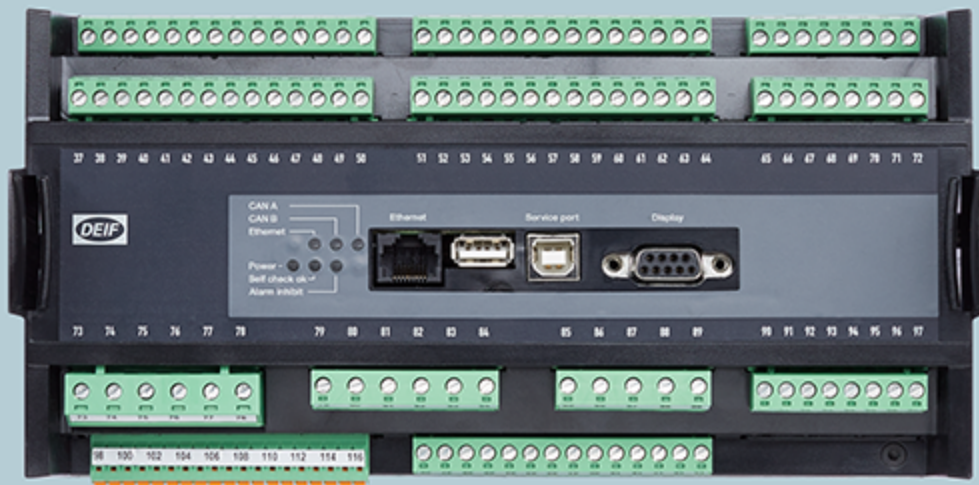




AGC-4



Option A1 Netzschutzpaket



1. Optionsbeschreibung

1.1 Option A1.....	3
1.2 ANSI-Nummern.....	3
1.3 Softwareversion.....	3
1.4 Parameterliste.....	3
1.5 Warnungen, rechtliche Informationen und Sicherheitshinweise.....	3
1.5.1 Warnungen und Hinweise.....	3
1.5.2 Rechtliche Informationen und Haftungsausschluss.....	4
1.5.3 Werkseinstellungen.....	4

2. Funktionsbeschreibung

2.1 Vektorsprung und df/dt -Schutz.....	5
2.1.1 Messung.....	5
2.1.2 Prinzip.....	5
2.1.3 Vektorsprung.....	5
2.1.4 df/dt (ROCOF).....	6
2.1.5 Einstellungen.....	7
2.2 Zeitabhängige Unterspannung (LVRT).....	7
2.3 Q-/U-Schutz.....	11
2.4 Sammelschienenmittelwert-Überspannungsschutz.....	12

1. Optionsbeschreibung

1.1 Option A1

Option A1 ist eine Softwareoption. Option A1 erfordert nur die Standard-Hardware. Option A1 umfasst die folgenden Schutzvorkehrungen:

- Vektorsprung
- df/dt (ROCOF)
- Zeitabhängige Unterspannung (LVRT)
- Q-/U-Schutz
- Sammelschienenmittelwert-Überspannungsschutz

1.2 ANSI-Nummern

Schutz	ANSI-Nr.
Vektorsprung	78
df/dt (ROCOF)	81
Zeitabhängige Unterspannung, $U_t <$	27t
Unterspannung und Blindleistung niedrig, $U_Q <$	27Q
Sammelschienenmittelwert-Überspannungsschutz	59AVG

1.3 Softwareversion

Dieses Dokument basiert auf der AGC-4-Software Version 4.79.

1.4 Parameterliste

Die relevanten Parameter sind 1420-1436, 1650-1700, 1960, 1970, 1990-1994, 7480-7486 und 7490-7496. Weitere Informationen finden Sie in der **Parameterliste**.

Relevante Einstellungen finden Sie auch unter *Erweiterter Schutz* in der Dienstprogramm-Software.

1.5 Warnungen, rechtliche Informationen und Sicherheitshinweise

1.5.1 Warnungen und Hinweise

In diesem Handbuch wird mit den unten aufgeführten Symbolen auf wichtige Informationen hingewiesen. Um sicherzustellen, dass die Hinweise beachtet werden, sind diese hervorgehoben, um sie vom allgemeinen Text zu unterscheiden.

Warnungen



GEFAHR!

Diese Anmerkungen weisen auf potenziell gefährliche Situationen hin, die zu Tod, Verletzung oder Beschädigung und Zerstörung der technischen Ausstattung führen können, falls bestimmte Richtlinien nicht eingehalten werden.

