des Netzschutzgerätes wird wie oben dargestellt gebildet.

6.1.36 EWATT: Erdschlusssortung - Erdschlussrichtungserkennung

Um ein Erdschlusssortungsverfahren zu verwenden, muss in der Registerkarte **Allgemeine Daten** die Betriebsart **Erdschlusssortung** als Hauptschutzfunktion eingestellt und in der Registerkarte **Erdschluss** die Option **Erdschlusssortung aktivieren** aktiviert werden. Die Erdschlussrichtungserkennung kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzzvorgänge** verwendet werden.



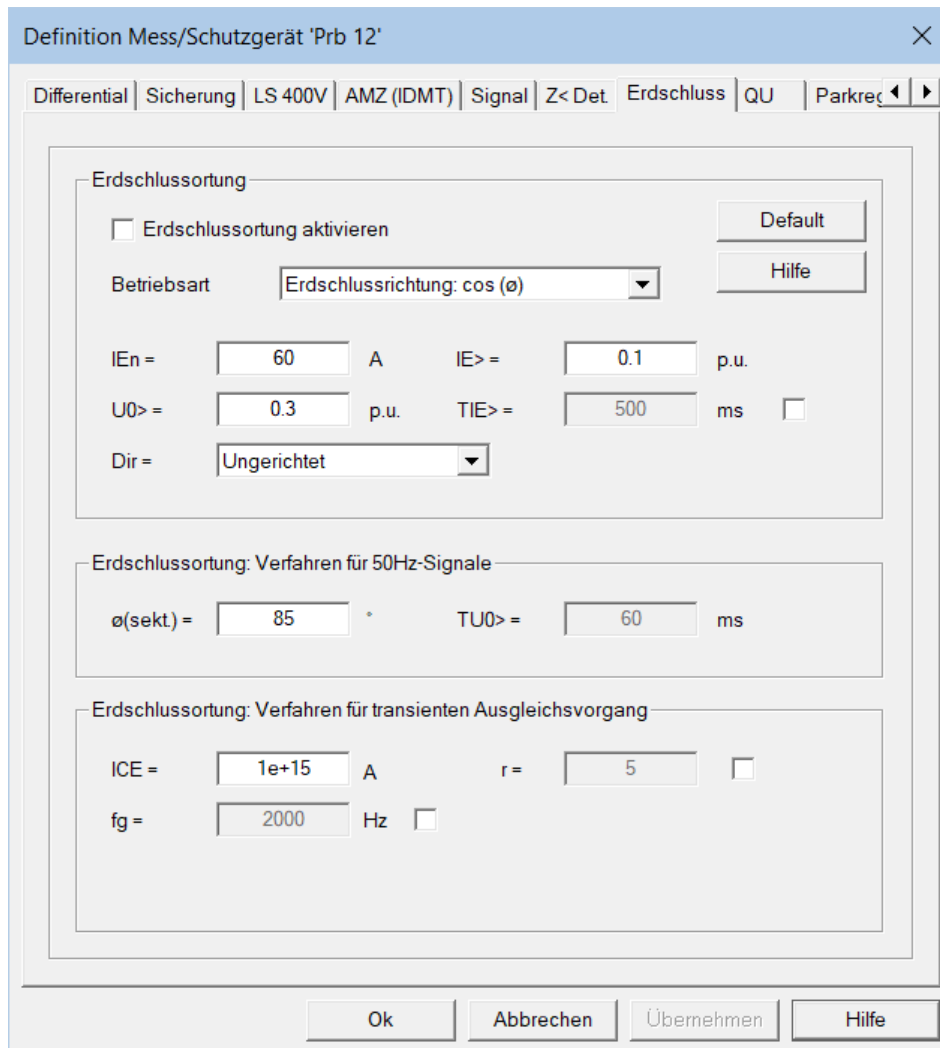
⇒ Die Erdschlusssortung wird als eigenes Schutzgerät verwendet

Nach der Aktivierung der Erdschlussrichtungserkennung kann mit der Betriebsart zwischen den Verfahren für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzzvorgänge** ausgewählt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Erdschlusssortung aktivieren	Erdschlussrichtungserkennung EIN/AUS
Betriebsart	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erdschlussrichtung cos (ϕ) Wattmetrisches oder cos ϕ - Verfahren für kompensiert betriebene Stromnetze ⇒ nur für die Auswertung eines stationären Netzzustandes ▪ Erdschlussrichtung sin (ϕ) sin ϕ-Verfahren für isoliert betriebene Stromnetze ⇒ nur für die Auswertung eines stationären Netzzustandes ▪ Erdschlussrichtung: Wischer Auswertung der dynamischen Netzzvorgänge nach dem Erdschlusswischerverfahren ⇒ nur für die Auswertung dynamischer Netzzvorgänge ▪ Erdschlussrichtung: QU³ Auswertung der dynamischen Netzzvorgänge nach dem QU-Verfahren ⇒ nur für die Auswertung dynamischer Netzzvorgänge

Es wird das **Verbraucherzählpfeilsystem** im Sinne des **roten** Messpfeils des **Mess/Schutzgerätes** verwendet.

³ Informationen zu dem **QU-Verfahren** wurden dem Autor des vorliegenden Handbuches von dem Patentmitinhaber Herrn Dr. Gernot Druml freundlicherweise zur Verfügung gestellt [16], [17].



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 12'

Differential | Sicherung | LS 400V | AMZ (IDMT) | Signal | Z< Det | **Erdschluss** | QU | Parkrec

Erdschlussortung

☐ Erdschlussortung aktivieren

Betriebsart: Erdschlussrichtung: cos (ø)

IEn = 60 A IE> = 0.1 p.u.

U0> = 0.3 p.u. TIE> = 500 ms

Dir = Ungerichtet

Erdschlussortung: Verfahren für 50Hz-Signale

ø(sect.) = 85 TU0> = 60 ms

Erdschlussortung: Verfahren für transienten Ausgleichsvorgang

ICE = 1e+15 A r = 5

fg = 2000 Hz

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 226: Einstelldialog zur Erdschlussortung in der Registerkarte *Erdschluss*

6.1.36.1 EWATT: Berechnung stationärer Netzzustände

Die Erdschlussrichtungserkennung wertet die komplexen Zeiger der netzfrequenten Grundschiwingung der **Nullspannung** \underline{U}_0 und des **Summenstromes** \underline{I}_E zur Richtungserkennung im Erdschlussfall aus.

$$\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3}}{3}$$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Einstellwert	Bedeutung
Betriebsart	Verfahren der Erdschlussortung ▪
IEn	Primärer Nennstrom des Summenstromwandlers in A
Dir	Erdschlussrichtung
IE>	Überstromanregung für den Wirk- oder Blindanteil des Summenstromes \underline{I}_E in p.u. (1p.u. = IEn in A) ▪ Blindanteil für das sin φ- Verfahren

	▪ Wirkanteil für das $\cos \varphi$ -Verfahren
TIE>	Zeitverzögerung für die Freigabe der Überstromanregung IE>
ø(sekt.)	Sektorwinkel in ° Der Sektorwinkel wird nur für das $\cos \varphi$ -Verfahren angewendet.
U0>	Überspannungsanregung für die Nullspannung \underline{U}_0 in p.u. ($1 \text{ p.u.} = U_n/\sqrt{3}$)
TU0>	Zeitverzögerung für die Freigabe der Überspannungserkennung U0>

6.1.36.2 EWATT: Erdschlussrichtungserkennung in isoliert betriebenen Netze

In isoliert betriebenen Netzen kann das $\sin \varphi$ - Verfahren zur Erdschlussrichtungserkennung eingesetzt werden, wenn die Netztopologie strahlenförmig d.h. vollständig unvermascht ist.

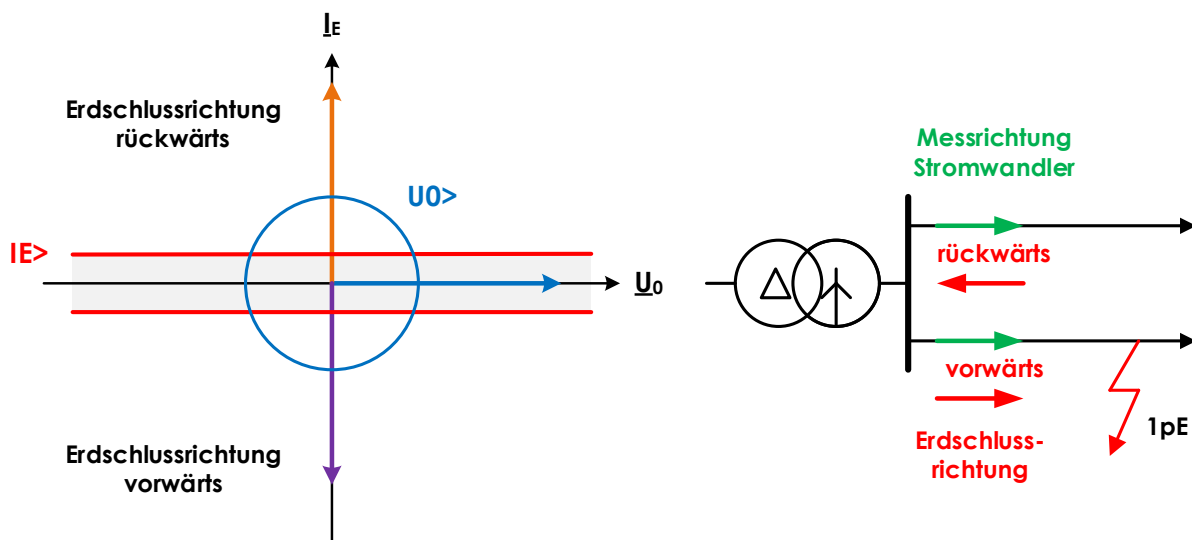


Abbildung 227: Erdschlussrichtungserkennung in isoliert betriebenen Netzen

Die Erdschlussrichtungserkennung wird ausgeführt, wenn

1. der Betrag der Nullspannung $\underline{U}_0 >$ ist

UND

2. der Blindanteil des Summenstromes $I_E >$ ist, d.h. **außerhalb** der grau eingefärbten Sperrfläche liegt, die durch die Überstromanregung IE> definiert wird.

Stimmt die ermittelte Erdschlussrichtung mit dem Einstellwert **Dir** überein, so wird nach Ablauf der Staffelzeit **TIE>** ein AUS-Kommando ausgegeben.

6.1.36.2.1 EWATT: Erdschlussrichtungserkennung im kompensiert betriebenen Netz

In kompensiert betriebenen Netzen kann das wattmetrische Verfahren (auch $\cos \phi$ - Verfahren genannt) zur Erdschlussrichtungserkennung eingesetzt werden, wenn die Netztopologie strahlenförmig, d.h. vollständig unvermascht ist.

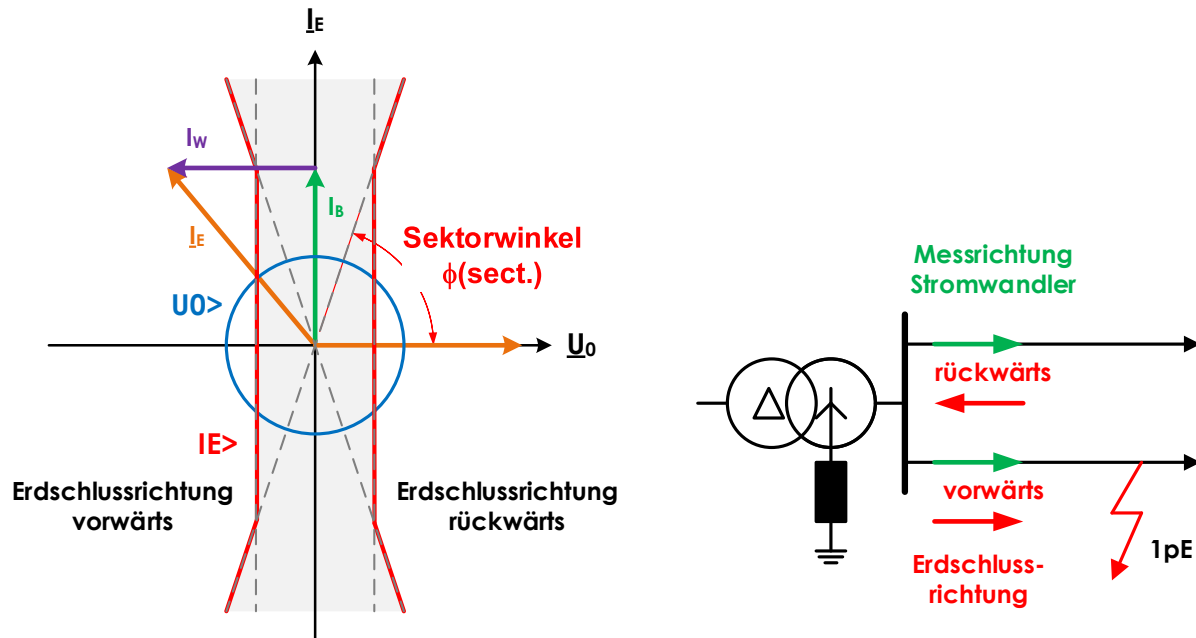


Abbildung 228: Erdschlussrichtungserkennung in kompensiert betriebenen Netzen

Die Erdschlussrichtungserkennung wird ausgeführt, wenn

1. der Betrag der Nullspannung $U_0 >$ ist

UND

2. der Wirkanteil des Summenstromes I_E **außerhalb** der grau eingefärbten Sperrfläche liegt, die durch die Überstromanregung $I_{E>}$ und den Sektorwinkel $\phi(\text{sekt.})$ definiert wird.

Stimmt die ermittelte Erdschlussrichtung mit dem Einstellwert **Dir** überein, so wird nach Ablauf der Staffelzeit **TIE>** ein AUS-Kommando ausgegeben.

6.1.36.2.2 Erdschlussrichtungen

Folgende Erdschlussrichtungen können erkannt und ausgegeben werden.

Meldung	Bedeutung
vorwärts	Erdschlussrichtung vorwärts
rückwärts	Erdschlussrichtung rückwärts
ungerichtet	Keine Erdschlussrichtung erkannt

6.1.36.3 Ausgabe der Erdschlussmeldungen im Fenster **Netzschutzmeldungen**

Die Grafik zeigt die Meldung der Erdschlussrichtungserkennung im Fenster für **Netzschutzmeldungen**.

```

x
PROT> P12 [Prb 12] Erdschlussortung GEN=1 [EWATT=1, IE>=1, U0>=1, TU0>=60ms, TIE>=500ms, Dir=Rückwärts] AUS=0

PROT> P16 [Prb 16] Erdschlussortung GEN=1 [EWATT=1, IE>=1, U0>=1, TU0>=60ms, TIE>=500ms, Dir=Vorwärts] AUS=1

PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<, U>
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(1) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(2) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(3) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=0 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ung
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=0 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=disabled, IE/Iref=0, Iref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ung
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=0 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=disabled, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ung
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=0 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=0 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0
<

```

Abbildung 229: Erdschlussmeldungen im Fenster für **Netzschutzmeldungen**

Meldung	Bedeutung
EWATT	Anregung der Erdschlussortung <ul style="list-style-type: none"> 1 = angeregt 0 = nicht angeregt
IE>	Überstromanregung I_E <ul style="list-style-type: none"> 1 = $I_E > I_{E>}$ 0 = $I_E \leq I_{E>}$
U0>	Nullspannungsanregung \underline{U}_0 <ul style="list-style-type: none"> 1 = $\underline{U}_0 > U_{0>}$ 0 = $\underline{U}_0 \leq U_{0>}$
TIE>	= IE> UND U0>
TU0>	Staffel TU0>
Dir	Durch die Erdschlussortung ermittelte Erdschlussrichtung bezogen auf die Messrichtung des Mess/Schutzgerät <ul style="list-style-type: none"> vorwärts rückwärts ungerichtet
AUS	AUS-Kommando wegen Erdschlussortung <ul style="list-style-type: none"> 1 = AUS-Kommando aktiv 0 = AUS-Kommando nicht aktiv
Erdschlussortung=inaktiv	Die Schutzfunktion ist deaktiviert.

6.1.36.4 Ausgabe der Erdschlussmeldungen in der Netzgrafik

Die Ergebnisse der Erdschlussortung werden in der Netzgrafik angezeigt. Die angegebene Zeit entspricht der Zeitverzögerung TIE> für die Freigabe der Erdstromanregung IE>.

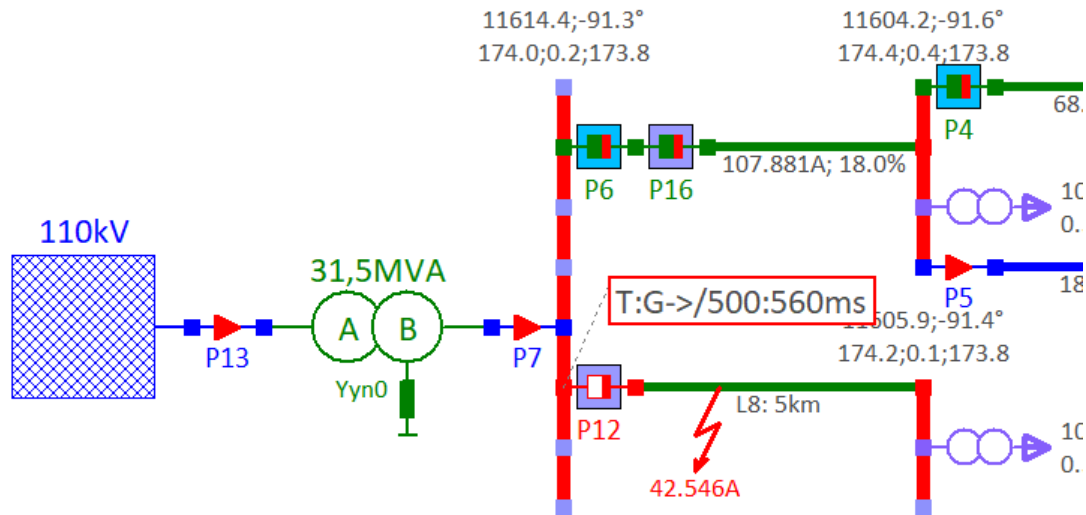


Abbildung 230: Ausgabe der Erdschlussrichtung in der Netzgrafik

Wie oben dargestellt sind die Arbeitsweise der Erdschlussrichtungserkennung in einem isoliert betriebenen Netz und die Ausgaben in der Netzgrafik dargestellt.

6.1.36.5 Darstellung der Erdschlussortung in einem Diagramm

Die Arbeitsweise der Erdschlussortung mit den dazugehörigen Kennlinien kann als [Diagramm](#) in der komplexen Zeigerebene dargestellt werden.

6.1.36.6 EWATT: Erdschlussortung mit Erdschlusswischer- und QU-Verfahren

Im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge werden der zeitliche Verlauf der Nullspannung $u_0(t)$ und des Summenstromes $i_E(t)$ ausgewertet.

Einstellwert	Bedeutung
IE _n	Primärer Nennstrom des Summenstromwandlers in A
IE>	Überstromanregung für den Wirk- oder Blindanteil des Summenstromes in p.u. (1 p.u. = I _{Enom} in A) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Blindanteil für das sin φ-Verfahren ▪ Wirkanteil für das cos φ-Verfahren
$\varphi(\text{sekt.})$	Sektorwinkel in ° Der Sektorwinkel wird nur für das cos φ -Verfahren angewendet.
U0>	Überspannungsanregung für die Nullspannung \underline{u}_0 in p.u. (1 p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)
TU0>	Zeitverzögerung für die Freigabe der Überspannungserkennung V0>

ICE	Nach Überspannungsanregung wird überprüft, ob ein Mindeststrom fließt, bevor das Schutzgerät ein AUS-Kommando signalisiert. Dieser Strom wird als Primärgröße angegeben und ist ein Maß für die Leitungs-Null-Kapazität des fehlerfreien Restnetzes.
r	Der Korrelationskoeffizient misst die Größe des linearen Zusammenhangs zwischen der Nullspannung u_0 und der Ladung q_0 als Entscheidungskriterium für das Verfahren zur Bewertung der Fehlerrichtung. Ist der im Algorithmus berechnete Korrelationskoeffizient dem Betrage nach größer als der Einstellwert r , so erfolgt der Richtungsentscheid über eine Regressionsanalyse und die Auswertung der Steigung der q_u -Geraden. Ist diese Bedingung nicht erfüllt, so findet der Richtungsentscheid über die Berechnung der Rotation der q_u -Kurve statt.
f_G	f_G beschreibt die Eckfrequenz des implementierten Tiefpassfilters. Die Filterkoeffizienten werden mit Hilfe der BESSEL-Approximation berechnet. Ist das Tiefpassfilter aktiviert, so werden die Signale der Nullspannung und des Nullstromes gefiltert.

6.1.36.6.1 EWATT: Erdschlusswischer-Verfahren

Zur Ermittlung der Erdschlussrichtung wird das erste lokale Extremum der Augenblickswerte im zeitlichen Verlauf des Nullstromes nach Erkennen eines Erdschlusses betrachtet. Genau zum Zeitpunkt des ersten lokalen Extremums muss die Polarität der Nullspannung ermittelt und mit der Polarität des Nullstromes verglichen werden. Abhängig von diesem Vergleich liegt ein Erdschluss in Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung vor.

- **Erdschlussrichtung vorwärts**

Polaritäten der Augenblickswerte von Nullstrom und Nullspannung sind invers zueinander.



- **Erdschlussrichtung rückwärts**

Polaritäten der Augenblickswerte von Nullstrom und Nullspannung sind gleich.

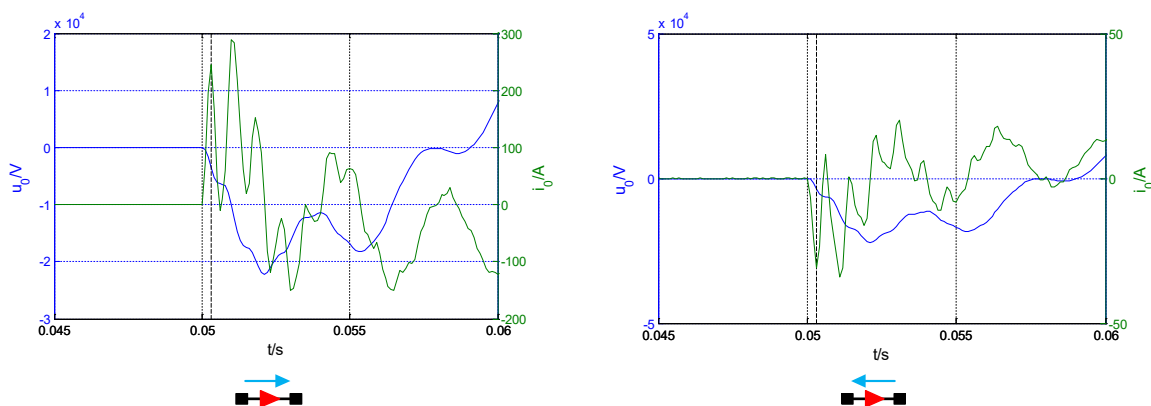


Abbildung 231: Auswertung der Fehlerrichtung im Erdschlusswischer-Verfahren

6.1.36.6.2 Erdschlussortung mit dem QU-Verfahren – ein kurzer Überblick

Auch das QU-Verfahren beruht auf dem Aufladevorgang nach Erdschlusseintritt. Jeder Spannungsaufbau ist zunächst mit einem Ladungstransport verbunden.

$$u_0(t) = u_0(t_0) + \frac{1}{C_0} \int_{t_0}^t i_0(\tau) \cdot d\tau$$

Wird der Zeitpunkt t_0 so gewählt, dass die Nullspannung gerade ihren Nulldurchgang durchläuft, so ist die Nullspannung proportional zur Ladung q_0 . Diese Proportionalität lässt sich in einem QU-Diagramm darstellen. Dabei wird die Nullspannung auf der Abszissenachse und die Ladung q_0 auf der Ordinatenachse aufgetragen. Über den Verlauf des Kurvenzuges im QU-Diagramm lässt sich die Erdschlussrichtung bestimmen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Referenznetz zur Validierung des QU-Verfahrens in kompensierter Betriebsweise. Der Abgang A ist fehlerbehaftet in Leiter L2. Bei dem Abgang B handelt es sich um einen fehlerfreien Abgang.

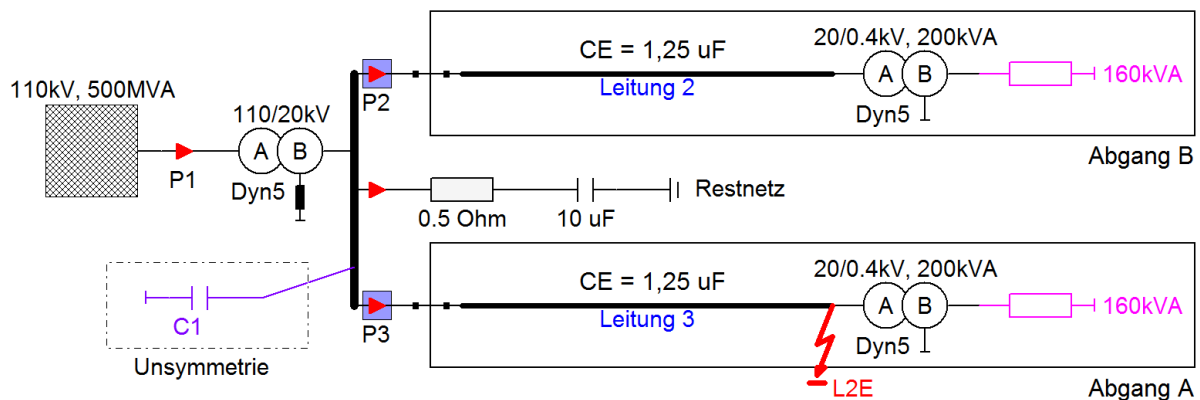


Abbildung 232: QU-Verfahren – Referenznetz im kompensierten Betrieb

Das dem Erdschlussfall in der Abbildung unten entsprechende QU-Diagramm ist nachfolgend dargestellt.