Anmerkungen

**INFO**

Diese Anmerkungen enthalten allgemeine Informationen.

1.5.2 Rechtliche Informationen und Haftungsausschluss

DEIF übernimmt keine Haftung für den Betrieb oder die Installation des Aggregats. Sollte irgendein Zweifel darüber bestehen, wie die Installation oder der Betrieb des vom Multi-line2-Gerät gesteuerten Systems erfolgen soll, muss das verantwortliche Planungs-/Installationsunternehmen angesprochen werden.

**INFO**

Das Multi-line2-Gerät darf nur von autorisiertem Personal geöffnet werden. Sollte das Gerät dennoch geöffnet werden, führt dies zu einem Verlust der Gewährleistung.

Haftungsausschluss

DEIF A/S behält sich das Änderungsrecht auf den gesamten Inhalt dieses Dokumentes vor.

Die englische Version dieses Dokuments enthält stets die neuesten und aktuellsten Informationen über das Produkt. DEIF übernimmt keine Verantwortung für die Genauigkeit der Übersetzungen und Übersetzungen werden eventuell nicht zur selben Zeit wie das englische Dokument aktualisiert. Im Falle von Unstimmigkeiten hat das englische Dokument Vorrang.

1.5.3 Werkseinstellungen

Die Geräte der Multi-line2-Serie werden mit Standardeinstellungen vorkonfiguriert ausgeliefert. Diese Einstellungen sind für Motor bzw. Aggregat nicht zwangsläufig korrekt. Prüfen Sie vor dem Start des Motors bzw. Aggregats alle Einstellungen und korrigieren Sie diese gegebenenfalls.

2. Funktionsbeschreibung

2.1 Vektorsprung und df/dt-Schutz

Der Netzschutz umfasst die df/dt-Erkennung (Änderungsgeschwindigkeit der Frequenz) und/oder die Vektorsprungerkennung. Beide Schutzfunktionen werden im Netzparallelbetrieb eingesetzt.

Die Steuerung kann die Schutzfunktionen df/dt und Vektorsprung nicht gleichzeitig verwenden. Wenn beide aktiviert sind, verwendet die Steuerung df/dt und ignoriert den Vektorsprung.



INFO

Nach dem Einschalten kann die Steuerung nur schnelle AC-Alarme (d.h. df/dt und Vektorsprung) ausführen, nachdem die Prüfungen der Steuerung bestätigt haben, dass das System in Ordnung ist.

2.1.1 Messung

Vektorsprung- und df/dt-Berechnung basieren auf Einzelphasenmessungen (individuelle Überwachung von Phase L1, L2 und L3), d.h. der Alarm wird ausgelöst, wenn ein Fehler in einer der drei Phasen auftritt.

2.1.2 Prinzip

Vektorsprung und df/dt dienen der Erkennung einer Netzunterbrechung. Folgende Situationen sollen damit vermieden werden:

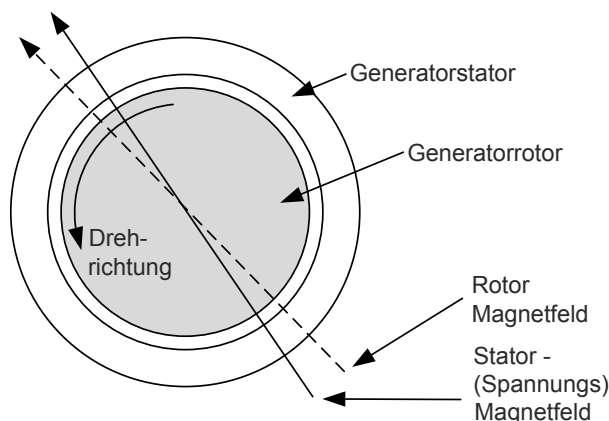
1. Bei einem Netzausfall, ausgelöst durch das Öffnen eines externen Schalters, tritt in der Regel ein Lastsprung auf. Ohne Vektorsprung- oder df/dt-Funktion versorgt das Aggregat die noch angeschlossenen Verbraucher.
2. Dies könnte zu einer Überlast-/Überstrom- oder Kurzschlussabschaltung führen. Das bedeutet, dass das Schutzsystem im Falle eines Fehlers (z. B. eines Kurzschlusses) den Trafoschalter öffnet. Der Schalter wird nach kurzer Zeit (die tatsächliche Zeitspanne hängt vom jeweiligen Land ab; z. B. 330 ms in Dänemark) wieder geschlossen. So wird geprüft, ob es sich um einen kurzzeitigen Fehler handelt, z. B. zwei kurz aufeinandertreffende Oberleitungen, ein Blitzschlag, ein von einem Baum herabgefallener Ast usw. Liegt der Fehler immer noch vor, wird der Schalter wieder geöffnet. Er verbleibt dann in dieser Position.