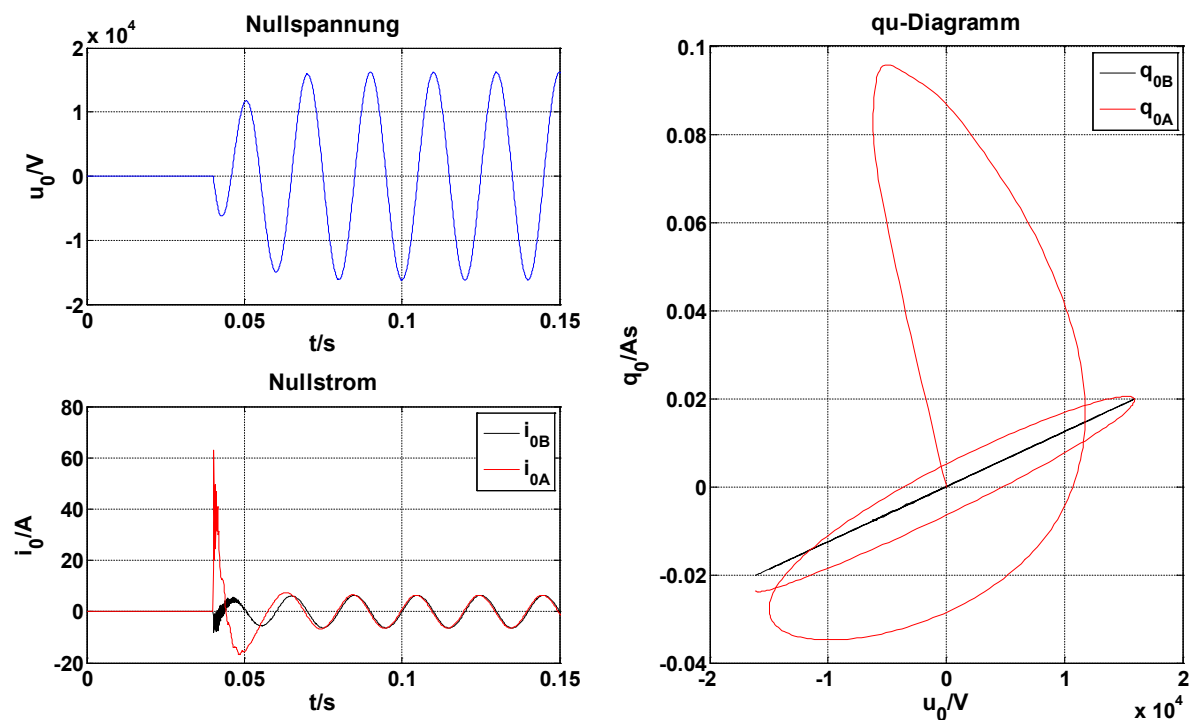


Abbildung 233: QU-Diagramm – kompensierter Betrieb

Für den fehlerbehafteten Abgang ergibt sich eine rechtsdrehende Rotationskurve mit einer positiven Rotation. Der fehlerfreie Abgang hingegen wird in diesem Fehlerfall repräsentiert durch eine Gerade mit positiver Steigung.

- Ist die QU-Kurve unmittelbar nach Erdschlusseintritt rechtsdrehend, so handelt es sich um einen Fehler in Vorwärtsrichtung.



- Ist die QU-Kurve unmittelbar nach Erdschlusseintritt linksdrehend, so handelt es sich um einen Fehler in Rückwärtsrichtung.



Die nachfolgende Abbildung zeigt das Referenznetz zur Validierung des QU-Verfahrens in isolierter Betriebsweise. Analog zur kompensierten Betriebsweise ist der Abgang A fehlerbehaftet in Leiter L2. Bei dem Abgang B handelt es sich um einen fehlerfreien Abgang.

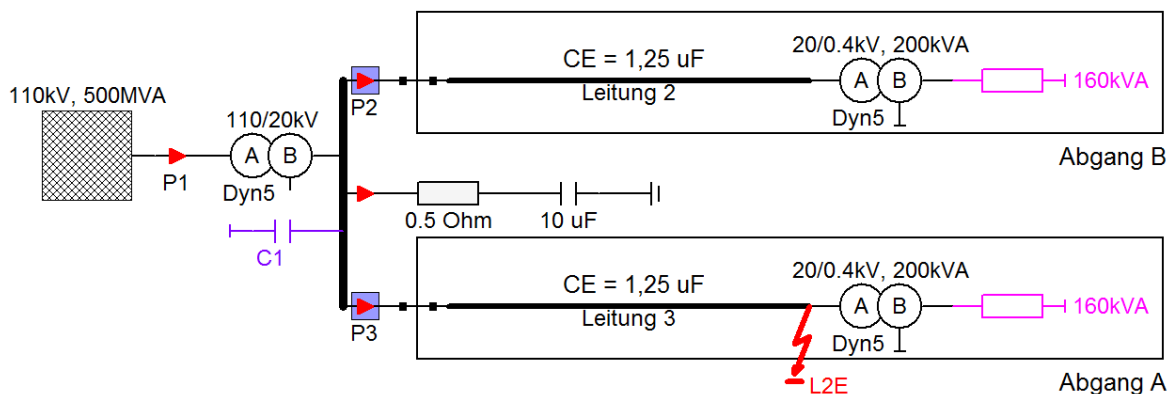


Abbildung 234: QU-Verfahren – Referenznetz im isolierten Betrieb

Das dem Erdschlussfall in obiger Abbildung entsprechende QU-Diagramm ist nachfolgend dargestellt.

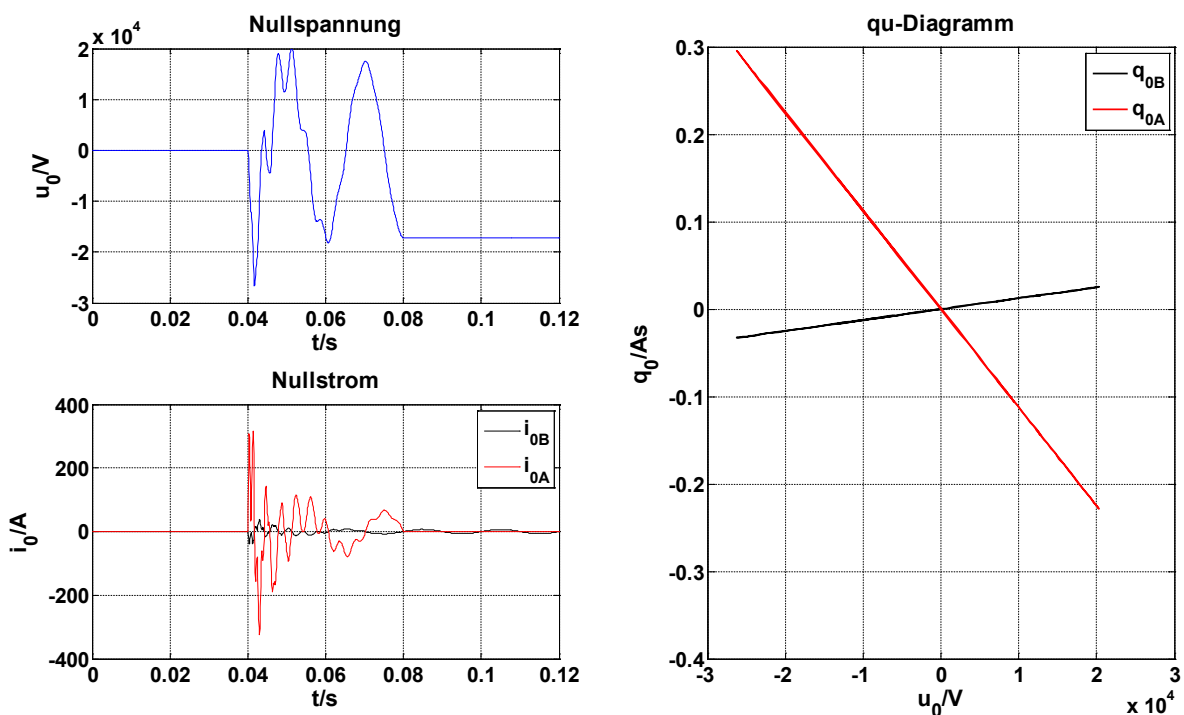


Abbildung 235: QU-Diagramm – isolierter Betrieb

Sowohl für den fehlerfreien als auch für den fehlerbehafteten Abgang erfolgt die Richtungsbestimmung über die Auswertung der Steigungen der QU-Geraden.

- Bei negativer Steigung der QU-Gerade liegt ein erdschlussbehafteter Abgang, also ein Fehler in Vorwärtsrichtung vor.



- Bei positiver Steigung der QU-Gerade liegt ein gesunder Abgang, also ein Fehler in Rückwärtsrichtung vor.



6.1.37 AWE: Automatische Wiedereinschaltung

Ist der Überstromzeitschutz oder der Distanzschutz als Hauptschutzfunktion eingestellt, so kann zusätzlich eine **Automatische Wiedereinschaltung (AWE)** verwendet werden. Es ist hier zu beachten, dass diese Funktion oftmals auch als **Kurzunterbrechung (KU)** bezeichnet wird. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte **AWE** mit den Einstellwerten.

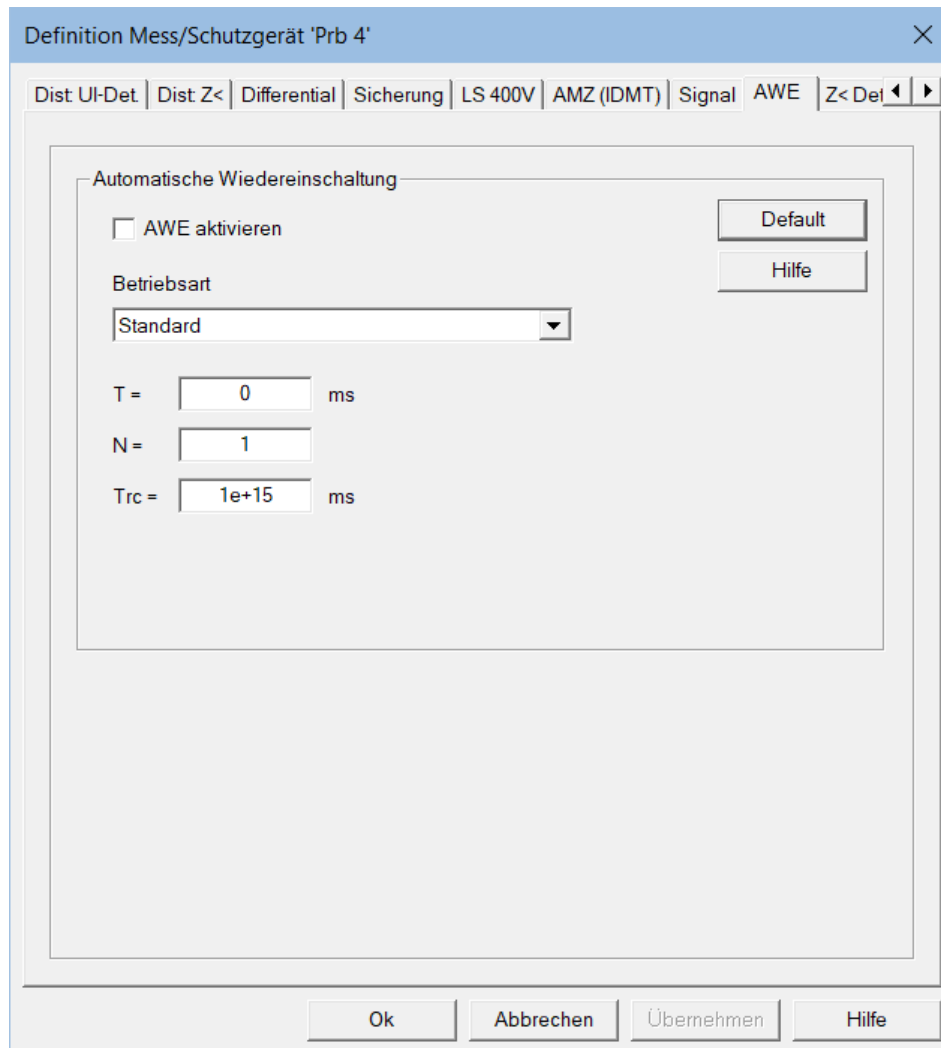


Abbildung 236: Einstelldialog der Automatische Wiedereinschaltung – Registerkarte AWE

Einstellwert	Bedeutung
AWE aktivieren	Die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) wird aktiviert oder deaktiviert.
Betriebsart	Standard
T	Startzeit der Automatische Wiedereinschaltung (AWE)
N	Anzahl Zyklen der Automatische Wiedereinschaltung (AWE), nach denen eine Wiedereinschaltung des zugeordneten Schalters gestartet wird.
Trc	Pausenzeit der Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

6.1.37.1 AWE: Für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die Zeitstufe der Pausenzeit T_{rc} wird mit dem AUS-Kommando, das an den zugeordneten internen oder externen Schalter ausgegeben wird, gleichzeitig mit der Zeitstufe T_{cb} gestartet. Der Schalter wird geschlossen, wenn

- die Zeitstufe T_{cb} (Registerkarte [Allgemeine Daten](#)) abgelaufen ist
UND
- die Zeitstufe T_{rc} abgelaufen ist
UND
- die Generalanregung nicht ansteht.

Wird nach erfolgter Wiedereinschaltung ein anstehender Fehler durch eine Generalanregung erkannt, so erfolgt ein **definitives AUS**. Es wird kein weiterer Zyklus der Automatischen Wiedereinschaltung gestartet.

6.1.37.2 AWE: Für die Berechnung stationärer Netzzustände

Die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) wird bei der Analyse der Schutzreaktionen und hier insbesondere im Verlaufe der Analyse von Kaskadenabschaltungen berücksichtigt.

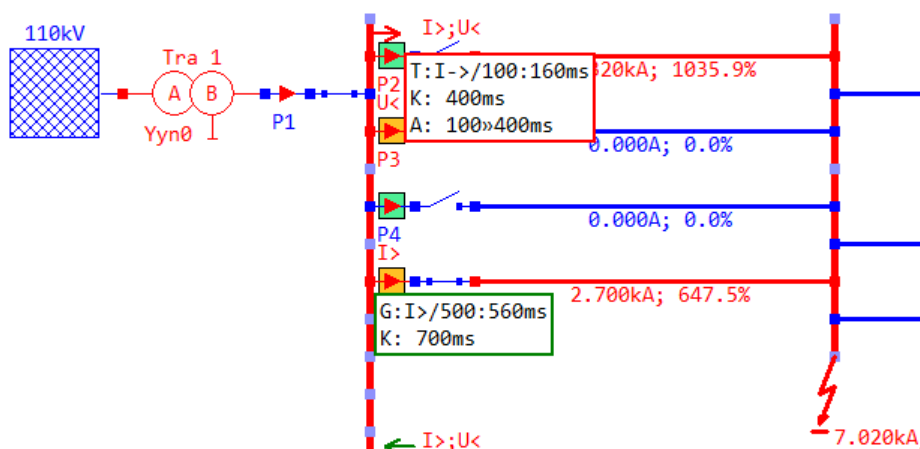


Abbildung 237: Automatische Wiedereinschaltung und Kaskadenanalyse

Die Automatische Wiedereinschaltung wird nur während der Kaskadenanalyse von Schutzkonzepten verwendet. Mit Hilfe der Kaskadenanalyse kann das zeitliche Verhalten von Schutzgeräten sowie deren Interaktion während eines zeitlichen Verlaufs eines Kurzschlusses in guter Näherung nachgebildet und analysiert werden.

- ⇒ Um die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) zu verwenden, muss diese in der Registerkarte **AWE** mit dem entsprechenden Einstellwert aktiviert sein.
- ⇒ **Aktivierung der Übergreifzone k1·DZ1**
Ist die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) aktiviert, so wird für die Distanzzone DZ1 der Übergreiffaktor $k1$ verwendet. Bei aktiver AWE arbeitet das Schutzgerät mit der **Übergreifzone DZ1ü**. Der **Übergreiffaktor $k1$** kann in der Registerkarte [Dist: Z<](#) eingestellt werden.

Wird die Impedanzauslösefläche **Polygon** verwendet, so ergeben sich Resistanz und Reaktanz der übergreifenden Impedanzauslösefläche für **Distanzzone DZ1** wie nachfolgend dargestellt.

$$\underline{Z}_{sek\ \bar{u}} = k1 \cdot (R_{sek} + j \cdot X_{sek})$$

Wird die Impedanzauslösefläche **Kreis** verwendet, so ergeben sich Resistanz und Reaktanz der übergreifenden Impedanzauslösefläche für **Distanzzone DZ1** wie nachfolgend dargestellt.

$$|\underline{Z}_{sek\ \bar{u}}| = k1 \cdot |R_{sek} + j \cdot X_{sek}|$$

Die Impedanzwerte der Impedanzauslöseflächen aller weiteren Distanzzonen werden nicht verändert.

⇒ **Verwendung der Startzeit T als Staffelzeit von Distanzzone DZ1**

Ist die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) aktiviert, so wird die Startzeit T als Staffelzeit der Distanzzone DZ1 verwendet.

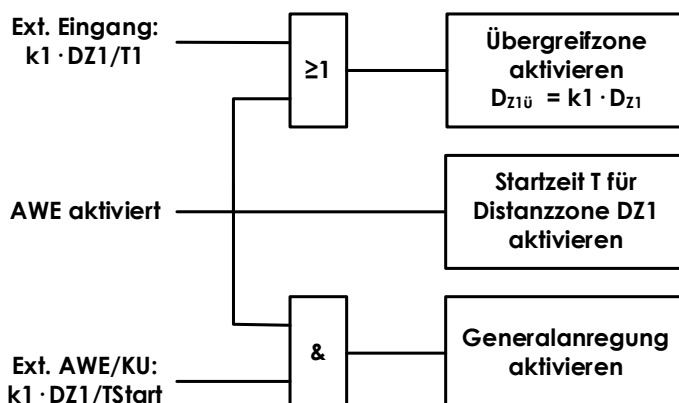



Abbildung 238: Prinzipschaltbild der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE)

6.1.37.2.1.1 AWE: Verwendung in der Kaskadenanalyse


Die Kaskadenanalyse setzt sich aus einer Folge von 1...N stationären Netzberechnungen (erweiterte Lastflussberechnungen mit Kurzschluss (**roter Blitz**)) zusammen. Nachfolgend wird die Arbeitsweise der Kaskadenanalyse mit Bezug zur Automatischen Wiedereinschaltung näher erläutert.

Wurde eine erste Netzberechnung durchgeführt, liegen die Reaktionen der Schutzgeräte wie z.B. AUS-Kommandos vor und Schutzzusatzfunktionen wie z.B. die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) kann ausgeführt werden.

- ⇒ Die Reaktionen der Schutzgeräte wie z.B. Anregungen und AUS-Kommandos müssen vor jeder weiteren Netzberechnung mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button  intern gespeichert werden. Damit ist der Netzschutz

relevante Anfangszustand für die nachfolgende Netzberechnung gesichert und kann ausgewertet werden.

Es wird jetzt vor der nächsten Netzberechnung geprüft, ob nach einem AUS-Kommando z.B. eine Automatische Wiedereinschaltung gestartet werden soll. Dazu speichert das Analysesystem der Kaskadenanalyse intern für jedes Schutzgerät den Zeitpunkt des AUS-Kommandos als Relativzeit bezogen auf den Kurzschlusseintritt zu Beginn der Kaskadenanalyse.

Im nächsten Schritt wird eine weitere Netzberechnung z.B. durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button  gestartet.

Ist für ein Schutzgerät der Zeitpunkt $T_{\text{AUS-Kommando}} + T_{\text{rc}}$ kleiner oder gleich dem Zeitpunkt des AUS-Kommandos, der in der letzten Netzberechnung für alle Schutzgeräte erkannt wurde, so wird der Schalter, der dem Schutzgerät zugeordnet ist, vor dem Start der nächsten Netzberechnung geschlossen. Insofern entspricht die Zeitstufe T_{rc} der Pausenzeit der AWE.

- ⇒ Auf Grund der zeitdiskreten Vorgehensweise durch erweiterte Lastflussberechnungen ist es nicht möglich, eine im Sinne einer stetig ablaufenden Zeitstufe exakte Einhaltung der Zeitstufen sicherzustellen. Zeitstufen können in diesem Sinne nur in den zeitdiskreten Sprüngen des jeweils erkannten zeitlich nächsten AUS-Kommandos berücksichtigt werden.

In der vorhergehenden Abbildung ist die Ausgabe des Zuschaltens der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) beispielhaft dargestellt.

T: I->/100:160ms
K: 400ms
A: 100»400ms

Der gerichtete Überstromzeitschutz **I->** generiert ein AUS-Kommando (**T:**) mit der angegebenen Staffelzeit, schaltet aber in Kaskadenzeit (**K:**) bezogen auf den Kurzschlusseintritt ab. Vor dem AUS-Kommando wurde eine Automatische Wiedereinschaltung (**A:**) durchgeführt, der ein AUS-Kommando nach Kurzschlusseintritt vorausgegangen ist.

Es wird nur eine einzige Automatische Wiedereinschaltung durchgeführt. Ist die Wiedereinschaltung wie im obigen Beispiel erfolglos, so wird definitiv ausgeschaltet.

6.1.38 Logikfunktionen für die Schutztechnik

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, Ausgangssignale von Schutzfunktionen, die durch **Schutzgeräte** oder **Schalter** als Ergebnis der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** generiert werden wie z.B. AUS-Kommandos oder Schalterstellungsmeldungen, durch logische Funktionen weiterzuverarbeiten. Die Ergebnisse der Logikfunktionen können wiederum an **Schutzgeräte** oder **Schalter** ausgegeben werden. Als Leistungsschalter können hier nur Schalter vom Typ **Switch** verwendet werden, nicht vom Typ **Schalter (CB)**.

- ⇒ ATPDesigner verarbeitet die Logikfunktionen nur nach der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** im Verlauf der Analyse der Netzschutzfunktionen.

6.1.38.1 Logikfunktionen und Netzautomatisierung

Mit Hilfe der Logikfunktionen können auch Funktionen für die **Netzautomatisierung** realisiert werden. Auf diese Funktionen wird im Kapitel **Netzautomatisierung** [Bd. 3] näher eingegangen. Die Funktionen der Netzautomatisierung werden nur im Rahmen der **Lastflussberechnung** als **Berechnung eines stationären Netzzustandes** in jedem Iterationsschritt der Lastflussberechnung ausgeführt.

- ⇒ Die Funktionen der **Netzautomatisierung** sind durch die Kennung **Gx** ($x = 1, 2, \dots$) gekennzeichnet.

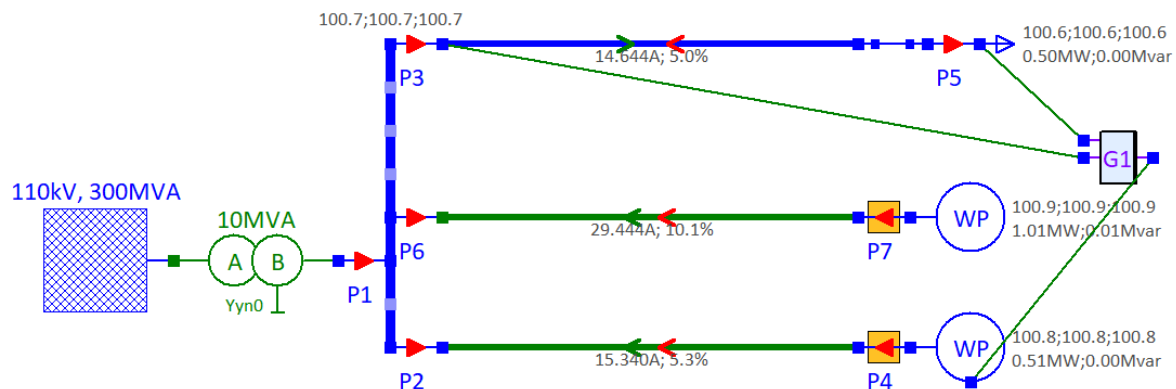


Abbildung 239: Beispiel: Netzautomatisierung mit Logikfunktion G1

Das Beispiel in der Abbildung zeigt eine **Netzautomatisierung**. An den beiden Messorten **P3** und **P5** werden die Wirkleistungen P gemessen. Die Logikfunktion **G1** addiert beide Werte und verwendet die Summe als Eingangswert einer linearen Funktion mit Begrenzung. Mit dem Ausgangswert wird der spezifische Teillastfaktor der Erzeugungsanlage (DEA) während der Lastflussberechnung in jedem Iterationsschritt neu eingestellt.

6.1.38.2 Verarbeitung der Schutzlogik in der Lastflussberechnung

Die Verarbeitung von Schutzlogik-Signalen im Rahmen einer **Lastflussberechnung** als **Berechnung eines stationären Netzzustandes** ist insofern schwierig, da im realen Netzbetrieb die Ergebnisse der Schutzlogik zeitlich nach Abarbeitung einer Schutzfunktion

vorliegen und zeitlich z.B. über Kommunikationsverbindungen verzögert als Eingangssignal in Schutzfunktionen berücksichtigt werden. Im realen Netzbetrieb liegt hier ein sehr komplexes zeitlich dynamisches Verhalten der Interaktion von Schutzgeräten vor, dass mit einer Lastflussberechnung nur näherungsweise nachgebildet werden kann.

In ATPDesigner wird dieser zunächst ersichtliche Widerspruch zwischen der zeitunabhängigen Lastflussberechnung und der Zeitdynamik der Interaktion von Schutzgeräten näherungsweise so aufgelöst, dass bei einmaliger Ausführung der Lastflussberechnung die Schutzanalyse zweimal ausgeführt wird. Im ersten Schritt wird die Schutzanalyse ausgeführt, um die Ergebnisse der Schutzlogik aller Schutzgeräte gleichzeitig zu generieren. In der zweiten Ausführung der Schutzanalyse werden dann alle vorliegenden Ergebnisse der Schutzlogik als stationär vorausgesetzt und die Schutzanalyse mit den Ergebnissen der Schutzlogik erneut ausgeführt.

⇒ Insofern muss der Anwender beachten, dass die tatsächliche zeitlich dynamische Interaktion von Schutzgeräten mit Schutzlogik im realen Netzbetrieb von den hier berechneten Ergebnissen bei komplexen Schutzlogiken abweichen könnte, da das Echtzeitverhalten von Schutzgeräten wie z.B. die Signallaufzeiten zwischen den Schutzgeräten über Kommunikationsverbindungen nicht nachgebildet werden.

- Die **Funktionen der Schutzlogik** mit Ausnahme der Funktionen der **Netzautomatisierung** werden nur im Falle der Konvergenz der Lastflussberechnung am Ende des letzten Iterationsschrittes ausgeführt.
- Die Funktionen der **Netzautomatisierung** werden in jedem Iterationsschritt der Lastflussberechnung ausgeführt, unabhängig davon ob diese konvergent oder divergent ist. Insofern werden die Funktionen der **Netzautomatisierung** in der Lastflussberechnung wie z.B. der Spannungsregler mit Stufenschalter eines **Transformators** behandelt.

6.1.38.3 Verarbeitung mit logischen Funktionen AND, OR, NAND, NOR

Die Verarbeitung der Ausgangssignale der **Schutzgeräte** und **Schalter** erfolgt mit dem Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS**. In der nachfolgenden Abbildung ist die Verarbeitung der AUS-Kommandos mehrerer Schutzgeräte und Schalterstellungsmeldungen mehrerer Schalter durch Logikfunktionen beispielhaft dargestellt.

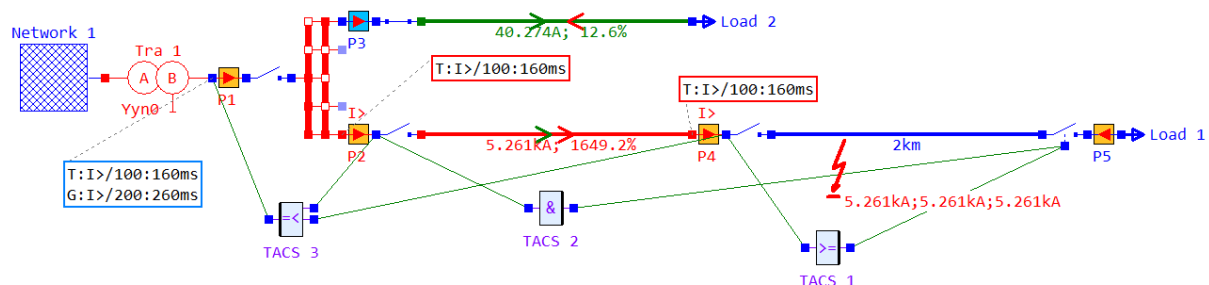


Abbildung 240: Logikfunktionen zur Verarbeitung von AUS-Kommandos und Schalterstellungen

Um eine schutztechnische Logikfunktion zu verwenden, muss das Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS** verwendet werden. Das Netzwerkelement **TACS** kann im ATP zur Re-

alisierung von mathematischen Funktionen z.B. Laplace-Funktionen eingesetzt werden, die aber nur während der **Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge** verfügbar sind. Bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** wird das Element **TACS** vom ATP nicht ausgeführt, sondern von ATPDesigner nur als grafischer Platzhalter verwendet. Dagegen werden die Logikfunktionen durch ATPDesigner selbst während der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** ausgeführt.

In Abbildung 348 ist beispielhaft u.a. eine rückwärtige Verriegelung gezeigt. Das AUS-Kommando der **Schutzgeräte P2** und **P4** blockieren durch eine **OR** – Logikfunktion das AUS-Kommando des Schutzgerätes **P1**, dessen AUS-Kommando mit einem **hellblauen Rahmen** dargestellt wird. In diesem Rahmen wird in zwei Zeilen das Analyseergebnis angezeigt. In der ersten Zeile wird das Ergebnis ohne Berücksichtigung der Blockade angezeigt, in der zweiten Zeile das Ergebnis mit Berücksichtigung der Blockade.

- **1. Zeile des Tooltips:** Ohne das Blockadesignal wird ein AUS-Kommando in der Überstromzeitstufe I> ausgegeben.
- **2. Zeile des Tooltips:** Da das AUS-Kommando blockiert wird, wird mit Berücksichtigung des Blockadesignals nur eine Generalanregung erkannt.

Abhängig von dem Typ des Blockadesignale ist es möglich, dass beide Zeilen einen gleichen Inhalt anzeigen.

6.1.38.4 Mitnahme des AUS-Kommandos an weitere Leistungsschalter

Eine typische Applikation in der Schutztechnik ist die Ausgabe eines AUS-Kommandos auf mehrere Leistungsschalter. Wie in Abbildung 349 gezeigt, kann die Schutzlogik dazu verwendet werden, um das AUS-Kommando des **Schutzgerätes P1** auf zwei Leistungsschalter an den Schutzgeräten **P2** und **P3** auszugeben.

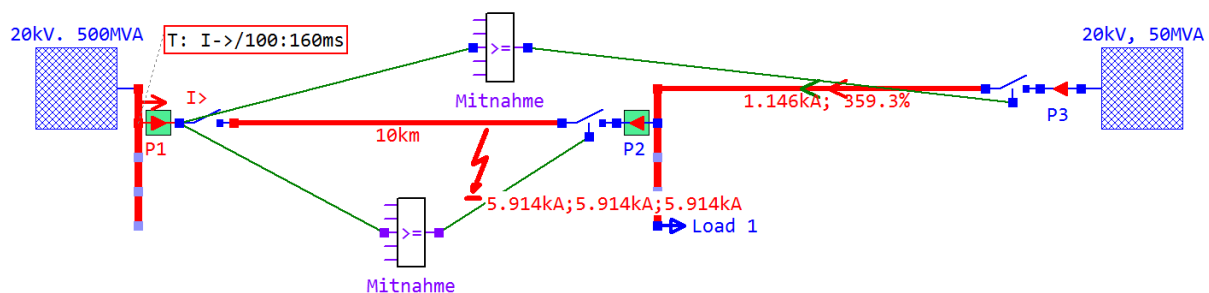


Abbildung 241: Mitnahme eines AUS-Kommandos an zwei weitere Leistungsschalter

6.1.38.5 Verarbeitung der Schalterstellungsmeldung

Die Schalterstellungsmeldung eines **Schalters** kann wie in Abbildung 350 gezeigt als Eingangssignal eines Logikblocks verwendet werden. Dazu kann einer der beiden Knoten (nicht der zusätzliche Knoten des Leistungsschalters für ein externes AUS-Kommando **Knoten für AUS-Kommando**) verwendet werden. Im Beispiel muss der Knoten des Leistungsschalters als Eingangssignal des Logikblocks gewählt werden, der nicht mit dem **Schutzgeräte** verbunden ist. Nur so kann eine eindeutige Erkennung des Ausgangssignals des Leistungsschalters sichergestellt werden.

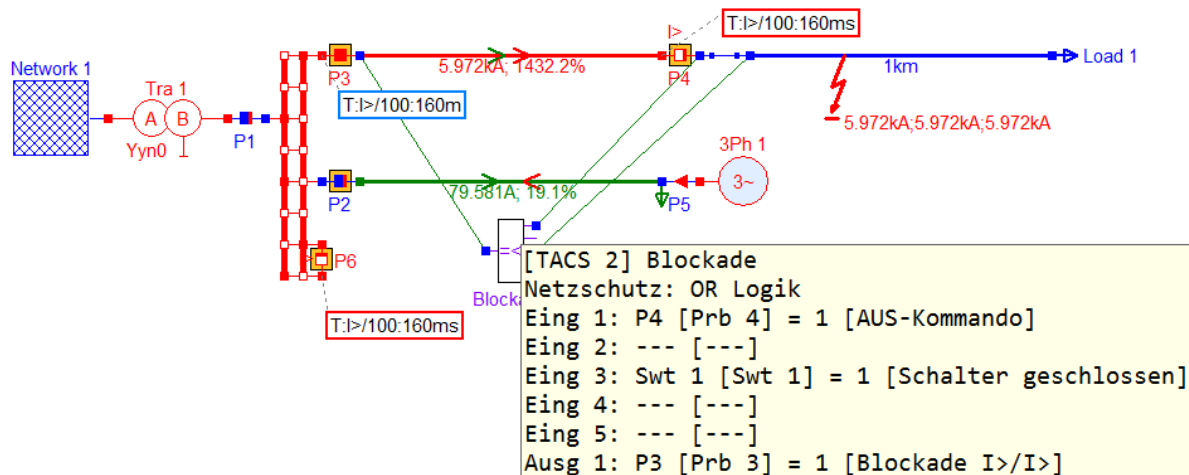
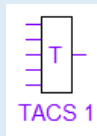


Abbildung 242: Verarbeiten von Schalterstellungsmeldungen

6.1.38.6 Verwenden von Logikfunktionen

Um eine schutztechnische Logikfunktion zu verwenden, müssen ein oder mehrere Netzwerkelemente **Schutzlogik/TACS** in den Zeichenbereich des Netzes z.B. mit **Drag&Drop** eingefügt werden. In Abbildung 351 ist der Einstelldialog der Registerkarte **Schutzlogik** abgebildet.

Symbol	Bedeutung
 <p>TACS 1</p>	<p>Durch einen Left Mouse Button Double Click wird der Einstelldialog des Netzwerkelementes Schutzlogik/TACS mit der Registerkarte Definition Logikfunktionen/TACS geöffnet. Die für die Schutzlogik benötigten Einstellwerte sind in der Registerkarte Schutzlogik zusammengefasst enthalten. Daher genügt es, diese Registerkarte zu bearbeiten.</p>

Definition Schutzlogik/TACS 'TACS 1'

Definition Schutzlogik/TACS | Schutzlogik

Name: TACS 1

Betriebsart: Übertragungsfunktion

Ausgangsknoten: ☒ Ausgabe nach PL4 TA1

Eingangsknoten:

Eing.	+	A	Int	Ext
Eing. 1	<input type="checkbox"/>			
Eing. 2	<input type="checkbox"/>			
Eing. 3	<input type="checkbox"/>			
Eing. 4	<input type="checkbox"/>			
Eing. 5	<input type="checkbox"/>			

Einstellwerte abhängig von der Betriebsart:

A	B	C	D	E
0	0	0		

FORTRAN =

Übertragungsfunktion:

Ord. = 0

Faktor = 1

☐ Hi/Lo - Grenzen aktivieren

FixHi = 0

FixLo = 0

NamHi = BLANK

NamLo = BLANK

Signalquelle: Level Signal (11)

Startzeit = -1 s

Endezeit = 1e+15 s

OK

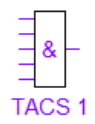

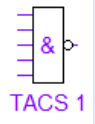
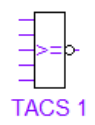
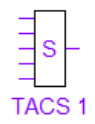
Abbrechen

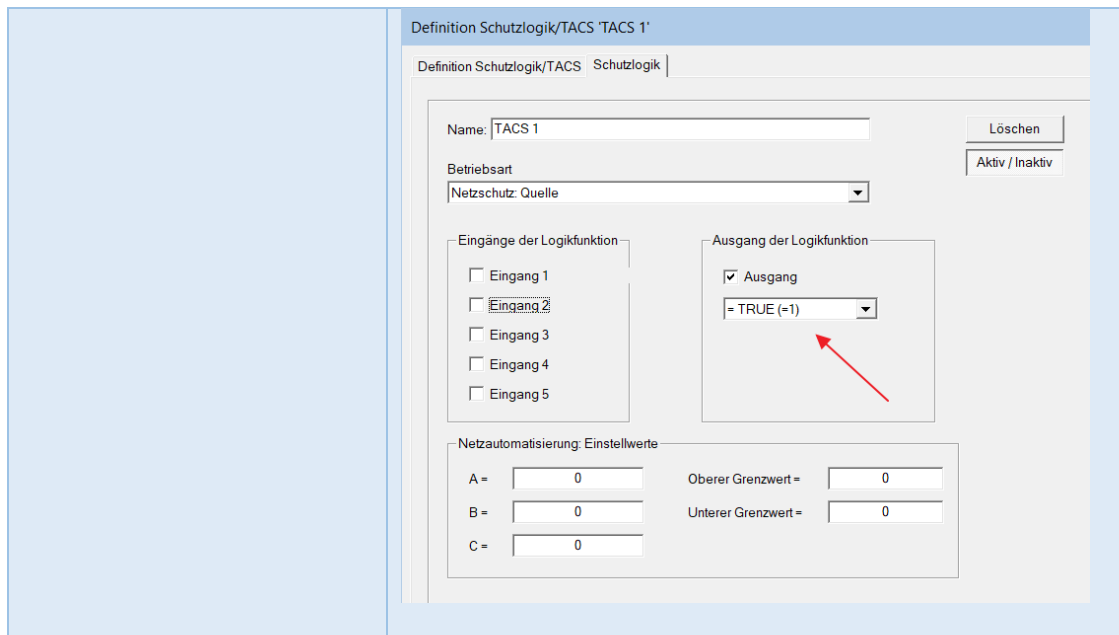
Übernehmen

Hilfe

Unter logischen Signalen wird im Folgenden Signale mit den Ein- und Ausgangswerten 0 (= **FALSE**) und 1 (= **TRUE**) verstanden. Es werden die Regeln der BOOL'schen Algebra verwendet.

1. Auswahl einer schutztechnischen Logikfunktion

Einstellwert	Bedeutung
Netzschutz: AND Logik 	Die logischen Signale 0 oder 1 der mit den Eingängen Eingang 1..5 verbundenen Schutzfunktionen werden UND verknüpft. Das logische Ergebnis wird am Ausgang Ausgang mit dem Wert 0 oder 1 ausgegeben.
Netzschutz: OR Logik 	Die logischen Signale 0 oder 1 der mit den Eingängen Eingang 1..5 verbundenen Schutzfunktionen werden ODER verknüpft. Das logische Ergebnis wird am Ausgang Ausgang mit dem Wert 0 oder 1 ausgegeben.
Netzschutz: NAND Logik 	Die logischen Signale 0 oder 1 der mit den Eingängen Eingang 1..5 verbundenen Schutzfunktionen werden UND verknüpft. Das logische Ergebnis wird negiert am Ausgang Ausgang mit dem Wert 0 oder 1 ausgegeben.
Netzschutz: NOR Logik 	Die logischen Signale 0 oder 1 der mit den Eingängen Eingang 1..5 verbundenen Schutzfunktionen werden ODER verknüpft. Das logische Ergebnis wird negiert am Ausgang Ausgang mit dem Wert 0 oder 1 ausgegeben.
Netzschutz: Source 	<p>Wird die Funktion ausgewählt, wird das Editierfeld A in der Gruppe Einstellwerte abhängig von der Betriebsart aktiviert. Die Eingänge Eingang 1..5 werden nicht ausgewertet.</p> <p>Mit Hilfe des Einstellwertes Ausgang der Logikfunktion kann in der Auswahlliste einer der Ausgangszustände</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ TRUE (=1) <p>oder</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ FALSE (=0) <p>ausgewählt werden.</p>



2. Aktivieren von bis zu fünf Eingängen **Eingang 1..5** durch Markieren der Check-boxen in der Gruppe **Eingänge der Logikfunktion**


Hinweis

Nach dem Aktivieren eines Eingangs wird diesem von ATPDesigner automatisch ein Knotenname (ABC)xxxxx zugewiesen. Dieser Knotenname ist für die Ausführung der Schutzlogik ohne Bedeutung, wird aber für die interne Datenverarbeitung von ATPDesigner benötigt. Der Knotenname ist nur in der Registerkarte **Definition Logikfunktionen/TACS** sichtbar.

3. Aktivieren des Ausgangs **Ausgang** falls benötigt, damit das Ausgangssignal z.B. an eine andere Logikfunktion weitergeführt werden kann.

Wie z.B. in Abbildung 348 zu sehen ist, sind jetzt an den aktivierten externen Eingängen und dem externen Ausgang Knoten verfügbar. Mit einer **Messleitung** kann jetzt einer der beiden Knoten eines **Schutzgerätes** mit einem Eingang der Logikfunktion verbunden werden.

6.1.38.7 Definition von Logikfunktionen

Das Netzwerkelement **Messleitung** wird durch das Netzwerkelement **Verbindung** in der Betriebsart **3-phasige Messleitung** implementiert. Die Handhabung zum Verbinden der Ein- und Ausgangssignale der Logikfunktionen erfolgt interaktiv mit dem Mauszeiger in einer speziellen Betriebsart, die mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button  aktiviert wird.

- Button  mit einem **Left Mouse Button Click** als Taster einrasten
- das **rote Cursor-Kreuz** über einen Knoten z.B. eines **Schutzgerätes** positionieren
- die linke Maustaste drücken und gedrückt halten
- einen der Eingangsknoten der Schutzlogik auswählen, die Maustaste loslassen

Danach ist das [Schutzgerät](#) oder der [Schalter](#) oder die Logikfunktion [Schutzlogik/TACS](#) mit dem Eingang der Logikfunktion mit der [grünen Messleitung](#) verbunden.

Im nächsten Schritt muss im Einstelldialog des [Schalters](#), der als Leistungsschalter mit dem Ausgang der Logikfunktion verbunden werden soll, die Option **Knoten für AUS-Kommando** aktiviert werden (Abbildung 352). Durch die aktive Option wird ein dritter Knoten eingeblendet, der **AUS-Kommando Eingang** des [Schalters](#). Mit Hilfe einer [Messleitung](#) muss jetzt der Ausgang der Logikfunktion mit dem AUS-Kommando Eingang des [Schalters](#) verbunden werden. In Abbildung 348 ist diese Verbindung abgebildet.

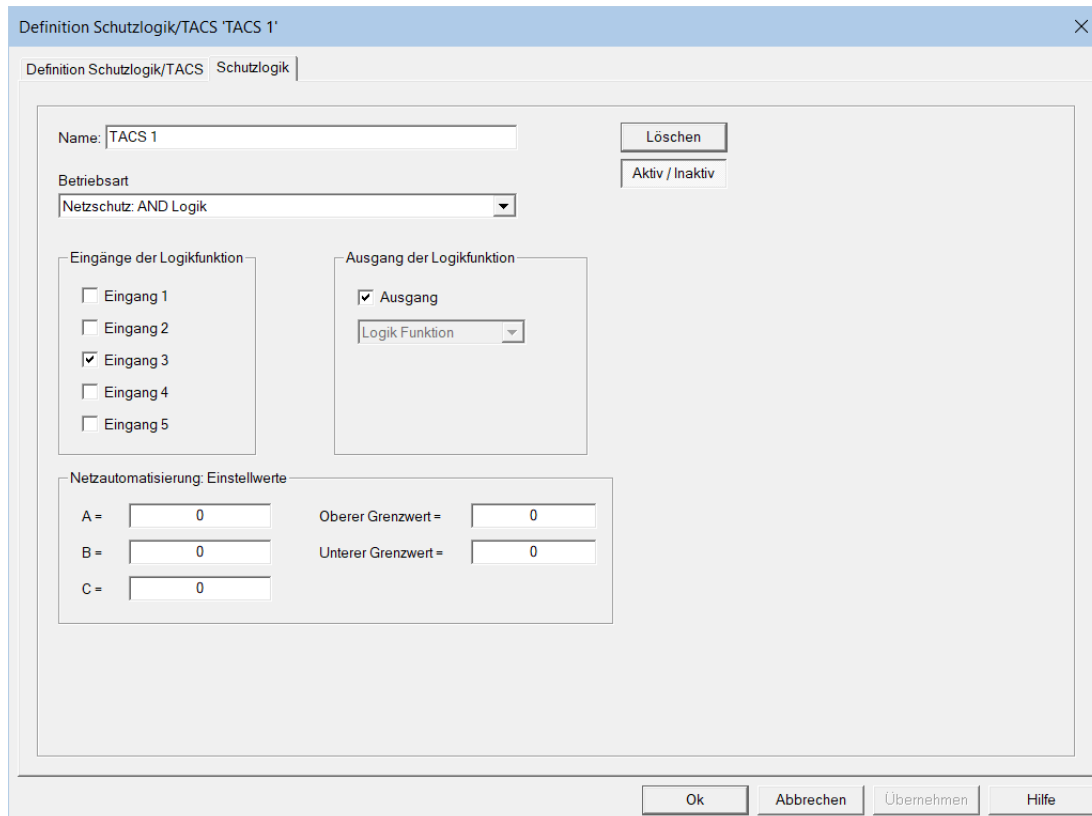
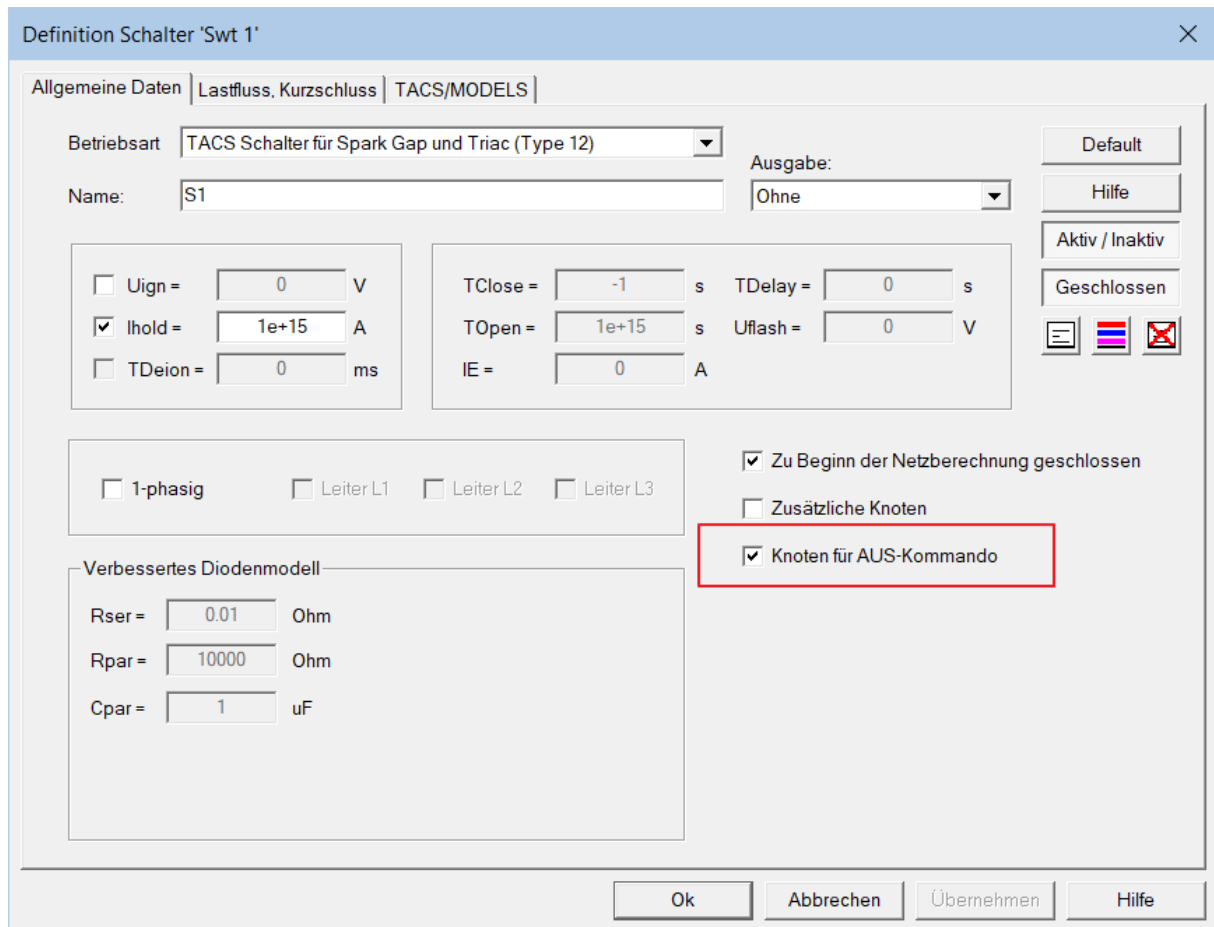


Abbildung 243: Registerkarte *Schutzlogik* im Einstelldialog *Schutzlogik/TACS* für Logikfunktionen

Abbildung 244: Einstelldialog *Schalter* für Logikfunktionen des Netzschutzes

6.1.38.8 Eingangssignale von Schutzgerät → Schutzlogik/TACS

Ist ein [Schutzgerät](#) über eine [Messleitung](#) mit einem Eingang einer Logikfunktion verbunden, so kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** ein Einstelldialog geöffnet werden, in dem das Ausgangssignal des [Schutzgerätes](#) ausgewählt werden kann. Bzgl. der Ausgangssignale wird eine positive Logik verwendet d.h. das Eintreten des Ereignisses wird mit dem Wert **1 = TRUE** verarbeitet. Nachfolgend der Einstelldialog für die Ausgangssignale eines [Schutzgerätes](#).