Diese asynchrone Zuschaltung und die damit verbundene mechanische und elektrische Überlastung können erhebliche Schäden am Aggregat und der elektrischen Anlage verursachen.

Gewöhnliche Schutzvorrichtungen erkennen einen Netzausfall erst, wenn es zu spät ist (300 ms). Df/dt und insbesondere Vektorsprung können den Netzausfall sehr schnell erkennen und den Generator rechtzeitig vor der Wiedereinschaltung vom Netz nehmen. Diese Funktionen erkennen den Netzausfall und öffnen den Schalter, bevor ein erneutes Schließen erfolgt.

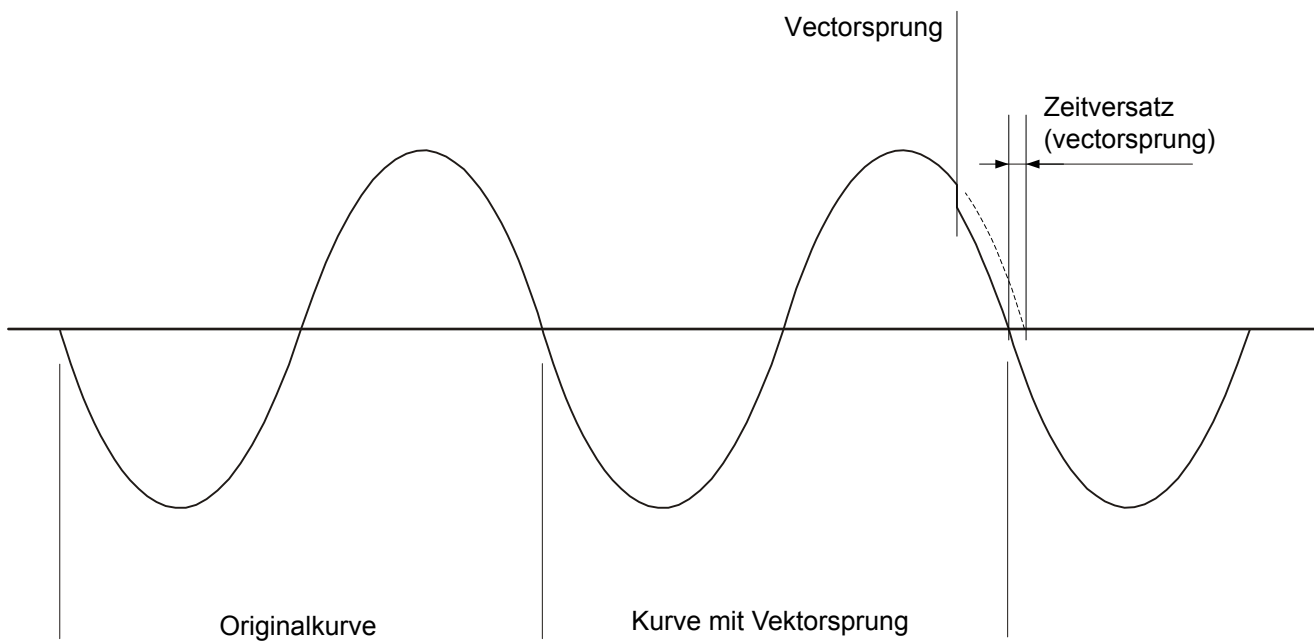
2.1.3 Vektorsprung

Im Synchrongenerator entsteht bei Abgabe von Leistung eine Winkeldifferenz zwischen Statorfeld und Polradspannung.



Wenn ein plötzlicher Lastwechsel auftritt, ändert sich dieser Winkel sprunghaft. Das nennt man Vektorsprung.

Darstellung anhand der Sinusform - siehe folgende Seite.



Der Vektorsprung wird durch Zeitmessungen der Halbwellen und Vergleich mit vorhergehenden Messungen festgestellt. Dies ist der Vektorsprung.