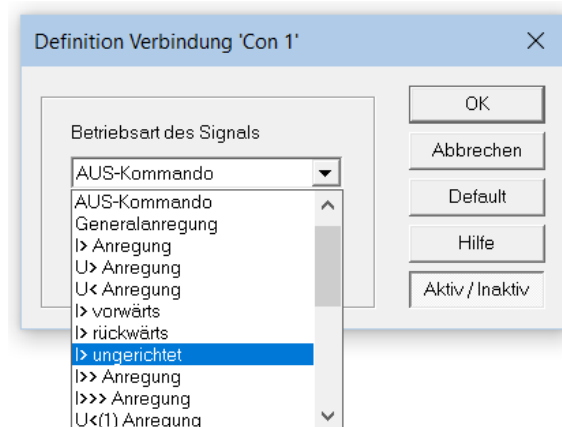


Abbildung 245: Auswahl des Ausgangssignals eines Schutzgerätes

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Das Schutzgerät gibt den logischen Wert 0 (= FALSE) aus.
AUS-Kommando	Das Schutzgerät gibt den logischen Zustand für das AUS-Kommando (General-AUS-Kommando) aus.
Generalanregung	Das Schutzgerät gibt den logischen Zustand der Generalanregung aus.
I> Anregung	Überstromzeitschutz , Distanzschutz : Anregung I>
U> Anregung	Überstromzeitschutz , Distanzschutz : Anregung U>
U< Anregung	Überstromzeitschutz , Distanzschutz : Anregung U<
I> vorwärts	Überstromzeitschutz , Distanzschutz : Anregung I> Kurzschlussrichtung vorwärts
I> rückwärts	Überstromzeitschutz , Distanzschutz : Anregung I> Kurzschlussrichtung rückwärts
I> ungerichtet	Überstromzeitschutz , Distanzschutz : Anregung I> Kurzschlussrichtung ungerichtet
I>> Anregung	Überstromzeitschutz , Distanzschutz : Anregung I>>
I>>> Anregung	Überstromzeitschutz , Distanzschutz : Anregung I>>>
U<(1) Anregung U<(1) Anregung U<(1) Anregung	3-stufiger Unterspannungsschutz in der Registerkarte U<> & I>
U>(1) Anregung U>(2) Anregung U>(3) Anregung	3-stufiger Überspannungsschutz in der Registerkarte U<> & I>

6.1.38.9 Eingangssignale von Schalter → Schutzlogik/TACS

Ist ein [Schalter](#) über eine [Messleitung](#) mit einem Eingang einer Logikfunktion verbunden, so kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** ein Einstelldialog geöffnet werden, in dem das Ausgangssignal des [Schalters](#) ausgewählt werden kann. Bzgl. der Ausgangssignale wird eine positive Logik verwendet d.h. das Eintreten des Ereignisses wird mit dem Wert **1 = TRUE** verarbeitet. Nachfolgend der Einstelldialog für die Ausgangssignale eines [Schalters](#).

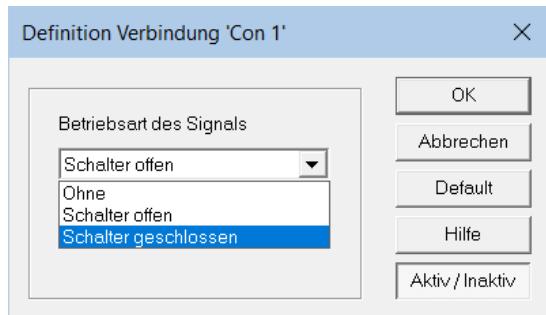


Abbildung 246: Auswahl des Ausgangssignals eines Schalters

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Der Schalter gibt den logischen Wert 0 (= FALSE) aus.
Schalter offen	Der Schalter gibt den logischen Zustand der Schalterstellungsmeldung vor dem Start der Netzberechnung aus. <ul style="list-style-type: none"> 1 = TRUE : wenn der Schalter geöffnet ist 0 = FALSE : sonst
Schalter geschlossen	Der Schalter gibt den logischen Zustand der Schalterstellungsmeldung vor dem Start der Netzberechnung aus. <ul style="list-style-type: none"> 1 = TRUE : wenn der Schalter geschlossen ist 0 = FALSE : sonst

Ein Beispiel ist in [Verarbeitung der Schalterstellungsmeldung](#) erläutert.

6.1.38.10 Signale von Schutzlogik/TACS → Schutzlogik/TACS

Die Ausgänge von **Schutzlogik/TACS** Elementen können als Eingangsfunktionen anderer **Schutzlogik/TACS** Elemente verwendet werden. Der in Abbildung 355 dargestellte Einstelldialog wird nach einem **Left Mouse Button Click** auf die **grüne Messleitung** geöffnet. Der Einstellwert kann nicht verändert werden.

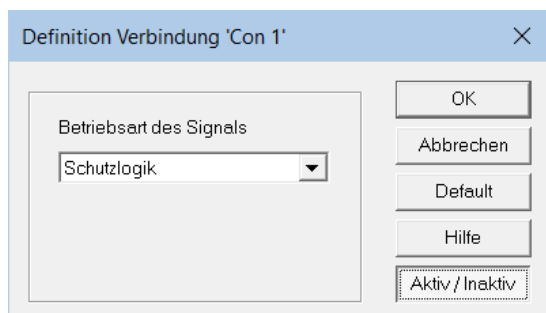


Abbildung 247: Signale von Schutzlogik/TACS → Schutzlogik/TACS

6.1.38.11 Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS an andere Netzwerkelemente

Der Ausgang eines Schutzlogik/TACS Elementes kann mit bis zu **10** anderen Netzwerkelementen vom Typ

- [Schutzgerät](#),
- [Schalter](#) und
- **Schutzlogik/TACS**

verbunden werden. Dabei kann dem Ausgangssignal durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die **grüne Messleitung** eine Funktion zugewiesen werden.

6.1.38.12 Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS → Schutzgeräte

Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die grüne [Messleitung](#) wird der Einstelldialog wie nachfolgend dargestellt geöffnet.

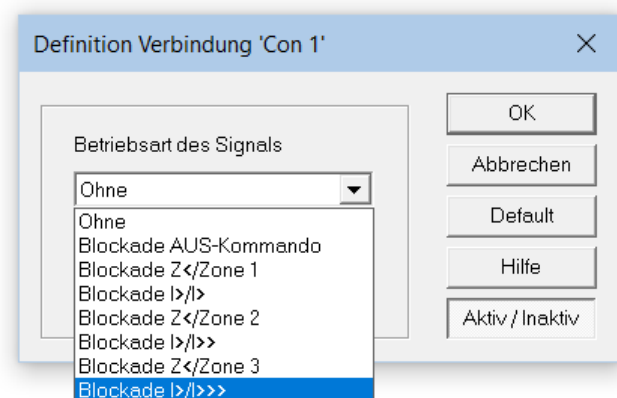


Abbildung 248: Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS → Schutzgeräte

Die in der nachfolgenden Tabelle erläuterten Signale werden immer an das Schutzgerät ausgegeben, das an der **grünen Messleitung** angeschlossen ist.

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Die grüne Messleitung hat keine Funktion.
Blockade AUS-Kommando	Das AUS-Kommando eines an der grünen Messleitung angeschlossenen Schutzgerätes wird blockiert.
Blockade Z</Zone 1	Distanzschutz : Distanzentscheid der Distanzzone 1 wird blockiert, d.h. ob die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb der Auslösekennlinie liegt.
Blockade I>/I>	Überstromzeitschutz : Die Anregung I> wird blockiert.
Blockade Z</Zone 2	Distanzschutz : Distanzentscheid der Distanzzone 2 wird blockiert, d.h. ob die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb der Auslösekennlinie liegt.
Blockade I>/I>>	Überstromzeitschutz : Die Anregung I>> wird blockiert.
Blockade Z</Zone 3	Distanzschutz : Distanzentscheid der Distanzzone 3 wird blockiert, d.h. ob die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb der Auslösekennlinie liegt.
Blockade I>/I>>>	Überstromzeitschutz : Die Anregung I>>> wird blockiert.

6.1.38.13 Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS → Schalter

Der Ausgang eines Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS** kann über eine [Messleitung](#) mit dem **Knoten für AUS-Kommando** eines [Schalters](#) verbunden werden. Unter Verwendung einer positiven Logik, d.h. **TRUE** = öffnen, **FALSE** = schließen, kann der Schalter geöffnet oder geschlossen werden. Ein Beispiel ist in nachfolgend dargestellt.

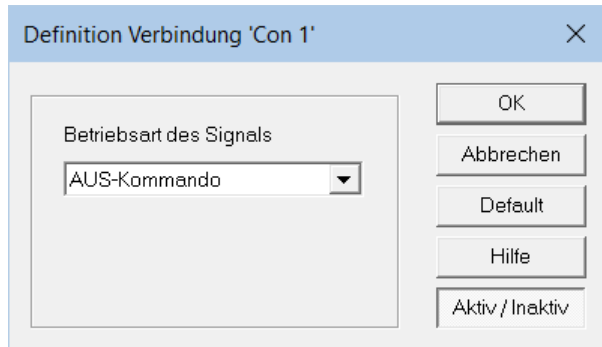


Abbildung 249: Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS → Schalter

Einstellwert	Bedeutung
AUS-Kommando	Im Sinne eines schutztechnischen AUS-Kommandos wird der Schalter geöffnet, aber nicht mehr geschlossen. <ul style="list-style-type: none"> 1 = TRUE : Schalter wird geöffnet 0 = FALSE : keine Aktion
Öffnen/Schließen	Der Schalter kann geöffnet oder geschlossen werden. <ul style="list-style-type: none"> 1 = TRUE : Schalter wird geöffnet 0 = FALSE : Schalter wird geschlossen

6.1.38.14 Anzeige der Ein- und Ausgangsfunktionen in einem Tooltip

ATPDesigner identifiziert automatisch die an einem Netzwerkelement **Schutzlogik/-TACS** über [Messleitungen](#) an den Eingängen 1..5 angeschlossenen [Schutzgeräte](#), [Schalter](#) oder andere Logikfunktionen und den am Ausgang über eine **grüne Messleitung** angeschlossenen [Schalter](#). Die erkannten Netzwerkelemente werden mit ihrem Referenznamen und dem anwenderspezifischen Namen in einem Tooltip angezeigt, wenn nach der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** der Mauszeiger über dem grafischen Symbol des TACS-Netzwerkelementes positioniert wird.

Die von ATPDesigner automatisch an den Eingängen und an dem Ausgang ermittelten Netzwerkelemente, mit deren logischen Zuständen, werden in einem Tooltip nach ausgeführter [Berechnung eines stationären Netzzustandes](#) angezeigt.

Anzeigetext	Bedeutung
Eing 1..5	Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des an Eingang 1..5 angeschlossenen Schutzgerätes oder Schalters
Ausg	Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des am Ausgang angeschlossenen Schutzgerätes oder Schalters oder Schutzlogik/-TACS Elementes.

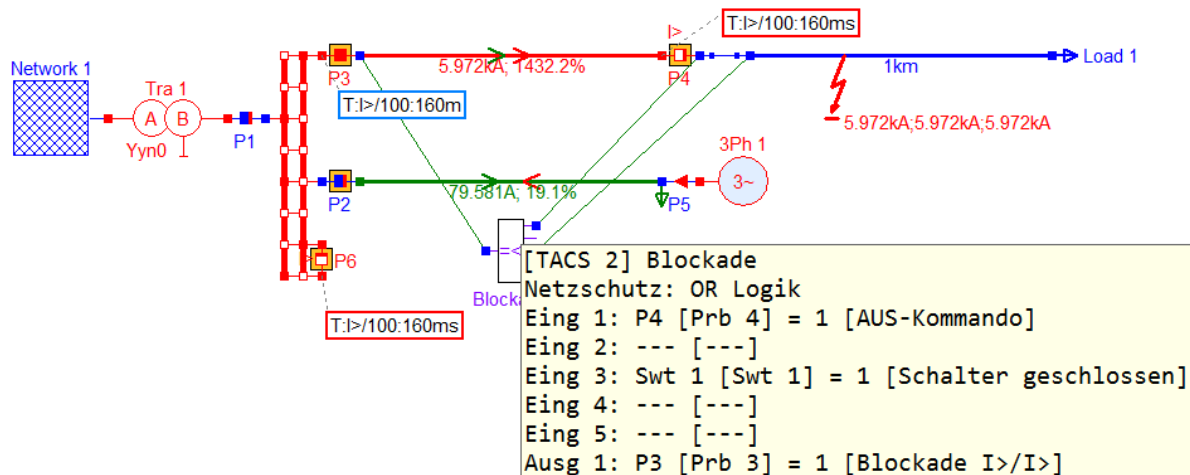


Abbildung 250: Anzeige der Signale mit logischen Zuständen

6.1.38.15 Logikfunktionen - Zulässige Reihenschaltung von Schutzgeräten

Die direkte Reihenschaltung mehrerer **Schutzgeräte** ist grundsätzlich zulässig. Um eine eindeutige Identifikation der einem **Schutzlogik/TACS** Element über **Messleitungen** angeschlossenen **Schutzgerätes** sicherzustellen, sind Regeln zu beachten. Unabhängig davon wird empfohlen, die von ATPDesigner automatisch an den Eingängen eines TACS-Netzwerkelementes erkannten Schutzgeräte nach einer **Berechnung eines stationären Netzzustandes** mit dem Tooltip zu überprüfen. Eine kritische Konstellation ist immer dann gegeben, wenn mehrere **Schutzgeräte** am gleichen Netzknoten direkt verbunden sind, der über eine **grüne Messleitung** mit einem Eingang eines TACS-Netzwerkelementes verbunden ist. Als Beispiel zeigt Abbildung 359 eine zulässige direkte Reihenschaltung von **Schutzgeräten**.

Regel 1: Sind zwei **Schutzgeräte** direkt an einem Netzknoten miteinander verbunden, so wird das Schutzgerät über die **grüne Messleitung** mit dem **Schutzlogik/TACS** –Eingang verbunden, das mit der **roten Pfeilspitze** auf den betrachteten Netzknoten zeigt.

Regel 2: Alle anderen direkten Reihenschaltungen von Schutzgeräten an einem gemeinsamen Netzknoten führen zu keinem eindeutigen d.h. zufälligen Ergebnis.

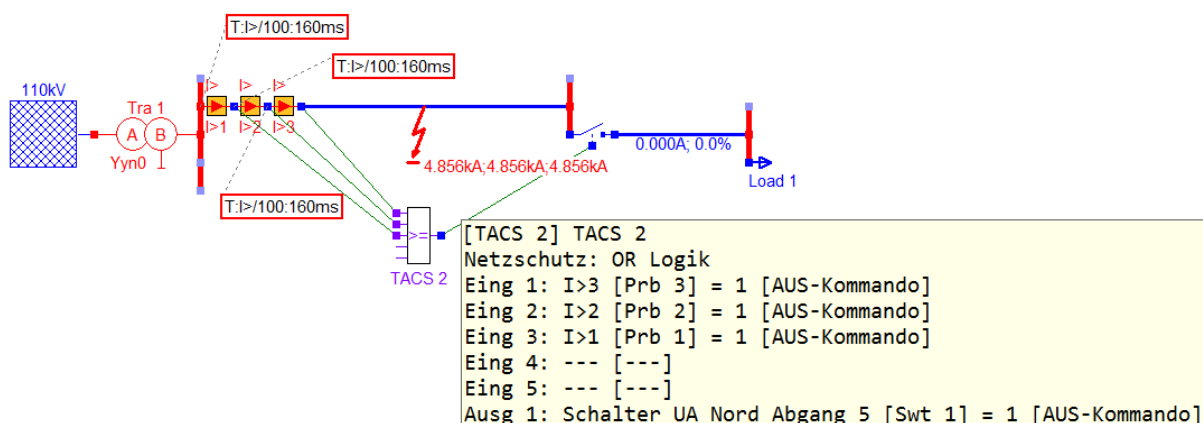


Abbildung 251: Logikfunktionen - Zulässige Reihenschaltung von Schutzgeräten

- ⇒ Es wird dringend empfohlen, nach einer erfolgten **Berechnung eines stationären Netzzustandes** die von ATPDesigner automatisch identifizierten Schutzgeräte und auch andere Netzwerkelemente mit dem Tooltip wie oberhalb dargestellt zu kontrollieren.

6.1.38.16 Unzulässige Verknüpfungen der Logikfunktionen

ATPDesigner prüft soweit möglich die Zulässigkeit der vom Anwender erstellten Logikfunktionen und deren Verbindungen untereinander. Es kann aber nicht gewährleistet werden, dass alle denkbaren grafischen Verbindungen der Logikfunktionen zu einem logisch korrekten Ergebnis führen.

- ⇒ **Es wird daher dem Anwender von ATPDesigner dringend geraten, die Logikfunktionen ausführlich und vollständig mit Hilfe der Tooltips der Logikfunktionen zu überprüfen.**

Folgende grafischen Verbindungen von Logikfunktionen, die mit dem Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS** realisiert werden, sind u.a. nicht zulässig:

- Verbindungen vom Ausgang zu einem der Eingänge der gleichen Logikfunktion
- Verbindungen von einem der Eingänge einer Logikfunktion zu einem der Eingänge einer anderen Logikfunktion
- Verbindungen vom Ausgang einer Logikfunktion zu dem Ausgang einer anderen Logikfunktion

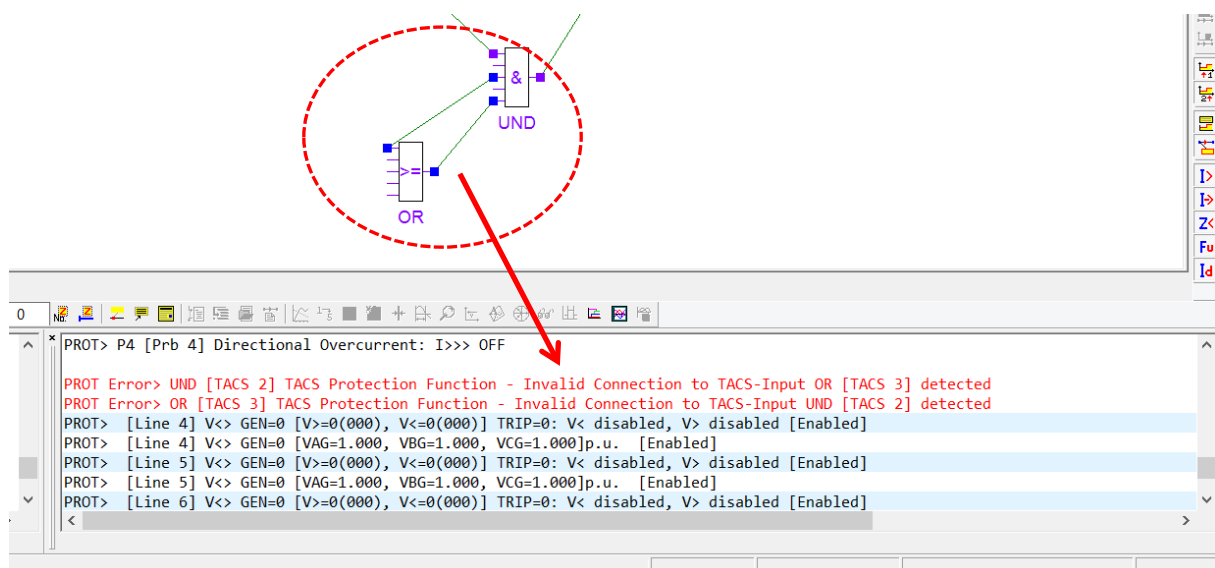


Abbildung 252: Beispiel für eine unzulässige Betriebsweise der Logikfunktion

Wird durch ATPDesigner ein Fehler in der Logikfunktion erkannt, so erfolgt eine Ausgabe im Fenster für **Netzschutzmeldungen**.

- ⇒ **Es kann nicht gewährleistet werden, dass alle denkbaren unzulässigen logischen Verbindungen von Logikfunktionen TACS durch ATPDesigner erkannt**

werden. Der Anwender von ATPDesigner wird aufgefordert, nicht erkannte unzulässige Logikfunktionen dem Autor oder Lizenzgeber anzuzeigen.

6.1.38.17 Beispiel: Blockade durch rückwärtige Verriegelung

Nachfolgend ist ein Beispiel für eine rückwärtige Verriegelung dargestellt.

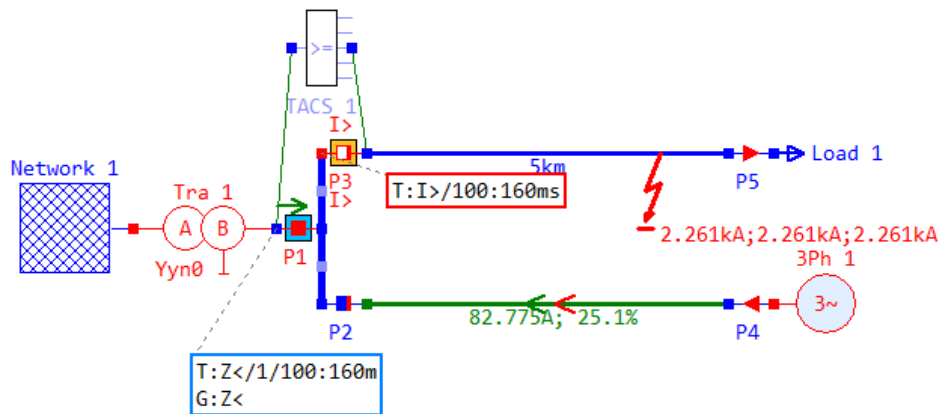
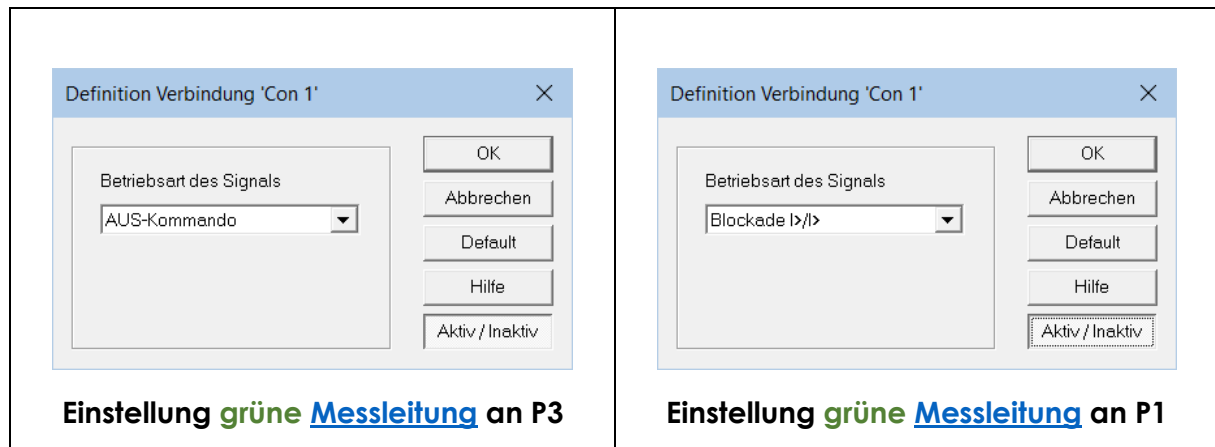


Abbildung 253: Blockade durch rückwärtige Verriegelung

Die beiden Schutzgeräte **P1** ([Distanzschutz](#)) und **P3** ([Überstromzeitschutz](#)) sind mit gleicher Staffelzeit eingestellt. Durch das **Schutzlogik/TACS** Element wird die AUS-Kommando von **P3** an **P1** weitergereicht und blockiert dadurch die I>-Anregung von **P1**.



Die schutztechnische Reaktion vom Schutzgerät **P1** ohne und mit Blockade wird im **hellblau eingerahmten Textframe** ausgegeben.

1. Zeile: Ergebnis der Schutzanalyse **ohne** Berücksichtigung der Ausgangssignale der Schutzlogik z.B. von Blockadesignalen
2. Zeile: Ergebnis der Schutzanalyse **mit** Berücksichtigung der Ausgangssignale der Schutzlogik

Das Ergebnis wird auch im Fenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

```

x
PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P1 [Prb 1] GEN=1 AUS=0 >>> G:Z< [T:Z</1/100:160ms] : Blockiert durch die Schutzlogik
PROT> P3 [Prb 3] GEN=1 AUS=1 >>> T:I>/100:160ms

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms
<

```

Abbildung 254: Ausgabe der Schutzanalyse ohne und mit den Ergebnissen der Schutzlogik

6.1.38.18 Schutzlogik „unsichtbar“ zeichnen

Die Schutzlogik inklusive der zugehörigen [Messleitungen](#) kann mit einer einstellbaren Zeichenfarbe „unsichtbar“ gezeichnet werden. Die Menüpunkte sind wie in Abbildung 363 gezeigt im Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz Logik** enthalten.

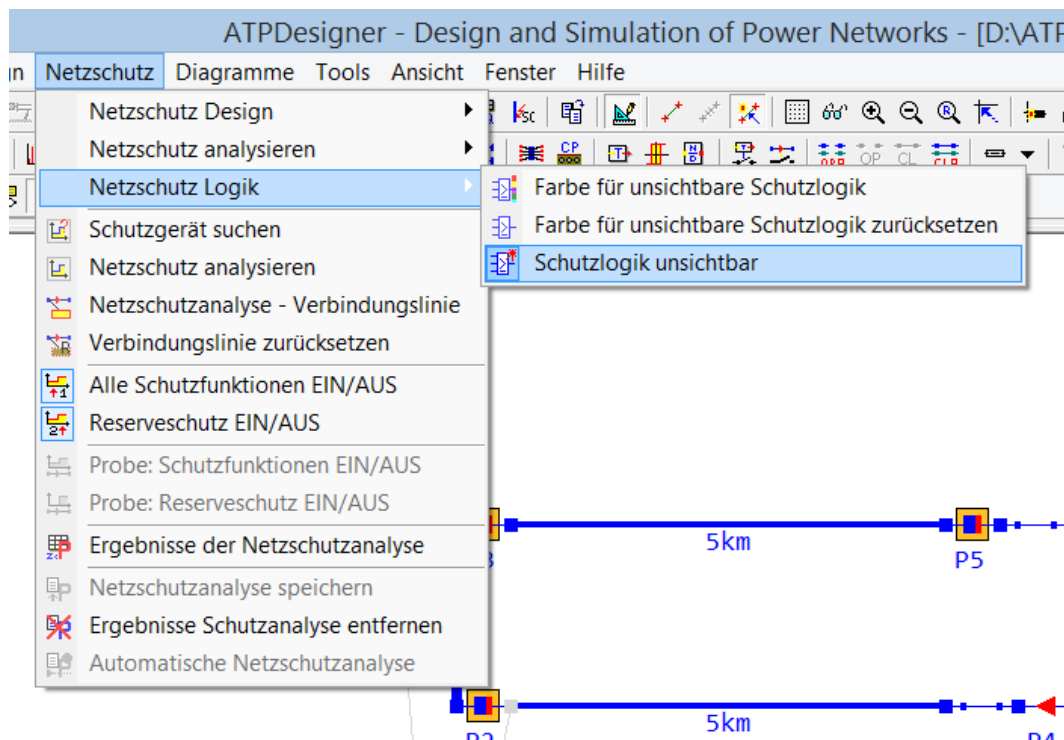


Abbildung 255: Schutzlogik – Zeichenfarbe „unsichtbar“

Menüpunkt	Bedeutung
Farbe für unsichtbare Schutzlogik	Die Zeichenfarbe für die „unsichtbare“ Schutzlogik kann ausgewählt werden.
Farbe für unsichtbare Schutzlogik zurücksetzen	Die Zeichenfarbe für die „unsichtbare“ Schutzlogik wird zurückgesetzt.
Schutzlogik unsichtbar	Die Schutzlogik wird sichtbar oder unsichtbar gezeichnet. Der Menüpunkt wird als Schalter zwischen sichtbar und unsichtbar verwendet.

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel für eine „unsichtbare“ Schutzlogik abgebildet. Die Farbe für die „unsichtbare“ Schutzlogik kann auch in der Registerkarte

Farben des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** mit dem Button **Unsichtbar** eingestellt werden.

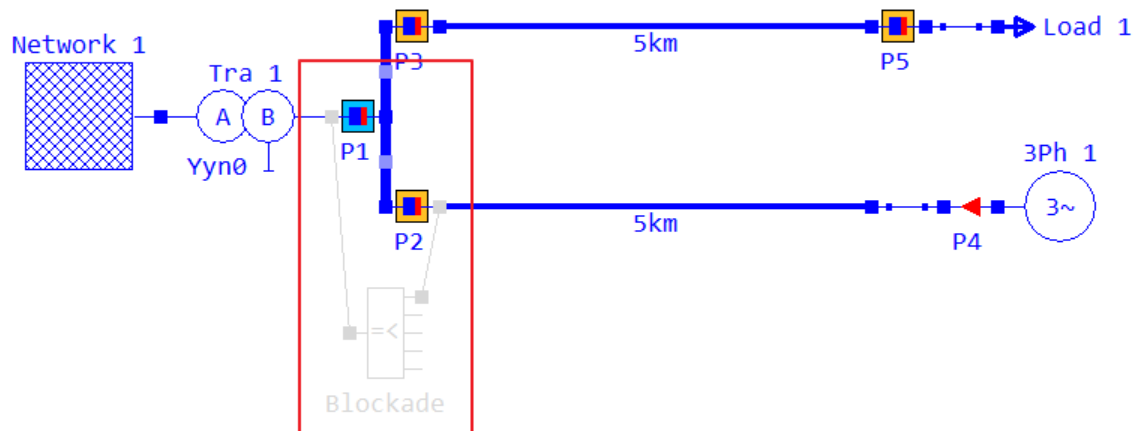
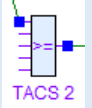
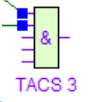


Abbildung 256: Beispiel für „unsichtbare“ Schutzlogik

6.1.38.19 Ausgangszustandes der Schutzlogik: Einfärbung in der Netzgrafik

Der Ausgangszustand der Schutzlogik wird in der Netzgrafik eingefärbt.

Symbol	Bedeutung
 TACS 2	Logischer Zustand des Ausgangs = 1
 TACS 3	Logischer Zustand des Ausgangs = 0

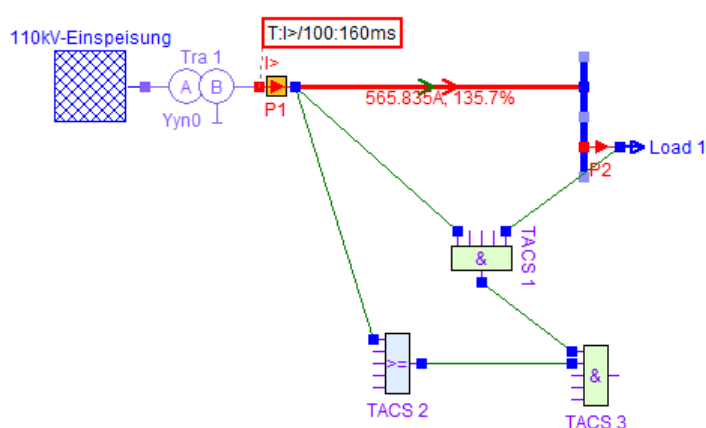


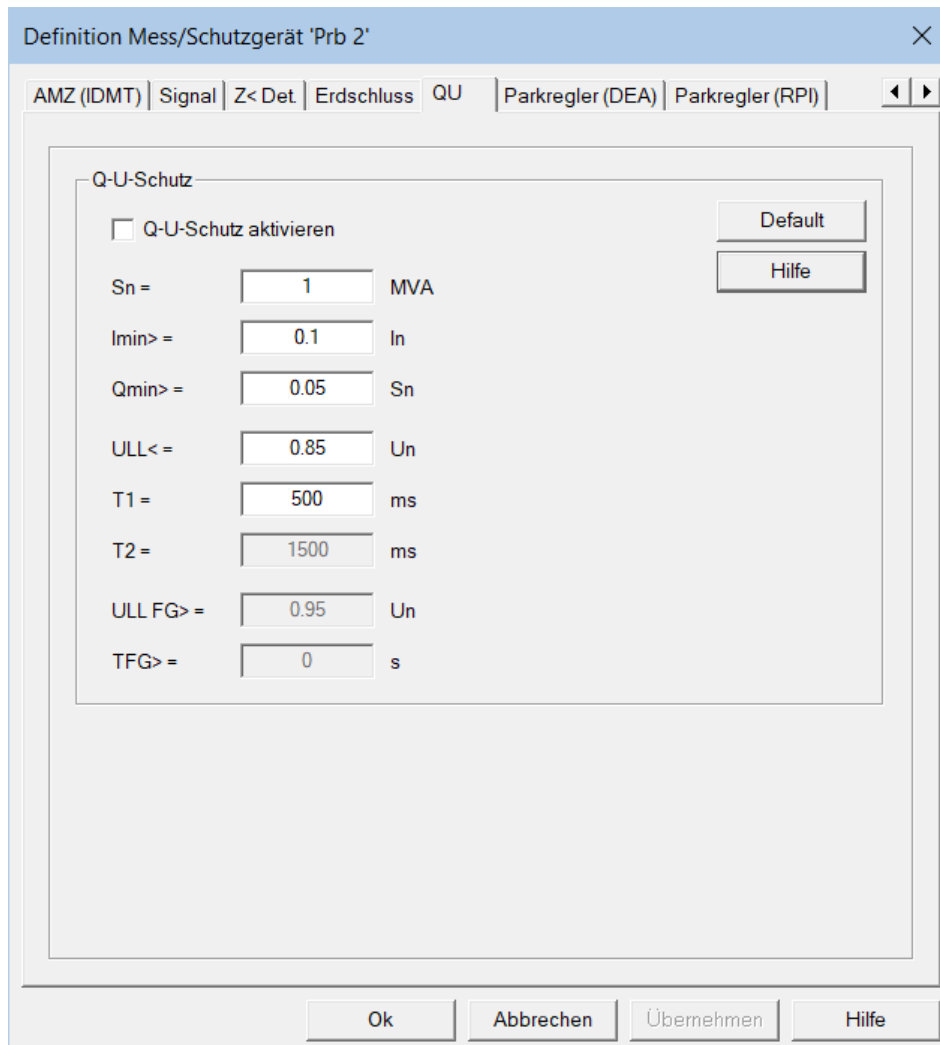
Abbildung 257: Einfärbung des Ausgangszustandes

6.1.39 Internes ATP basiertes Modell

Das Modell des [Mess/Schutzgerätes](#) besteht aus der Serienschaltung von zwei Resistenzen, die das ATP basierte Messobjekt (**MEASURING SWITCH**) beidseitig als Längselement einschließen. Damit wird das Messobjekt von dem restlichen elektrischen Netzwerk durch jeweils eine Längsresistenz entkoppelt. Der Wert der beiden internen Resistenzen kann im Einstelldialog [Einstellungen Elektrisches Netz](#), Registerkarte [Einstellung-en ATP](#) mit dem Einstellwert [CB Interne Resistanz](#) eingestellt werden.

6.1.40 QU: Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

Die Implementierung des Q-U-Schutzes erfolgte in Anlehnung an das Lastenheft des Q-U-Schutzes des FNN [14]. Der Einstelldialog des Q-U-Schutzes (Registerkarte **QU**) ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. In den nachfolgenden Erläuterungen werden Abbildungen und Textelemente aus dem FNN-Lastenheft [14] verwendet, um den fachlichen Bezug eindeutiger darzustellen.



Definition Mess/Schutzgerät 'Prb 2'

AMZ (IDMT) | Signal | Z< Det | Erdschluss | **QU** | Parkregler (DEA) | Parkregler (RPI)

Q-U-Schutz

☐ Q-U-Schutz aktivieren

Default

Hilfe

Sn = 1 MVA

Imin> = 0.1 In

Qmin> = 0.05 Sn

ULL< = 0.85 Un

T1 = 500 ms

T2 = 1500 ms

ULL FG> = 0.95 Un

TFG> = 0 s

Ok Abbrechen Übernehmen Hilfe

Abbildung 258: Einstelldialog der Q-U-Schutzes

Der Q-U-Schutz kann zusammen mit den folgenden Hauptschutzfunktionen verwendet werden, die in der Registerkarte **Allgemeine Daten** mit dem Einstellwert **Netzschutz** eingestellt werden.

Registerkarte	Hauptschutzfunktion
U<> & I>	<u>Gerichteter und ungerichteter Überstromzeitschutz</u>
Distanzschutz	<u>Distanzschutz</u>

In Anlehnung an das FNN-Lastenheft [14] wird die in der nachfolgenden Abbildung dargestellte Blindleistungsrichtungskennlinie (Variante 2) verwendet. Es wird das **Verbraucherzählpfeilsystem** im Sinne des roten Messpfeils des Mess/Schutzgerätes verwendet.

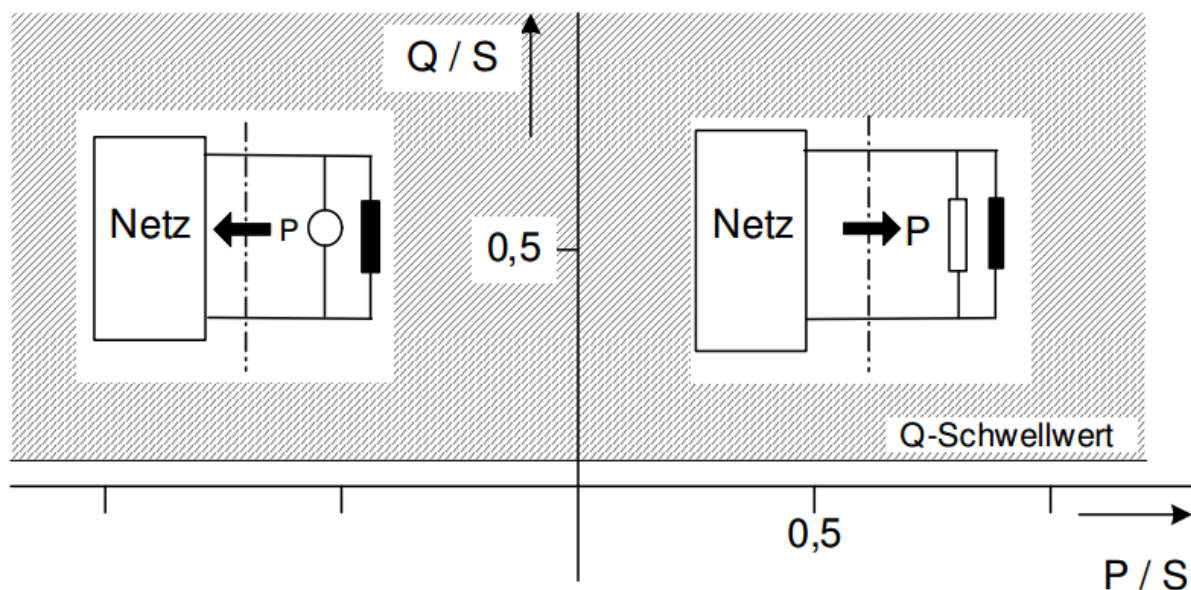


Abbildung 259: Blindleistungsrichtungskennlinie (Variante 2) nach FNN-Lastenheft [14]

Einstellwert	Bedeutung
Q-U-Schutz aktivieren	Q-U-Schutz ein- oder ausschalten
Imin>	Freigabestrom für Q-U-Schutz (UND-Verknüpfung der Messglieder) in Bezug auf den sekundären Wandlerbemessungsstrom
Qmin>	Ansprechschwelle für Blindleistung in Bezug auf die Nennscheinleistung S_n
ULL<	Ansprechwert des Q-U-Schutzes bei Unterspannung (UND-Verknüpfung der Anregungen der Leiter-Leiter-Spannungen)
T1	Zeitstufe für das AUS-Kommando der EZE-Schalter
T2	Zeitstufe für das AUS-Kommando am Netzanschlusspunkt (NAP)
ULL FG>	Freigabe zur Wiederschaltung (UND-Verknüpfung der Messglieder)
TFG>	Zeitstufe für Wiederschaltung der Erzeugungseinheiten (EZE)
Sn	Nennleistung der Erzeugungsanlage (EZA)

Die prinzipielle Wirkungsweise des Q-U-Schutzes ist nach FNN-Lastenheft [14] nachfolgend dargestellt.

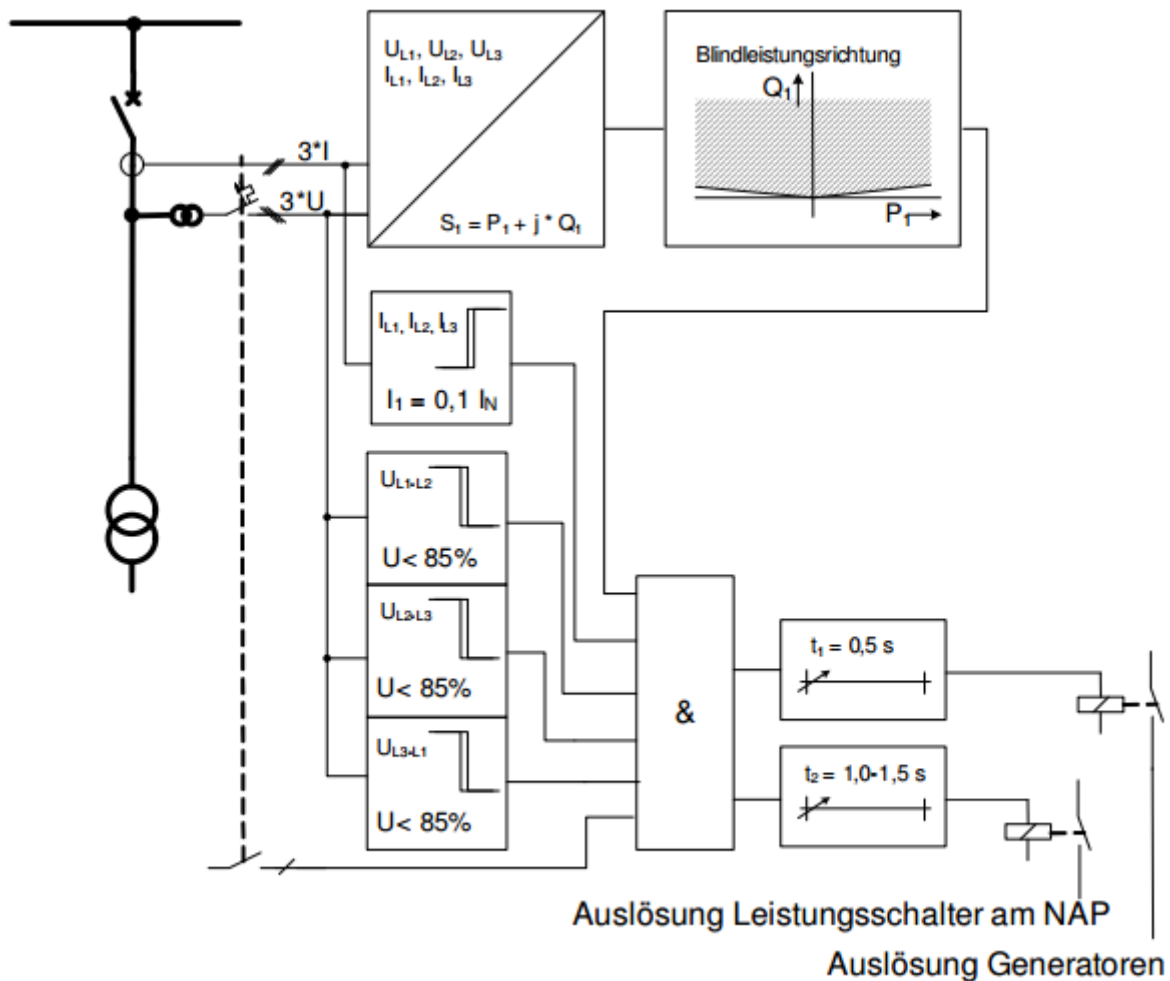


Abbildung 260: Prinzipielle Arbeitsweise des Q-U-Schutzes nach FNN-Lastenheft [14]

Zur Anregung des Q-U-Schutzes müssen die Beträge aller Leiter-Leiter-Spannungen unterhalb 85 % der Nennspannung liegen. Außerdem wird geprüft, ob der Betrag des Mitsystemstroms I_1 größer als der eingestellte Freigabestrom I_{min} ist. Zur Überprüfung des Ansprechwertes Q_{min} gilt zu berücksichtigen, dass laut FNN-Lastenheft Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz) die Überwachung in den Mitsystemgrößen erfolgen soll. Im Mitsystem beträgt die Anregeschwelle für Q_{min} somit nur noch ein Drittel des eingestellten Wertes. Dieser neue Wert wird mit der berechneten Mitsystemblindleistung Q_1 verglichen.

Werden alle Bedingungen erfüllt, so ist der Q-U-Schutz angeregt und löst nach der Staffelzeit $T1$ aus.

6.1.40.1 Ausgabe der Q-U-Schutz-Meldungen im Fenster *Netzschutzmeldungen*

Die Grafik zeigt die Meldung der Erdschlussrichtungserkennung im Fenster für **Netzschutzmeldungen**.

```

x
PROT> P16 [Prb 16] Erdschlussortung GEN=0 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, TU0>=60ms, TIE>=500ms, Dir=Ungerichtet] AUS=0

PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<, U>
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz U<>(1) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz U<>(2) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz U<>(3) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Ungerich
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=disabled, IE/Iref=0, Iref=1e+15A, Ungerich
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=disabled, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerich
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, T1=500ms, T2=1500ms] AUS=0
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [ANR=I>, MPSA=0, MPUS=0, DIS=999.952=19.999p.u., DI=999.952In, DU=0.0
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [I>=0(000), IE>=0, U>=0, U<=0] AUS=0: I>=1000In, TI>=100ms, IE>=0.5In
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [I>>=0] AUS=0: I>>=1000In, TI>>=1000ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P18 [Prb 18] Überstromzeitschutz GEN=0 [I>>>=0] AUS=0: I>>>=1000In, TI>>>=1000ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms

PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<, U>
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(1) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(2) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
<

```

Abbildung 261: Ausgabe der Q-U-Schutzmeldungen im Fenster Netzschutzmeldungen

Meldung	Bedeutung
QU	Anregung des Q-U-Schutzes <ul style="list-style-type: none"> 1 = angeregt 0 = nicht angeregt
Imin>	Anregung Imin> <ul style="list-style-type: none"> 1 = angeregt 0 = nicht angeregt
ULL<	Anregung ULL< <ul style="list-style-type: none"> 1 = angeregt 0 = nicht angeregt
Qmin>	Anregung Qmin> <ul style="list-style-type: none"> 1 = angeregt 0 = nicht angeregt
T1	Einstellwert T1
T2	Einstellwert T2
AUS	AUS-Kommando wegen Erdschlussortung <ul style="list-style-type: none"> 1 = AUS-Kommando aktiv 0 = AUS-Kommando nicht aktiv
Q-U-Schutz=inaktiv	Die Schutzfunktion ist deaktiviert

6.1.40.2 Ausgabe der Q-U-Schutz-Meldungen in der Netzgrafik

Die Ergebnisse des Q-U-Schutzes werden in der Netzgrafik angezeigt. Die angegebene Zeit entspricht der Zeitverzögerung T1.

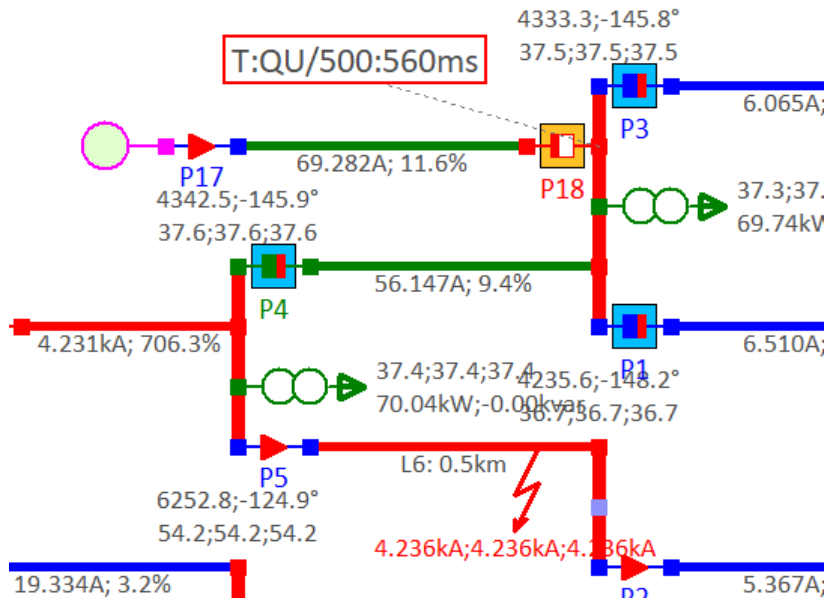


Abbildung 262: Ausgabe der Erdschlussrichtung in der Netzgrafik

Die automatische Inselnetzerkennung, die nach jedem AUS-Kommando ausgehend von den **Erzeugungsanlagen (DEA)** ausgeführt wird, erkennt, dass am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlagen (DEA)** keine Netzspannung anliegt. Daher wird die **Erzeugungsanlagen (DEA)** automatisch deaktiviert, was an der **magenta** Zeichenfarbe zu erkennen ist.

6.1.41 Betriebsart als Messgerät mit Schutzlogik - Netzzustandsbewertung

Das **Mess/Schutzgerät** kann als **Messgerät ohne Schutzfunktionen** verwendet werden. In dieser Betriebsart sind mehrere Überwachungsfunktionen wie z.B. die Strom- und Spannungsüberwachungen verfügbar, aber keine Zeitstufen. Die **Überwachungsfunktionen** werden durch die Anrefunktionen der Schutzgeräte realisiert.

Die Betriebsart als **Messgerät** kann sehr vorteilhaft zusammen mit der **Schutzlogik** zur Bewertung des physikalischen Netzzustandes verwendet werden.