Der Grenzwert für den Sprungwinkel wird in elektrischen Graden eingegeben. Für den Vektorsprung existiert keine Verzögerungseinstellung, da er augenblicklich reagiert. Die Verzögerung ist die Reaktionszeit.

2.1.4 df/dt (ROCOF)

Die df/dt -Funktion basiert auf der realen Leistung von Generatoren bei einem Netzausfall. Wenn der Generator plötzlich überlastet wird, verliert er schnell an Geschwindigkeit. Wenn eine große Last plötzlich abfällt, wird der Generator schnell beschleunigt. Ein Netzausfall lässt sich daher an der schnellen Abnahme oder Zunahme der Frequenz erkennen.

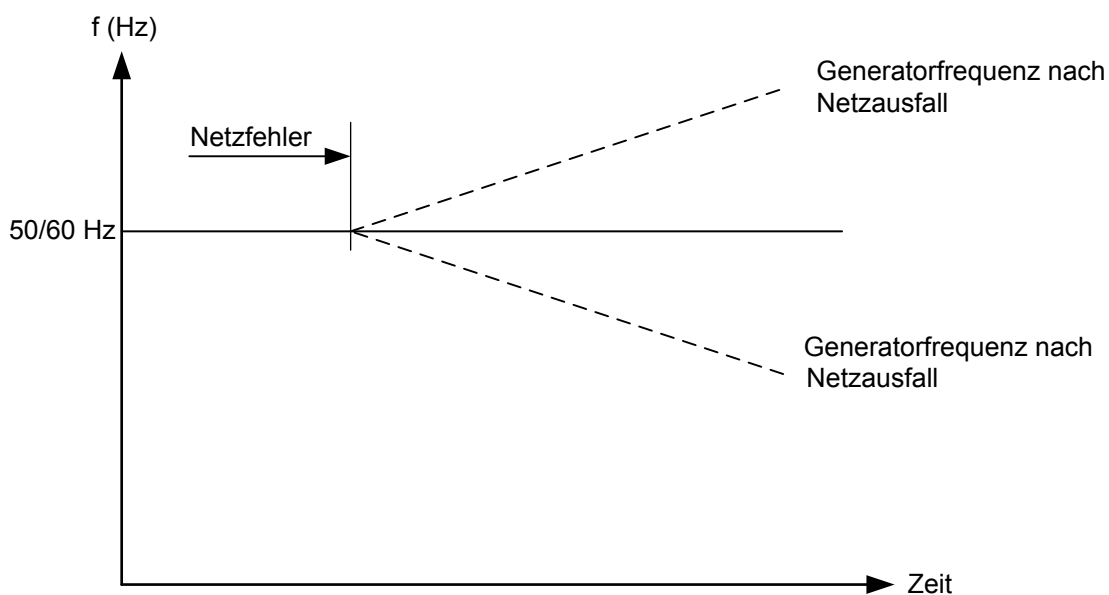


Tabelle 2.1 df/dt (ROCOF)-Konfiguration (Menü 1420)

Parameter	Name	Bereich	Werkseinstellung	Beschreibung
1205	df/dt-Typ	df/dt-Standardfunktion	df/dt-Standardfunktion	Wenn Sie die Option A10 haben, können Sie auch G99 df/dt wählen.
1421	Einstellung	1,5 bis 10 Hz	5 Hz/s	Der df/dt-Schutz-Sollwert.
1422	Einstellung	3 bis 20 Perioden	6 Per.	Die Messzeit für den df/dt-Schutz. Zum Beispiel: Bei 50 Hz muss der df/dt während 6 Perioden den Sollwert während der letzten 120 ms überschreiten, um den Schutz zu aktivieren. Wenn Sie die Option A10 haben, können Sie auch eine Verzögerung wählen (0 bis 30 s).
1425	Aktivieren	Aus oder Ein	Off	
1426	Fehlerklasse	F1 bis F9	Trip NS (F6)	



INFO

Für G99 df/dt ist die Funktion für eine Nennfrequenz von 50 Hz am genauesten (und wird für 60-Hz-Systeme nicht empfohlen).

2.1.5 Einstellungen

Lastsprünge

Vektorsprung und df/dt sind als Aggregateschutz sehr zuverlässig, um nach einem Netzausfall die asynchrone Zuschaltung zu verhindern.

Dennoch kann die Schutzmaßnahme versagen, wenn nur ein sehr kleiner Lastsprung vorkommt. Dies kann eintreten, wenn das Aggregat in einer Spitzenlast- oder BHKW-Anlage läuft und die Netzbezugsleistung annähernd 0 kW ist.

Grundsätzlich ist ein Systemlastwechsel von 15–20 % der Aggregat-Nennleistung notwendig, um den Vektorsprung oder die df/dt-Schutzfunktion zu aktivieren. Versuche, die Empfindlichkeit des Schutzes durch Verringern des Grenzwertes zu erhöhen, können zu Fehlschaltungen führen, da auch das EVU-Netz nicht völlig stabil ist.

Netzschalterabwurf

Wenn ein Netzfehler in einer Anlage auftritt, in der das Aggregat Spitzenlast- und Notstromfunktion hat und das Netzverlustschutzpaket zum Abwurf des Netzkuppelschalters genutzt wird, sollte besonderes Augenmerk darauf gerichtet werden, dass der Netzschutz zeitlich vor dem Generatorschutz und dem damit verbundenen Abwurf des Generatorschalters auslöst.

Eine kritische Situation kann eintreten, wenn der eigentliche Netzfehler relativ weit entfernt stattfindet. In diesem Fall verbleiben noch viele Verbraucher am Aggregat. Die Gesamtleistung kann für das Aggregat einen Kurzschluss bzw. eine Überlast darstellen.

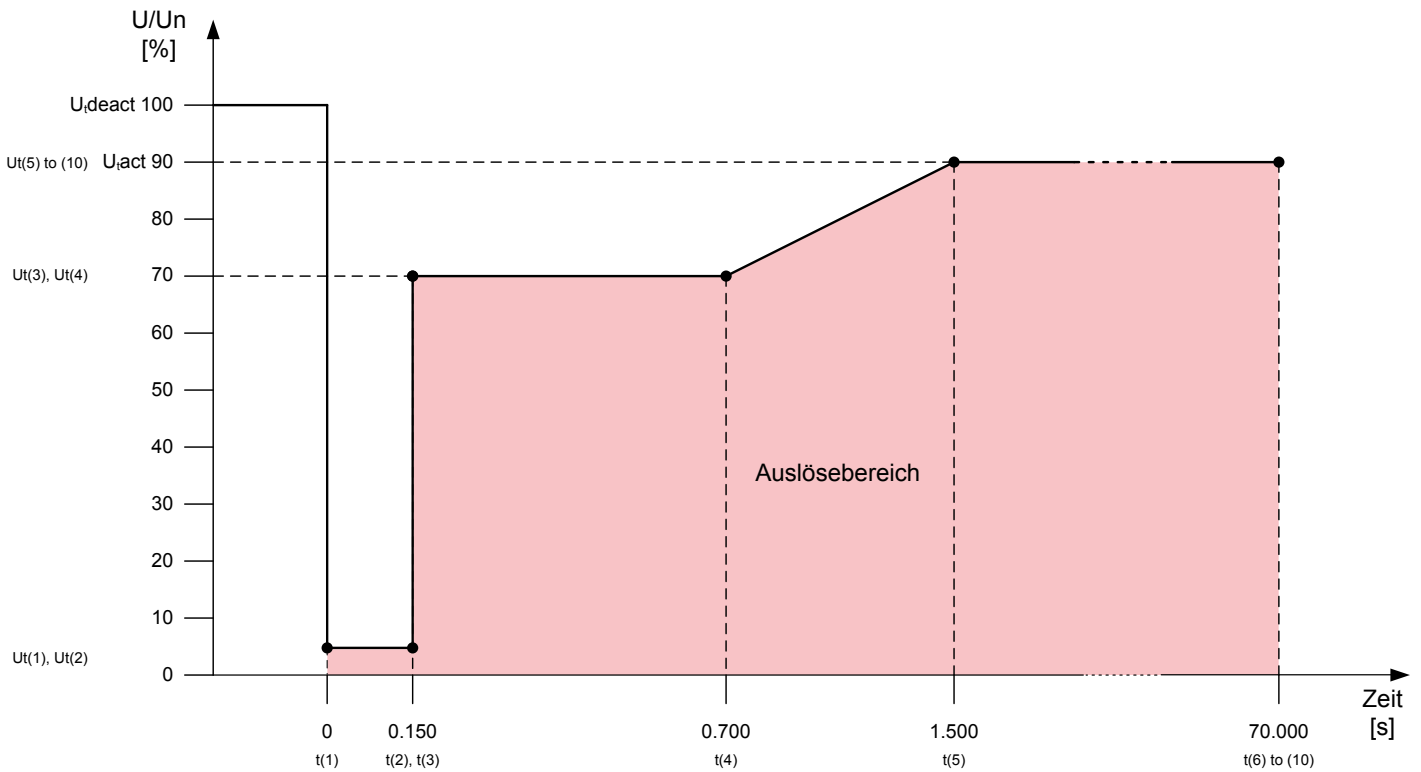
Vergleichen Sie die Reaktions- und Verzögerungszeiten von Vektorsprung- und/oder df/dt-Auslösung mit der Verzögerungszeit für den Generatorschutz um festzustellen, ob ein Timing-Problem vorliegt.