6.1.42 Netzschutz Design

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner unterstützt den Anwender u.a. beim Erstellen von Funktionen und Einstellwerten des Netzschutzes. Die Funktionen sind im Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz Design** enthalten.

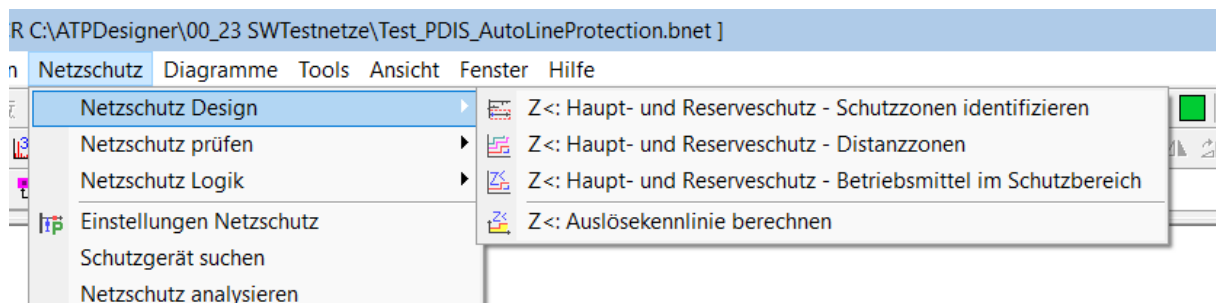


Abbildung 263: Netzschutz Design – Funktionen und Einstellwerte zum Netzschutz

6.1.42.1 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren

[DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes](#)

6.1.42.2 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Distanzzonen

[DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes](#)

6.1.42.3 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Betriebsmittel im Schutzbereich

[DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes](#)

6.1.42.4 Netzschutz Design: Z<: Auslösekennlinie berechnen

[DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes](#)

6.1.43 CBLV: Leistungsschalter für Niederspannungsnetze

Ein Leistungsschalter ist ein „mechanisches Schaltgerät, das Ströme unter bestimmungsgemäßen Betriebsbedingungen im Stromkreis einschalten, führen und ausschalten und auch unter festgelegten außergewöhnlichen Bedingungen, wie Kurzschluss, einschalten, während einer festgelegten Zeit führen und ausschalten kann.“ [26]. Die Grundlegende Funktionsweise eines Leistungsschalters ist vergleichbar mit der eines Leitungsschutzschalters. Im Fall eines zu hohen Effektivwertes des Stromflusses über eine bestimmte Zeit erfolgt einer allpoligen Unterbrechung der Leiterströme. Die Abschaltung kann dabei prinzipiell auf zwei Arten ausgelöst werden.

Im Falle eines Kurzschlusses fließt in aller Regel im Netz in mindestens einem der drei Leiter ein sehr hoher Kurzschlussstrom, der zur Schnellauslösung führt. Die **Schnellauslösung** wird in Kapitel [I-Bereich](#) genauer beschrieben. Die zweite Art der Auslösung erfolgt bei **Überlast**, bei dem in einem der drei Leiter ein Strom fließt welcher höher als der eingestellte Nennstrom, jedoch von seinem Betrag nicht so groß wie ein Kurzschlussstrom, ist. Dieser Strom führt zu einer zunehmenden Erwärmung eines Temperaturelementes und dadurch zu einer thermischen bedingten Abschaltung, was in Kapitel [L-I²t-Bereich](#) genauer ausgeführt wird.

Bei den Auslösekennlinien der Strom-Zeit-Charakteristik unterscheidet man dabei die [Auslösekennlinie](#) und die [Nichtauslösekennlinie](#). Die Auslösekennlinie beschreibt die Kennlinie, bei welchen Strom-Zeit-Wert der gemessenen Leiterströme vom Leistungsschalter abgeschaltet werden muss. Liegt ein Strom-Zeit-Wert unterhalb der Nichtauslösekennlinie darf der Leistungsschalter nicht auslösen und muss diesen Leiterstrom sicher führen. Damit der Leistungsschalter sowohl für ein sicheres Auslösen sowie für ein sicheres Nichtauslösen anwendbar ist, werden in diesem Modell die Kennlinien als Auswahlmöglichkeit im Einstelldialog bereitgestellt.

6.1.43.1 Grundlagen einstellbarer Leistungsschalter

Im Folgenden werden elektronische, einstellbare Leistungsschalter betrachtet. Diese Leistungsschalter lassen sich, auf Grund ihrer Strom-Zeit-Charakteristik, generell in zwei Arten der Auslösecharakteristik einteilen. Die jeweiligen Bereiche der Strom-Zeit-Charakteristiken werden unter [Beschreibung der Teilbereiche](#) erläutert, werden aber im Folgenden kurz eingeordnet und benannt.

6.1.43.2 CBLV: TMTU-Auslöser

Ein TMTU-Auslöser ist ein thermomagnetischer Auslöser (**T**hermal **M**agnetic **T**rip **U**nit) und besteht aus zwei Auslösebereichen.

Der **rote** [I-Bereich](#) in nachfolgender Abbildung bildet dabei eine stromabhängig zeitverzögerte Auslösung ab, im Sinne einer thermischen Erwärmung, welche vergleichbar mit der Auslösecharakteristik eines Bi-Metallauslöser ist. Der **grüne** Bereich der Kennlinie ist der unverzögerte [I-Bereich](#). In diesem Bereich liegen Kurzschlussströme mit dem Vielfachen des Nennstroms bzw. Bemessungsstromes des Leistungsschalters, welche vergleichbar mit einem elektromagnetischen Schnellauslöser, in Schnellzeit abgeschaltet werden.

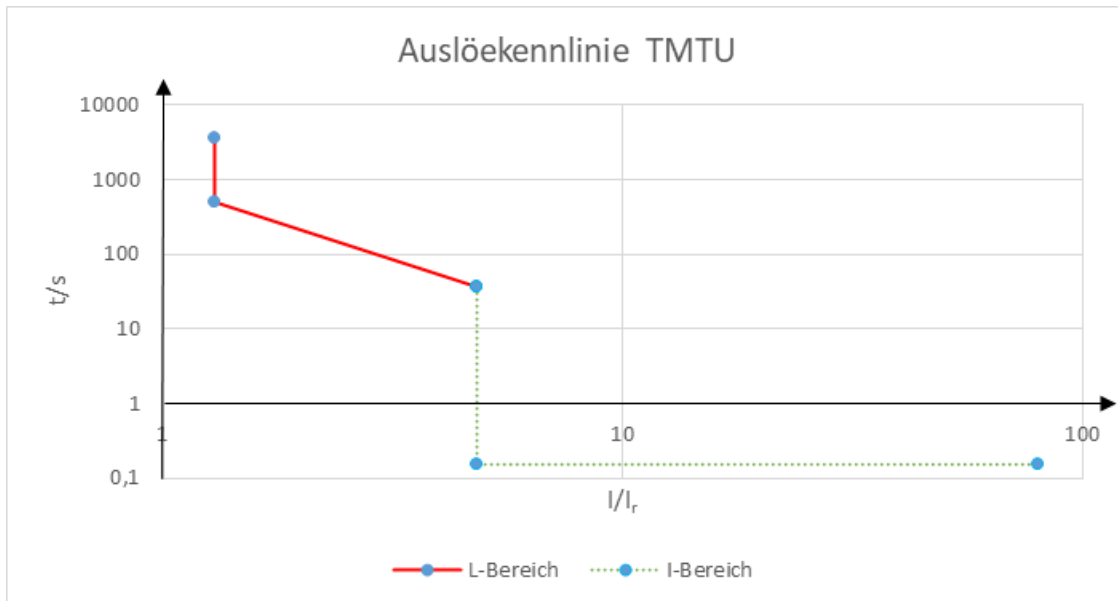
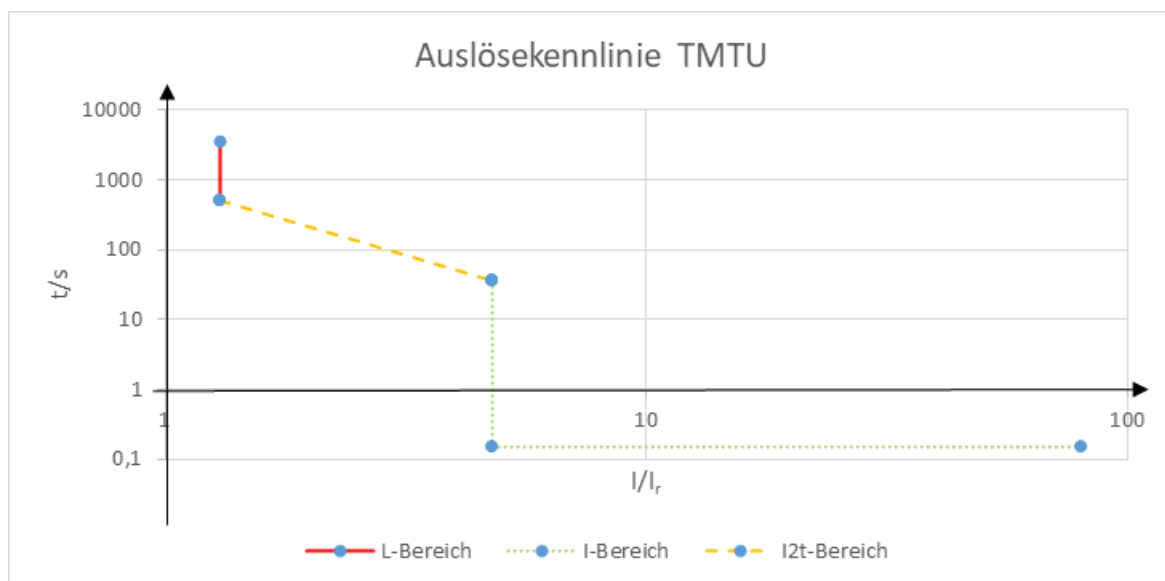


Abbildung 264: Auslösekennlinie TMTU-Auslöser

Zu dem L-Bereich in der nachfolgenden Abbildung gehören zwei Geradenabschnitte, die voneinander getrennt verwendet werden können. Der erste Bereich mit dem **roten** Geradenabschnitt wird als L-Bereich bezeichnet, gefolgt von dem L-I²t-Bereich in **orange**.

Abbildung 265: Auslösekennlinie TMTU-Auslöser mit L-I²t-Bereich

6.1.43.3 CBLV: ETU-Auslöser

Der **ETU-Auslöser** ist ein elektronischer Auslöser (**E**lectronic **T**rip **U**nit) und ist in seinem Kennlinienverlauf ähnlich dem [TMTU-Auslöser](#). Es ist ein zusätzlicher [S-Bereich](#) vorhanden.

Der [S-Bereich](#) wird im Diagramm in der nachfolgenden Abbildung **blau** dargestellt. Der **gelb** dargestellte Kennlinienbereich kann sowohl mit konstanter Auslösezeit oder als **S-I²t-Bereich**, mit dem Verlauf des Schmelzintegrals, verwendet werden. Die übrigen Bereiche bleiben gleich zum [TMTU-Auslöser](#) oder ergeben sich durch Berechnung wie im weiteren Verlauf noch beschrieben.

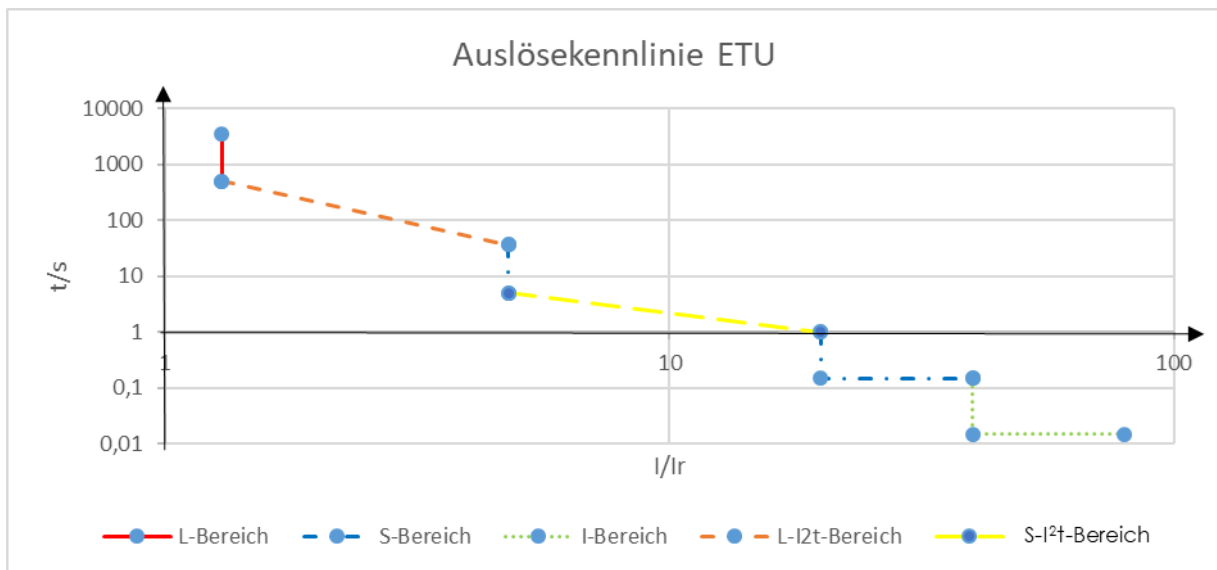


Abbildung 266: Auslösekennlinie ETU-Auslöser mit L-I²t-Bereich

6.1.43.4 Normative Vorgaben für das generische Modell

Das Auslöseverhalten von Leistungsschaltern ist in DIN VDE 0660-101 [26] prinzipiell mit wenigen Eckpunkten für die Kennlinien definiert, welche einzuhalten sind. Um das generische Modell im Sinne einer möglichst allgemeingültigen Verwendbarkeit definieren zu können, wurden aus mehreren handelsüblichen Leistungsschaltern weitere Kennlinienelemente ermittelt und in dem vorliegenden generischen Modell berücksichtigt. Dadurch ist es möglich, ein generisches, herstellerunabhängiges Modell zu konzipieren, welches das Verhalten möglichst vieler handelsüblicher Leistungsschalter in guter Näherung nachbilden kann.

6.1.43.4.1 Konventioneller Nichtauslösestrom und konventioneller Auslösestrom

So definiert DIN VDE 0660-101 [26] einen **konventionellen Nichtauslösestrom** und einen **konventionellen Auslösestrom**.

Bezeichner	Bedeutung
Konventioneller Nichtauslösestrom = $1,05 \cdot I_r$	Der konventionelle Nichtauslösestrom ist der Strom, bis zu dem der Leistungsschalter nicht auslösen darf.
konventioneller Auslösestrom = $1,3 \cdot I_r$	Der konventionelle Auslösestrom, bis zu dem der Leistungsschalter ausgelöst haben muss.

- Die Auslösepunkte sind entsprechend DIN VDE 0660-101 [26] nach spätestens zwei Stunden, bei Stromkreisen mit Beträgen der Leiterströme mit $I_n < 63A$ oder nach spätestens einer Stunde bei Stromkreisen mit $I_n \geq 63A$ einzuhalten.

Somit betrifft diese normative Vorgabe im Wesentlichen nur den [L-Bereich](#). Der Bereich zwischen L- und I-Auslöser wird nach der Norm mit dem Verhalten des Joule-Integrals (I^2t) beschrieben, wozu aber keine genaueren Anforderungen DIN VDE 0660-101 [26] festgelegt werden. Für den [I-Bereich](#) gibt die Norm DIN VDE 0660-101 [26] eine maximale Abweichung von $\pm 20\%$ vom eingestellten Auslösestrom vor.

6.1.43.5 CBLV: Einstelldialog des Leistungsschalters

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte **LS 400V** mit den Einstellwerten des Leistungsschalters.

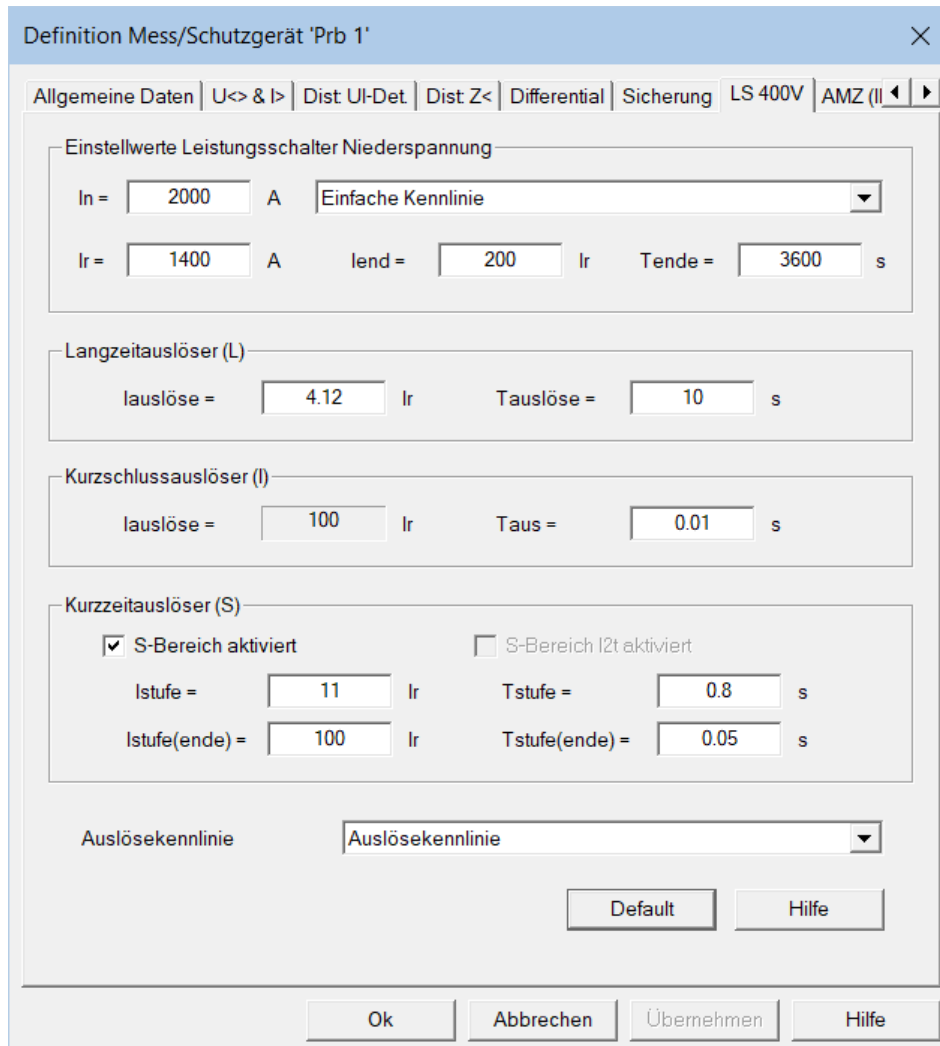


Abbildung 267: Einstelldialog Leistungsschalter LS 400V

Bezeichner der Gruppe	Bedeutung
Langzeitauslöser (L)	L-Bereich
Kurzschlussauslöser (I)	I-Bereich
Kurzzeitauslöser (S)	S-Bereich

Hinweis

Nachfolgend werden in Gleichungen und Formeln und einigen Beschreibungen die Bereiche der Kennlinie am Anfang des jeweiligen Index dem Bezeichner zugeordnet, um eine bessere Übersichtlichkeit zu erlangen.

- Beispiel eines Bezeichners: **Tauslöse** im I-Bereich wird als **T_(I)auslöse** beschrieben.

Allgemeine Einstellwert	Bedeutung
<u>Tende</u>	Ende des dargestellten Zeitbereichs in s
<u>In</u>	Nennstrom in A, wird nur zu grafischen Ausgabe benötigt
<u>Ir</u>	Bemessungsstrom in A
<u>Iende</u>	Ende des dargestellten Strombereichs bezogen in bezogen auf I_r
Auswahl der Betriebsart	Auswahl der Betriebsart für die angewendete Kennlinie <ul style="list-style-type: none"> ▪ Einfache Kennlinie ▪ Genaue Kennlinie
Kennlinienauswahl	Auswahl der Kennlinie für die Berechnung der Auslösezeit <ul style="list-style-type: none"> ▪ Auslösekennlinie ▪ Nicht-Auslösekennlinie ▪ Mittelkennlinie

Einstellwert <u>L-Bereich</u>	Bedeutung
<u>Tauslöse</u>	Einsetzen der Langzeitauslösung in s
Iauslöse/Ir	Auslöseströme zur Langzeitauslösung bezogen auf I_r
Tr	Zeitliches Verschieben des L-I _{2t} -Bereichs in s bei Betriebsart einfacher Kennlinie
I_{sd}/Ir	Strom zum Verschieben der S-Stufe bezogen auf I_r

Einstellwert <u>I-Bereich</u>	Bedeutung
Tauslöse	Einsetzen der Kurzschlussauslösers in s
Iauslöse/Ir	Auslöseströme zur Kurzschlussauslösers bezogen auf I_r , entspricht hier dem Wert von Iende des S-Bereichs

Einstellwert <u>S-Bereich</u>	Bedeutung
S-Bereich aktiv	Aktivierung <u>S-Bereich</u>
Iauslöse/Ir	Auslöseströme zur Langzeitauslösung bezogen auf I_r
S-I_{2t}-Bereich aktiv	Ein- bzw. Ausschalten des Verlaufs nach Schmelzintegral in der S-Stufe
<u>Istufe/Ir</u>	Einsetzen der S-Stufe bezogen auf I_r
<u>Istufe(ende)/Ir</u>	Strom für das Ende der S-Stufe in bezogen auf I_r
<u>Tstufe</u>	Einsetzen der S-Stufe in s
<u>Tstufe(ende)</u>	Ende der S-Stufe in s
Ii/Ir	Strom zum Verschieben des Übergangs der S-Stufe zum I-Bereich bezogen auf I_r
tsd	Verschieben Einsetzen der S-Stufe, typische Einstellwerte zwischen 0,1 und 0,4

⇒ Im S-Bereich wird die Bezeichnung **Stufe** verwendet, um die zusätzliche Stufung innerhalb des S-Bereichs zu verdeutlichen.

Durch die Auswahl der Betriebsart werden die Kennlinien und damit verbunden einige Einstellwerte angepasst.

- ⇒ Um eine praxisgerechte Kennlinie des Modells zu erhalten, sollten einige Bedingungen bei den Einstellwerten durch den Anwender berücksichtigt werden. Die Einhaltung wird durch ATPDesigner nicht überprüft, da ein grundlegendes Fachwissen vorausgesetzt wird.

Die jeweiligen Bereiche der Kennlinie werden in den definierten Bedingungen und einigen anderen Erklärungen an der Einstellwerte der jeweiligen Betriebsart im ersten Buchstaben des Index beschrieben, um eine erhöhte Übersichtlichkeit zu erlangen.

Für die Betriebsart **Einfache Kennlinie**

$$T_{ende} > T_{(L)auslöse} > T_{(S)stufe} \geq T_{(S)stufeEnde} \geq T_{(I)auslöse}$$

$$I_{(L)auslöse}/I_r < I_{(S)stufe}/I_r < I_{(S)stufeEnde}/I_r < I_{ende}/I_r$$

Für die Betriebsart **Genaue Kennlinie**

$$T_{ende} > T_r \geq T_{sd} > T_{(S)stufeEnde} \geq T_{(I)auslöse}$$

$$I_{sd}/I_r < 1,2 \cdot I_i/I_r < I_{(S)stufeEnde}/I_r < I_{ende}/I_r$$

Zur Verdeutlichung der Bezeichnungen folgen die Beschreibung der **Betriebsarten** und jeweils ein beispielhaftes Diagramm einer Auslösekennlinie eines [ETU-Auslösers](#), welches nur die Beschriftung der Eckpunkte als Wertepaare $[I/I_n, t]$ angibt. Die Eckpunkte werden in dem generischen Modell des Leistungsschalters berücksichtigt.

6.1.43.5.1 CBLV Betriebsart: einfache Kennlinie

Die einfache Kennlinie reicht für die meisten Betrachtungen aus. Es kann zusätzlich ein S-Bereich in die Kennlinie integriert werden, jedoch besteht keine Möglichkeit zur Auswahl den [S-I²t-Bereich](#) zu integrieren. Der einfache Kennlinienverlauf ermöglicht die Einstellungen mit den folgenden Einstellwerten.

Bereich	Einstellwerte
L-Bereich	lauslöse
	Tauslöse
I-Bereich	lauslöse
	Tauslöse
S-Bereich	S-Bereich aktiv
	Istufe
	Tstufe
	IstufeEnde
	TstufeEnde

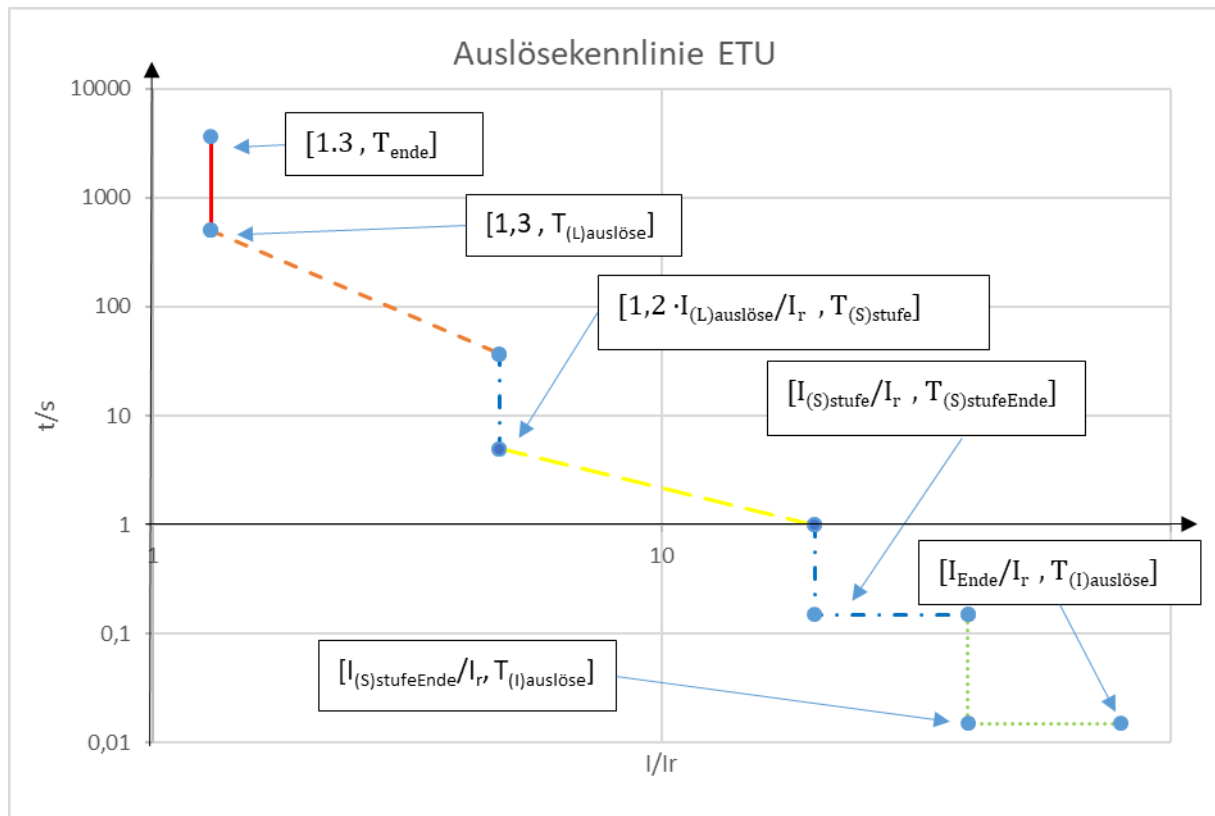


Abbildung 268: Auslösekennlinie ETU mit Eckpunkten zur Beschreibung der Kennlinie

6.1.43.5.2 CBLV Betriebsart: genaue Kennlinie

Bei der genauen Kennlinie wird sich bzgl. der Einstellwerte, an den von Herstellern in tatsächlichen Leistungsschaltern herausgeführten Möglichkeiten zur Parametrierung orientiert. Zusätzlich werden noch weitere Einstellmöglichkeiten bereitgestellt, um ein möglichst breites Spektrum an Leistungsschaltern nachbilden zu können. Bei der genauen Kennlinie ist der S-Bereich dauerhaft aktiviert und somit nicht als Einstellmöglichkeit vorgesehen. Des Weiteren besteht bei der genauen Kennlinie die Möglichkeit im S-Bereich zu entscheiden, ob die Kennlinie in Teilen dem Verlauf des Schmelzintegrals folgen soll (S-I²t-Bereich), oder ob die Berechnung der Zeit ausschließlich mittels Konstanten im S-Bereich zu erfolgen hat. Diese Option im S-I²t-Bereich wird bei realen Leistungsschaltern oft mit der Option: „I²t“ für den aktiven S-I²t-Bereich und „Std“ für einen inaktiven S-I²t-Bereich angegeben. Die Einstellwerte bei dieser Betriebsart gestalten sich wie folgt:

Bereich	Einstellwerte
L-Bereich	Isd
	Tr
I-Bereich	I _{auslöse}
	T _{auslöse}
S-Bereich	S-I ² t-aktiv
	li
	Tsd
	I _{stufeEnde}
	T _{stufeEnde}

Die nachfolgende Abbildung zeigt, welche Auswirkung die veränderten Einstellungen in der Betriebsart **Genaue Kennlinie** auf den Kennlinienverlauf haben.

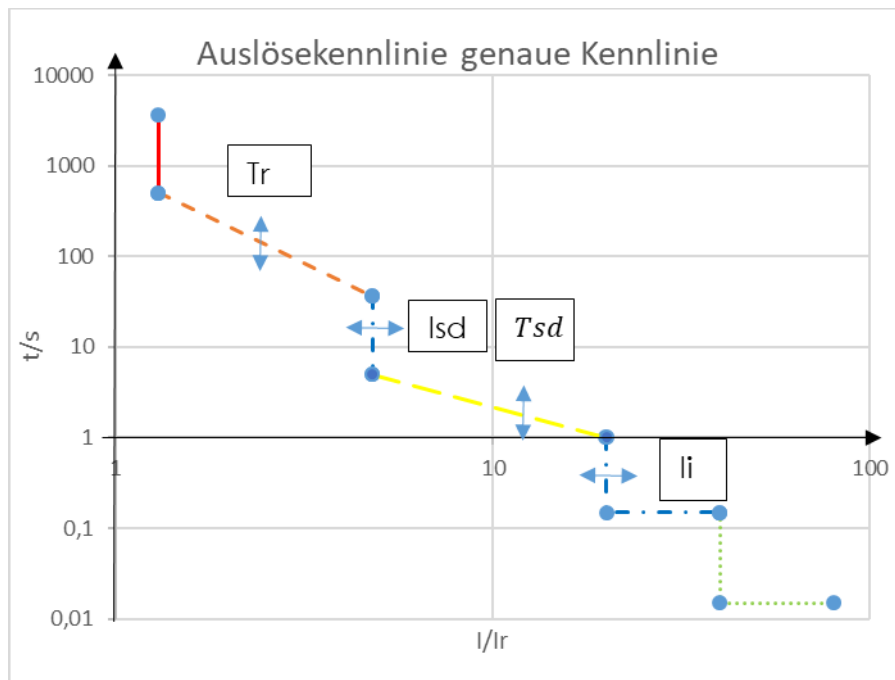


Abbildung 269: Auslösekennlinie in der Betriebsart Genaue Kennlinie

6.1.43.6 Bemessungsstrom I_r

In der Berechnung des generischen Modells wird mit einer auf den Bemessungsstrom normierten Größe I/I_r gerechnet. Nach der internen Berechnung des Modells mit den Einstellwerten wird die Kennlinie auf physikalische Größen umgerechnet und angewendet. Im Folgenden werden die auf den Bemessungsstrom I_r bezogenen Werte als p.u.-Werte bezeichnet. Die Eingabe des Bemessungsstromes erfolgt in der Einheit A.

$$1 \text{ p.u.} = I_r$$

6.1.43.7 Nennstrom I_n

Der Nennstrom der Schutzeinrichtung gibt den Strom an, der die Grenze des Einsatzbereiches des Schutzorgans darstellt. Er wird in der Berechnung des generischen Modells aktuell nicht weiterverwendet. Ist aber als Eingabewert im Dialog vorgesehen da auch die reale Auswahl des Leistungsschalters die Größe des Nennstromes berücksichtigt. Die Eingabe des Nennstromes erfolgt in der Einheit A.

6.1.43.8 L-Bereich: Tende

Der Zeitpunkt T_{Ende} stellt die Begrenzung des Langzeitauslösers ([L-Bereich](#)) in Sekunden dar. Ab dieser zeitlichen Grenze wird keine Kennlinie mehr angezeigt, weshalb diese Zeit auf maximal 3600s einzustellen ist. Die Zeit ist nach DIN VDE 0660-101 [26] vorgegeben als Zeitpunkt, zu dem spätestens eine Langzeitauslösung erfolgt sein muss. Da diese Zeit nur den normativen Grenzwert darstellt und auch je nach Leistungsschalter

durchaus unterschritten werden kann, ist ein Einstellwert verfügbar. Dieser Zeitwert wird für die Berechnung nicht verwendet, sondern findet nur Einsatz in der grafischen Kennlinienausgabe.

6.1.43.9 I-Bereich: Schnellauslösung $I_{\text{auslöse}}/I_r$ und I_{ende}/I_r bzw. I_i

Um festzulegen ab welchem Strom eine Schnellauslösung ([S-Bereich](#)) zu erfolgen hat, wird der Auslösestrom in p.u. eingestellt. In DIN VDE 0660-101 [26] wird dieser als „*Bemessungsauslösestrom der unverzögerten Auslösung*“ bezeichnet und mit I_i bezeichnet. Der Auslösestrom $I_{(I)\text{auslöse}}$ bzw. I_i ist gleich dem Strom $I_{(S)\text{stufeEnde}}$ weshalb keine Einstellung des Wertes direkt im Dialog des I-Bereich eingestellt wird, sondern im S-Bereich. Das Ende des Strombereiches wird auch auf den Bemessungsstrom normiert in p.u. eingestellt.

6.1.43.10 S/L-Bereich: Zeitliche Grenzen L- I^2t -Bereich Tauslöse (S-Bereich) und Tauslöse (L-Bereich)

Diese beiden Einstellwerte beziehen sich jeweils auf den Auslösezeitpunkt bei Schnellauslösung ([S-Bereich](#)) und Langzeitauslösung ([L-Bereich](#)). Sie stellen somit die zeitlichen Grenzen des [L- \$I^2t\$ -Bereich](#) dar und sind in Sekunden einzustellen.

6.1.43.11 S-Bereich: Einstellwerte I_{stufe}/I_r ; T_{stufe} ; $I_{\text{stufeEnde}}/I_r$ und $T_{\text{stufeEnde}}$

Durch diese Einstellwerte kann die zusätzliche Anregestufe des [S-Bereiches](#) eingestellt werden. Der Übergang der zusätzlichen **S-Stufe** zu den angrenzenden Anregestufen kann dabei durch diese Einstellung festgelegt werden. Aus den Kennlinien am Markt verfügbarer Leistungsschalter wurden dazu Messpunkte aufgenommen und diese mit mathematischen Funktionen beschrieben.

6.1.43.12 CBLV: Beschreibung der Teilbereiche

In einem ersten Schritt wurde die Kennlinie der Leistungsschalter in Auslöse- und eine Nichtauslösekennlinie unterteilt und diese wiederum in weitere Teilbereiche gegliedert. Die Nichtauslösekennlinie ist diejenige, bis zu welcher der Strom-Zeitwert nicht zum Auslösen des Leistungsschalters führen darf. Die Auslösekennlinie dementsprechend ist die Kennlinie, bei der der Strom-Zeitwert zur Auslösung geführt haben muss. In der optischen Mitte wird die Mittelkennlinie definiert, welche als zusätzliche Kennlinienmöglichkeit bereitgestellt wird. Die hier beschriebenen Teilbereiche sind exemplarisch für die Betriebsart „einfache Kennlinie“ ausgeführt. Für die „genaue Kennlinie“ gilt ein ähnliches Vorgehen, was hier jedoch nicht ausführlich beschrieben wird.

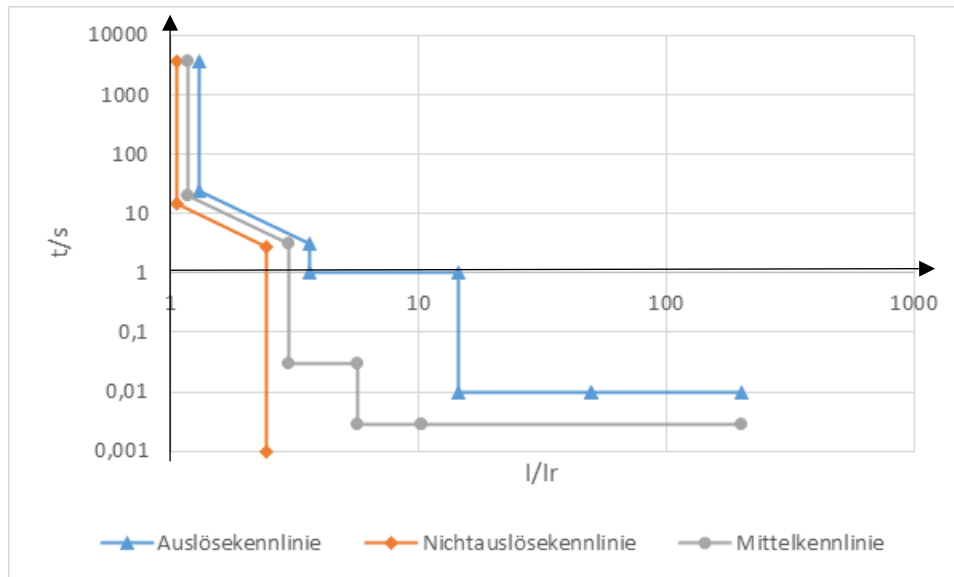


Abbildung 270: Kennlinien des Leistungsschalters

Das Diagramm in obiger Abbildung zeigt die Auslösezeit in Abhängigkeit des Effektivwertes der Leiterströme. Da die Kennlinien große Zeit und Strombereiche abdeckt wird diese üblicherweise doppellogarithmisch dargestellt.

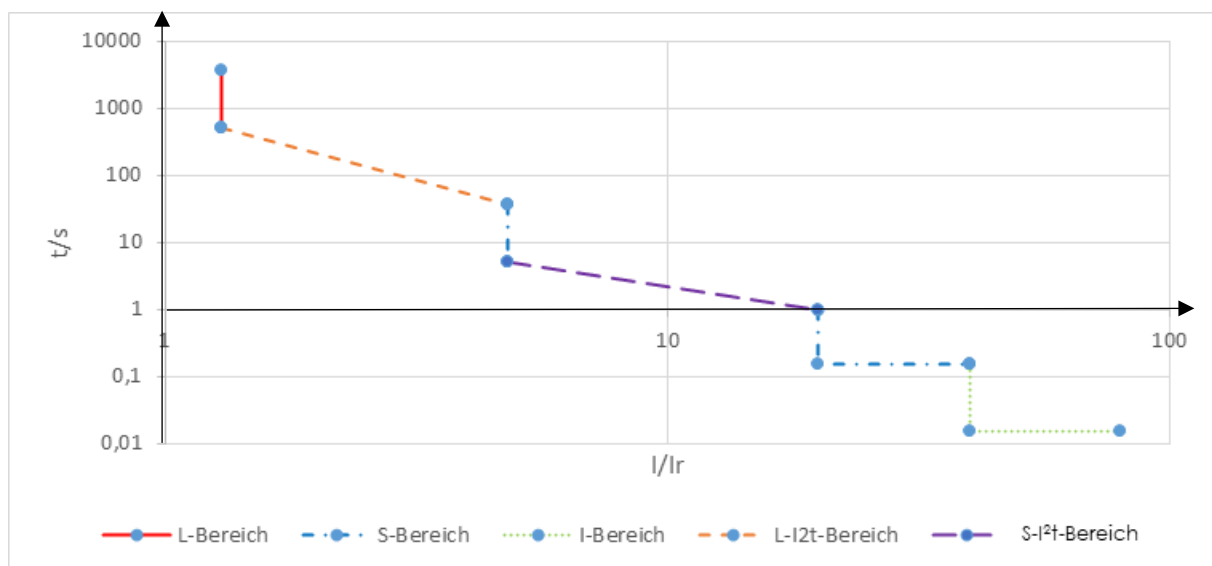


Abbildung 271: Benennung der Kennlinienbereich in einer beispielhaften Auslösekennlinie

6.1.43.12.1 CBLV: L-Bereich

Der **L-Bereich** (Long-Time) beschreibt den Bereich der Langzeitauslösung bei einer Überlast, der in seinem Verhalten vergleichbar mit der Auslösung eines Bi-Metallauslösers ist. Der Abstand der Kennlinien dieses Bereichs lässt sich DIN VDE 0660-101 [26] entnehmen, die für die Auslöse- und Nichtauslösekennlinie die Grenzwerte des Stroms bezogen auf den Nennstromeinstellwert angibt. Der zugehörige Auslösezeitwert für die Auslösekennlinie wird nur als maximaler Grenzwert festgelegt und ist als Einstellwert vorgesehen. Dadurch wird eine Einstellung mehrerer Leistungsschalter nach dem Selekti-

vitätsprinzip möglich und der Anwender kann in guter Näherung, innerhalb der Grenzen, wie bei am Markt üblichen Produkten einstellen, wann eine Überlastauslösung zu erfolgen hat. Der Auslösezeitpunkt an der Nichtauslösekennlinie wird intern durch Berechnung ermittelt, da hier nur der Stromgrenzwert festgelegt ist sowie das Ende des [L-I²t-Bereich](#) in dieser Kennlinie, wodurch von diesem Zeitpunkt auf den Auslösezeitpunkt am [L-Bereich](#) geschlossen werden kann.

6.1.43.12.2 CBLV: I-Bereich

Im **I-Bereich** (Instantaneous) erfolgt eine Abschaltung unverzüglich, vergleichbar mit einem elektromagnetischen Schnellauslöser. Diese Auslösung wird für Kurzschlüsse benötigt, da bei Kurzschlussströmen eine schnelle Abschaltung in wenigen Millisekunden erforderlich ist, um eine mechanische und thermische Schädigung der Betriebsmittel zu vermeiden sowie die Personensicherheit sicherzustellen. Die Auslöse- und Nichtauslösekennlinie werden hier durch die in der Norm geforderte Toleranz von maximal $\pm 20\%$ vom Einstellwert des Auslösestroms festgelegt. Der tatsächliche netzphysikalisch wirk-same Auslösestrom wird für den Einstellwert des Auslösestroms $+20\%$ festgelegt und der Nichtauslösestrom für den Einstellwert des Auslösestroms -20% .

Die Auslösekennlinie wird dabei an dem Zeitpunkt $t_{\text{Auslöse}}$ unterbrochen und bildet ab dort eine Parallele zur Zeitachse. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei beliebig hohen Strömen technisch keine beliebig schnelle Abschaltung möglich ist und der Kurzschluss erst nach einer endlichen Zeit abgeschaltet werden kann.

Der Strom I_{Ende} stellt das Ende des Bereiches dar und ist und ist nach dem Betrag des maximal zu erwartenden Kurzschlussstrom zu wählen. Der Übergang des I-Bereichs zum [L-I²t-Bereich](#) wird in Abhängigkeit des Einstellwertes $I_{\text{Auslöse}}$ und der I^2t Kennlinie berechnet.

6.1.43.12.3 CBLV: L-I²t-Bereich

Durch die doppellogarithmische Achsenskalierung in der üblichen Kennliniendarstellung der Leistungsschalter entspricht der Verlauf dieses Kennlinienabschnittes einer Geraden. Bei linearer Achsenteilung wird der Verlauf der Kennlinie in der nachfolgenden Abbildung deutlich. Mit dem Term I^2t wird die auftretende Energie berechnet, welche beispielsweise zum Schmelzen eines Drahtes oder zum Auslösen des thermischen Auslösers führen würde. Diese Energie wird auch als Joule-Integral bezeichnet und setzt den fließenden Strom in Zusammenhang mit der Zeitdauer, in der dieser Strom zum Fließen kommt. Bedingt durch die doppellogarithmische Darstellung erscheint diese Energie in der üblichen Darstellung der Kennlinie als Gerade.

Der Kennlinienverlauf wird durch eine Potenzfunktion mit einem Exponenten von 2 nachgebildet. Durch diese Funktion ergibt sich auch die Benennung des Bereiches zu I^2t .

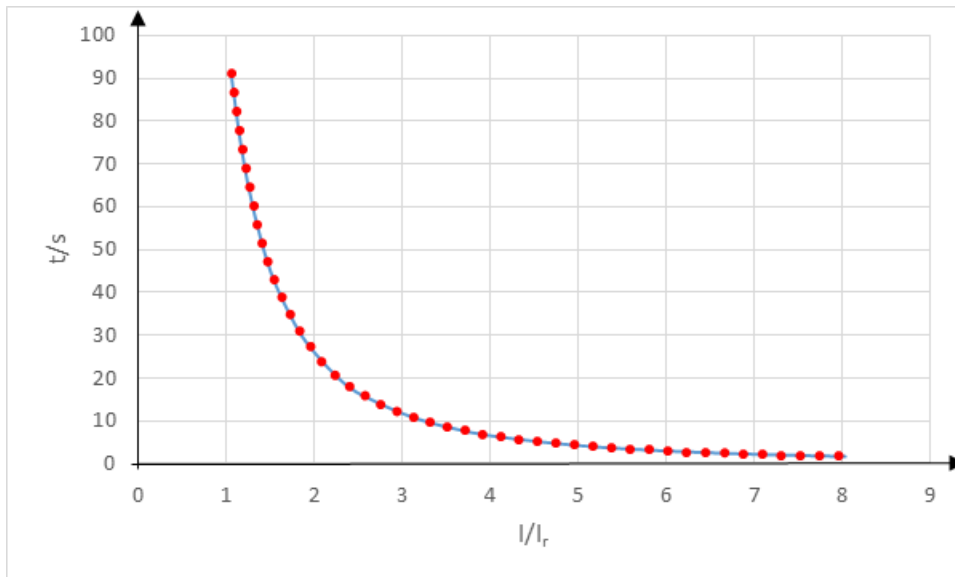


Abbildung 272: Nachbildung L-I²t-Bereich mit einer Potenzfunktion

Durch systematische Analysen wird ermittelt, dass die beste Übereinstimmung der in handelsüblichen Leistungsschaltern verwendeten Kennlinien mit der nachfolgend angegebenen Funktion erreicht, die daher als Grundlage der internen Beschreibung des **L-I²t-Bereichs** verwendet wird.

$$t = m \cdot \left(\frac{I}{I_r}\right)^{-2}$$

6.1.43.12.4 CBLV: L-I²t-Bereich: Auslösekennlinie

Für die Auslösekennlinie lässt sich nun der Parameter m bestimmen, da hier sowohl Einstellwerte als auch normative Vorgaben verwendet werden können.

$$T_{(L)auslöse} = m_{(L)auslöse} \cdot \left(\frac{I}{I_r}\right)^{-2}$$

$$m_{(L)auslöse} = T_{(L)auslöse} \cdot (1,3)^2$$

Die Grenzpunkte der Auslösekennlinie können daher wie folgt bestimmt werden.

I/I_n	$t [s]$
1,3	$T_{(L)auslöse}$
$1,2 I_{(L)auslöse}/I_r$	$m_{(L)auslöse} \cdot (I/I_r)^{-2}$

Tabelle 13: Auslösekennlinie L-I²t-Bereich

6.1.43.12.5 CBLV: L-I²t-Bereich: Nichtauslösekennlinie

Die Nichtauslösekennlinie kann nun in Abhängigkeit von der Auslösekennlinie und den für diese Kennlinie formulierten Anforderungen aus der Norm berechnet werden. Es lässt sich durch Bestimmen der Kennlinien mehrerer realer Leistungsschalter ein Zusammenhang zwischen den Steigungen der Auslöse- und Nichtauslösekennlinie erkennen.

Dieser wird durch Annähern von jeweils einer Trendlinie und bilden des Mittelwertes der unterschiedlichen Trendliniensteigungen mit 2,6 berechnet.

$$m_{(L)\text{nichtauslöse}} = m_{(L)\text{auslöse}} \cdot 2,6$$

Für die Nichtauslösekennlinie ergeben sich somit die folgenden beiden Begrenzungspunkte.