2.2 Zeitabhängige Unterspannung (LVRT)

Eine zeitabhängige Unterspannung, auch Low Voltage Ride Through (LVRT) genannt, hält den Generator am Netz, obwohl die Netzspannung unter dem erwarteten Wert liegt. LVRT ist eine Art von Fault Ride Through (FRT - Durchfahren von Fehlzuständen). Die LVRT-Kurven definieren, wie lange der Generator mit dem Netz verbunden bleibt.

Der Schutz wird aktiviert, wenn die angegebenen Phasen unter die eingestellten Spannungswerte (unterhalb der Kurve) fallen. Zwischen zwei beliebigen benachbarten Punkten ist die Kurve eine gerade Linie.

Abbildung 2.1 Beispiel für zeitabhängigen Unterspannungsschutz



Die Steuerung zählt LVRT-Aktivierungen. Wählen Sie in der USW das Symbol **Zähler**, um das Fenster **Zähler** zu öffnen, und wählen Sie dann **LVRT/HVRT**. Für jede Kurve wird die Anzahl der Aktivierungen und Auslösungen angezeigt.

Einstellungen des FRT-Setups

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Advanced Protection, FRT-Einstellung*.

Tabelle 2.2 Aktivierungsmodus: Anzahl der Phasen

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Aktivierungsmodus	Anzahl der Phasen	Anzahl der Phasen Symmetrisch - Asymmetrisch	Anzahl der Phasen: Die FRT-Aktivierung zählt die Anzahl der Phasen, die den Sollwert überschreiten.
LVRT 1-Typ auswählen)LVRT 2-Typ auswählen	Beliebige Phase-Phase	Beliebige Phase-Phase 1 Phase-Phase 2 Phase-Phase 3 Phase-Phase 1 Phase-Null 2 Phase-Null 3 Phase-Null Beliebige Phase-Null	Messungen zur Überschreitung des Sollwertes zur Aktivierung der Fault Ride Through-Kurve.

Tabelle 2.3 Aktivierungsmodus: Symmetrisch - Asymmetrisch

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Aktivierungsmodus	Auswahl Symmetrisch - Asymmetrisch	Anzahl der Phasen Symmetrisch - Asymmetrisch	Symmetrisch - Asymmetrisch: Die FRT-Aktivierung basiert auf der Erkennung eines

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
			symmetrischen Fehlers, eines asymmetrischen Fehlers oder eines beliebigen Fehlertyps.
LVRT 1-Typ auswählen LVRT 2-Typ auswählen	Beliebige Phase-Phase	Symmetrische Phase-Phase Asymmetrische Phase-Phase Beliebige Phase-Phase Asymmetrische Phase-Null Asymmetrische Phase-Null Beliebige Phase-Null	Fehlerart, bei der die Messungen den Sollwert überschreiten müssen, um die Fault Ride Through-Kurve zu aktivieren.
Verknüpfung	Verknüpft	Einzel Verknüpft	Einzeln: Jede FRT-Kurve wird unabhängig von den anderen FRT-Kurven aktiviert und behandelt. Verknüpft: Die FRT-Kurven werden auf der Grundlage desselben Vorfalls aktiviert, und die Wiederherstellung wird koordiniert.

Es gibt konfigurierbare Einstellungen, um die DZR und/oder SPR für bis zu 5 Sekunden während des LVRT zu stoppen.

Tabelle 2.4 DZR und SPR aussetzen

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
DZR aussetzen	Deaktivieren	Deaktivieren Aktivieren	<i>Deaktivieren:</i> Die DZR wird nicht beeinflusst, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist. <i>Aktivieren:</i> Die DZR wird gestoppt, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist.
DZR-Aussetzungszeitgeber	5 s	0 bis 5 s	Zeitdauer