I/I_n	$t [s]$
1,05	$m_{(L)\text{Nichtauslöse}} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$0,8 \cdot I_{\text{auslöse}}/I_n$	$m_{(L)\text{nichtauslöse}} \cdot (I/I_r)^{-2}$

Tabelle 14: Nichtauslösekennlinie L-I²t-Bereich

6.1.43.12.6 CBLV: L-I²t-Bereich Mittelkennlinie

Die **Mittelkennlinie** lässt sich wie gezeigt in Abhängigkeit von Auslöse- und Nichtauslösekennlinie berechnen. Der **L-I²t-Bereich** der Mittelkennlinie kann dabei ähnlich zu dem der Auslösekennlinie bestimmt werden. Die Faktoren bei der Berechnung wurden durch Vermessen mehrerer Modelle handelsüblicher Leistungsschalter und mathematischer Modellierung ermittelt.

$$0,785 \cdot T_{(L)\text{auslöse}}/s + 0,9346 = m_{(L)\text{Mitte}} \cdot \left(\frac{I}{I_r}\right)^{-2}$$

$$m_{(L)\text{mitte}} = (0,785 \cdot t_{(L)\text{auslöse}}/s + 0,9346) \cdot (1,18)^2$$

Die Grenzpunkte der Mittelkennlinie des **L-I²t-Bereich** können daher wie folgt bestimmt werden:

I/I_n	$t [s]$
1,18	$0,785 \cdot t_{(L)\text{auslöse}}/s + 0,9346$
$0,97252 \cdot I_{(L)\text{auslöse}}/I_r + 0,0531$	$m_{(L)\text{mitte}} \cdot (I/I_r)^{-2}$

Tabelle 15: Mittelkennlinie L-I²t-Bereich

6.1.43.12.7 CBLV: S-Bereich

Wie bereits erklärt, wird bei einigen handelsüblichen Leistungsschaltern zusätzlich zu den genannten Bereichen eine weitere Stufe in der Kennlinie vorgesehen, die die Funktion einer stromabhängigen Auslöseverzögerung übernimmt. Diese **S-Bereichsstufe** wird nur in der Auslösekennlinie angewendet. Die Auslösekennlinie kann somit in diesem Fall in vier Teilbereiche unterteilt werden:

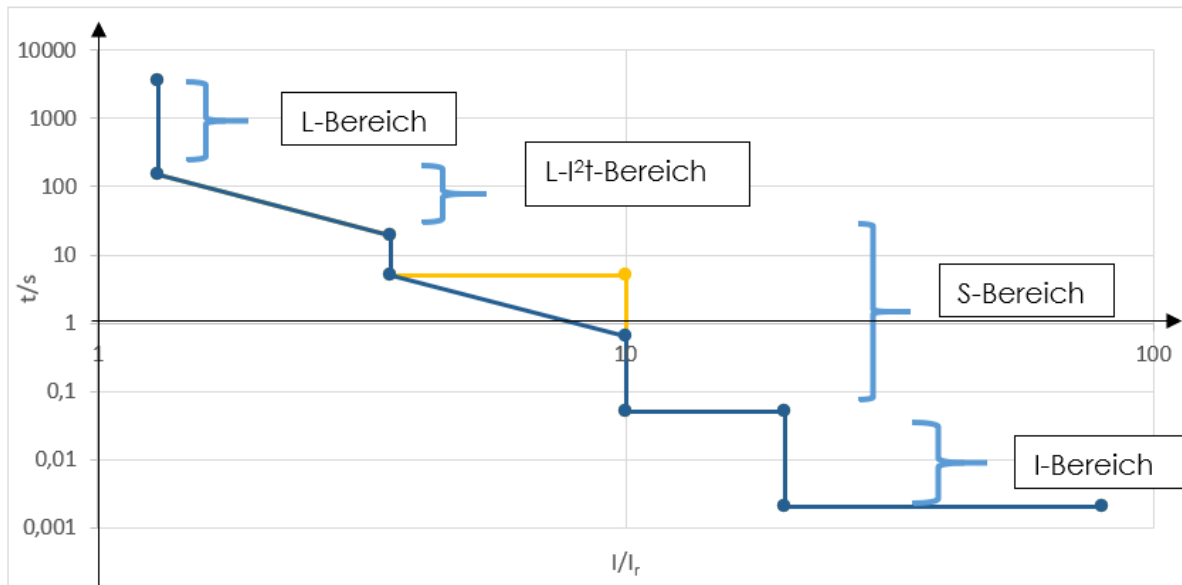


Abbildung 273: Kennlinienunterteilung in vier Teilbereiche

Diese Stufe des **S-Bereich** wird nach dem Ende des **L-I²t-Bereich** eingefügt und geht am Ende in den **I-Bereich** über. Die Berechnung der zusätzlichen Werte wird durch die den Einstellwerte $\{I_{(S)stufe} / I_r, T_{(S)stufe}\}$ und $\{I_{(S)stufeEnde} / I_r, t_{(S)stufeEnde}\}$ bestimmt. Wird der **S-Bereich** der Kennlinie nicht verwendet, ist der Einstellwert

$$I_{(S)stufe} / I_r = 1,2 \cdot I_{(L)auslöse} / I_r$$

$$I_{(S)stufeEnde} / I_r = I_{(S)stufe} / I_r$$

einzustellen. Der Wert für $T_{(S)stufe}$ ist auf einen Wert größer als $T_{(L)auslöse}$ und kleiner als $T_{(L)auslöse}$ einzustellen. Um eine Kennlinie ohne **S-Bereich** zu modellieren ist es zu empfehlen den Wert für $T_{(S)stufe}$ auf den Wert von $T_{(L)auslöse}$ einzustellen.

6.1.43.12.8 CBLV: S-I²t-Bereich in der Betriebsart Genaue Kennlinie

Für den **S-I²t-Bereich** des generischen Modells werden die grundlegend Berechnungsvorschriften wie für den **L-I²t-Bereich** angewendet. Bei der genauen Kennlinie unterscheiden sich die **Auslösekennlinie**, **Nichtauslösekennlinie** und die **Mittelkennlinie** von denen der einfachen Kennlinie durch die Möglichkeit des eingeschobenen **S-I²t-Bereichs**.

Der **S-I²t-Bereich** stellt dabei einen zweiten Verlauf eines Schmelzintegrals in den Kennlinien dar. Die Berechnung erfolgt vergleichbar mit dem **L-I²t-Bereich**.

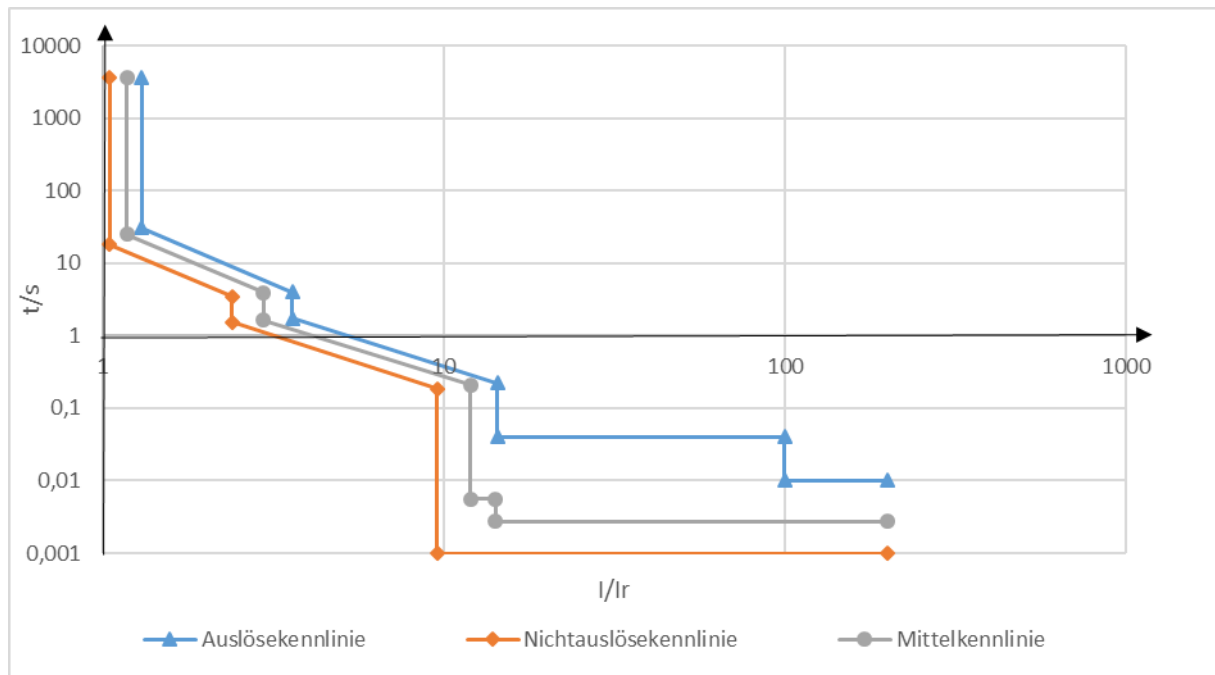


Abbildung 274: Zusammengesetzte Teilbereiche genaue Kennlinie

6.1.43.12.9 CBLV: S-I²t-Bereich in der Betriebsart *Einfachen Kennlinie*

In der Betriebsart **Einfache Kennlinie** steht, wie bereits unter Kapitel 6.1.43.5.1 erklärt, kein S-I²t-Bereich zur Verfügung.

6.1.43.13 CBLV: Zusammensetzen der Teilbereiche zur gesamten Kennlinie

In der nachfolgenden Abbildung werden die Kennlinien des generischen Modells in einem Diagramm dargestellt.

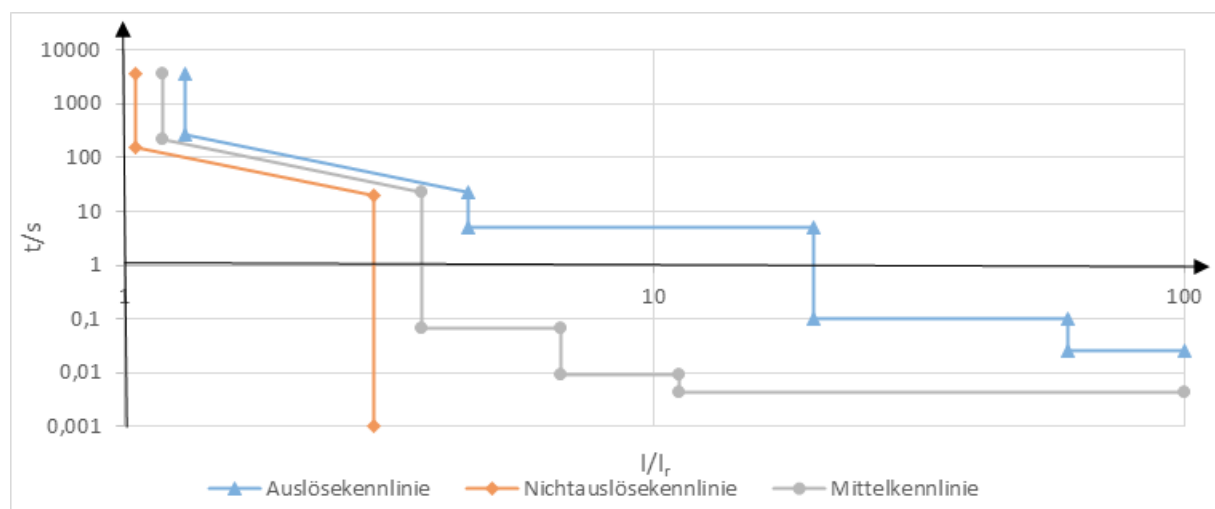


Abbildung 275: Übersicht Auslöse-, Nichtauslösekennlinie und Mittelkennlinie

6.1.43.13.1 CBLV: Die Auslösekennlinie

Die Auslösekennlinie wird durch die in der nachfolgenden Tabelle definierten Arbeitspunkte beschrieben. In der Kennlinie kann zwischen den Eckpunkten die dort gültige Funktion zur Interpolation verwendet werden. In den übrigen Teilbereichen wird eine lineare Interpolation zwischen den Eckpunkten verwendet.

Auslösekennlinie I/I_r	ohne $S \cdot I^2 t$ -Bereich t [s]
1,3	T_{ende}/s
1,3	$T_{(L)\text{auslöse}}/s$
$1,2 \cdot I_{(L)\text{auslöse}}/I_r$	$m_{(L)\text{auslöse}} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$1,2 \cdot I_{(L)\text{auslöse}}/I_r$	$T_{(S)\text{stufe}}/s$
$I_{(S)\text{stufe}}/I_r$	$T_{(S)\text{stufe}}/s$
$I_{(S)\text{stufe}}/I_r$	$T_{(S)\text{stufeEnde}}/s$
$I_{(S)\text{stufeEnde}}/I_r$	$t_{(S)\text{stufeEnde}}/s$
$I_{(S)\text{stufeEnde}}/I_r$	$T_{(I)\text{auslöse}}/s$
I_{ende}/I_r	$T_{(I)\text{auslöse}}/s$

Tabelle 16: Berechnung der Auslösekennlinie

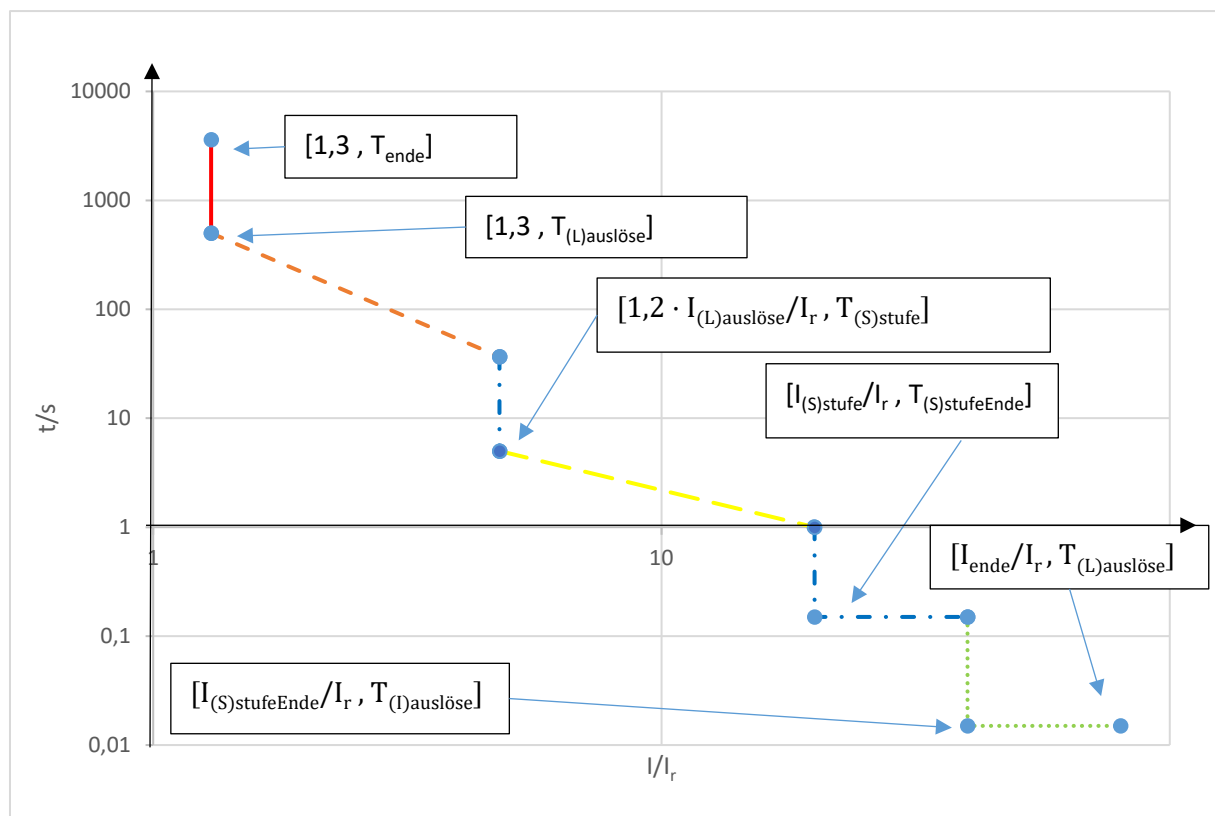


Abbildung 276: Auslösekennlinie

6.1.43.13.2 CBLV: Die Nichtauslösekennlinie

Wie bei der Auslösekennlinie wird ebenfalls die Nichtauslösekennlinie zwischen ihren Arbeitspunkten mit Geradenabschnitten als Polygonzug nachgebildet. Die Berechnung der Arbeitspunkte wird durch die nachfolgende Tabelle erläutert.

I/I_r	t [s]
1,05	T_{ende}
1,05	$m_{(L)\text{Nichtauslöse}} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$0,8 \cdot I_{(L)\text{Auslöse}}/I_r$	$m_{(L)\text{Nichtauslöse}} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$0,8 \cdot I_{(L)\text{Auslöse}}/I_r$	0,001

Tabelle 17: Berechnung der Nichtauslösekennlinie

Die letzte Spalte enthält die **Zeit $t=0,001$ s** in der letzten Zeile. Diese ist **vorher aus mathematischen Gründen des Logarithmus festgelegt und ist nicht vom Anwender einzustellen**.

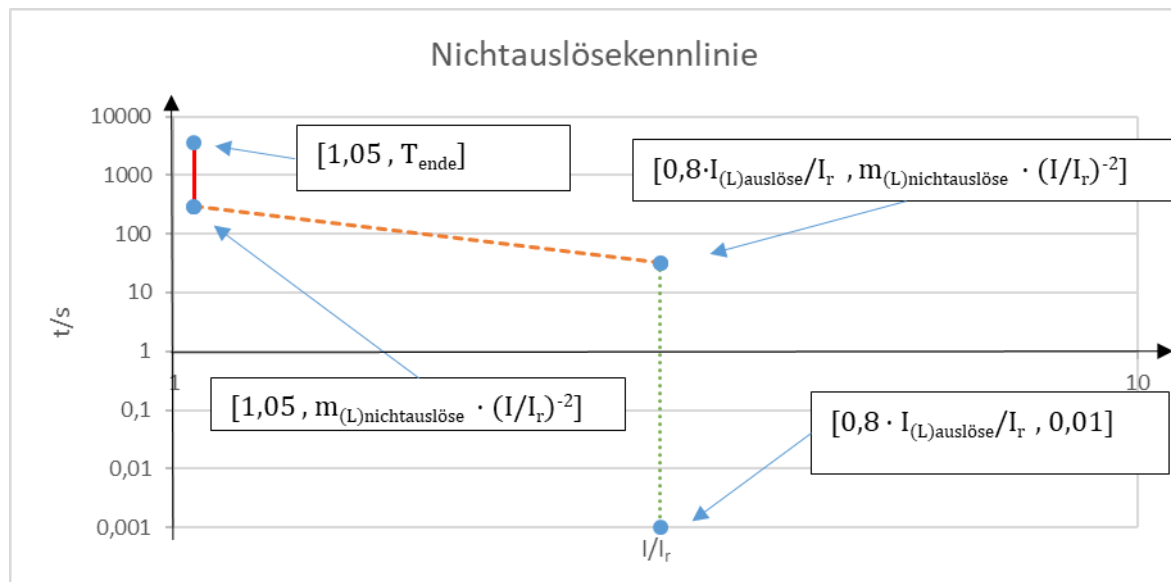


Abbildung 277: Nichtauslösekennlinie

6.1.43.13.3 CBLV: Die Mittelkennlinie

Die Mittellinie wird nicht als Kennlinie in der mathematischen Mitte, sondern in der optischen Mitte zwischen der Auslöse- und Nichtauslösekennlinie verstanden. Für die einzelnen Teilbereiche gelten ähnliche Berechnungsvorschriften wie bei der Auslösekennlinie, wobei der L-I²t-Bereich und der S-I²t-Bereich eine davon verschiedene Steigung $m_{(L)\text{mitte}}$ bzw. $m_{(S)\text{mitte}}$ besitzt.

Die Berechnung der Mittellinie ist jedoch durch die Ausrichtung in der optischen Mitte nicht so genau festlegbar wie die Auslöse- und die Nichtauslösekennlinie. Die Berechnungsvorschriften der einzelnen Werte der Kennlinie wurden auch hier durch Vermessen von digitalisierten Kennlinienvläufen aufgestellt.

Mittelkennlinie I/I_r	ohne S-I ² t-Bereich t [s]
1,18	T_{ende}/s
1,18	$0,785 \cdot T_{(L)\text{auslöse}}/s + 0,9346$
$0,97252 \cdot (I_{(L)\text{auslöse}}/I_r) + 0,0531$	$m_{(L)\text{mitte}} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$0,97252 \cdot (I_{(L)\text{auslöse}}/I_r) + 0,0531$	$0,029 \cdot (T_{(S)\text{stufe}}/s)^{0,5104}$
$1,6144 \cdot (I_{(S)\text{stufe}}/I_r)^{0,4722}$	$0,029 \cdot (T_{(S)\text{stufe}}/s)^{0,5104}$
$1,6144 \cdot (I_{(S)\text{stufe}}/I_r)^{0,4722}$	$0,029 \cdot (T_{(S)\text{stufeEnde}}/s)^{0,5104}$
$1,6144 \cdot (I_{(S)\text{stufeEnde}}/I_r)^{0,4722}$	$0,029 \cdot (T_{(S)\text{stufeEnde}}/s)^{0,5104}$
$1,6144 \cdot (I_{(S)\text{stufeEnde}}/I_r)^{0,4722}$	$0,029 \cdot (T_{(I)\text{auslöse}}/s)^{0,5104}$
I_{ende}/I_r	$0,029 \cdot (T_{(I)\text{auslöse}}/s)^{0,5104}$

Tabelle 18: Berechnung der Mittelkennlinie

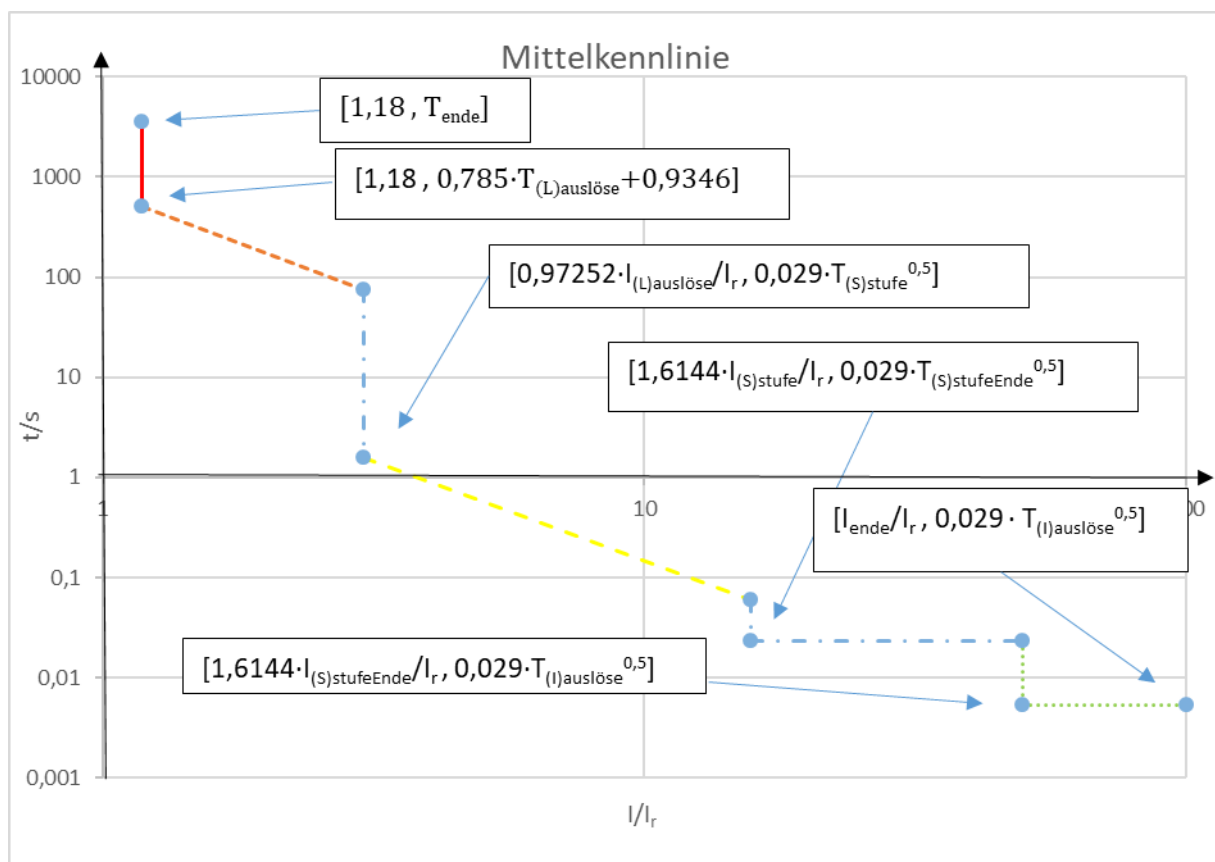


Abbildung 278: Mittelkennlinie

Dokumente

- [1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991
- [2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme
- [3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012
- [4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008
- [5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009
- [6] Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007
- [7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage
- [8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994
- [9] Sicherungshandbuch, Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de
- [10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen
- [11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren

DIN VDE 0276-620 (VDE 0276-620): 2018-04 Starkstromkabel
Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV
- [12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren
- [13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012
- [14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010
- [15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage

- [16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3
- [17] Druml, Gernot; 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)
- [18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) Stand: November 2018
- [19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)
- [20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book
Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)
- [21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)
- [22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz
Diskussionspapier, BDEW, April 2018
- [23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile
VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000
- [24] VDE-Studie Elektrofahrzeuge
Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf
VDE/ETG
- [25] COMTRADE
IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE Std C37.111-1999
- [26] DIN VDE 0660-101
DIN EN 60947-2 (VDE 0660-101): 2018-05, *Niederspannungsschaltgeräte-Teil2*. Leistungsschalter, Teil 2; Berlin: Beuth-Verlag.
- [27] DIN VDE 0660-100
DIN EN 60947-1 (VDE 0660-100): 2015-09, *Niederspannungsschaltgeräte-Teil1*. Allgemeine Festlegungen, Teil 1; Berlin: Beuth-Verlag.
- [28] DIN EN 50160
Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)
- [29] JSON (JavaScript Object Notation)
ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)
- [30] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung) Stand: November 2018

- [31] DIN VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz -
Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
Stand: November 2019
- [32] DIN VDE 0435-3121 Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 121
Funktionsanforderungen an den Distanzschutz
IEC 60255-121:2014; Januar 2015
- [33] HH-Sicherungen – Allgemeine Erklärungen
Sicherungseinsätze, EFEN GmbH, Stand April 2015
- [34] DIN VDE 0670-402 (VDE 0670-402):2014-11
Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV, Auswahl von strombegrenzenden Sicherungseinsätzen für Transformatorstromkreise, Stand November 2014
- [35] DIN VDE 0100-430 (VDE 0100-430):2010-10
Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-43: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom; Stand Oktober 2010
- [36] DIN EN 60076-5 (VDE 0532-76-5):2007-01
Leistungstransformatoren; Teil 5: Kurzschlussfestigkeit
- [37] Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen
Technischer Hinweis; FNN Forum netztechnik/Netzbetrieb im VDE VDE (FNN); Ausgabe September 2009
- [38] Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze
VDE FNN Hinweis; Version 2.0; Juni 2022
- [39] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)
- [40] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

Handbücher zu ATPDesigner

- [Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung
- [Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel
- [Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung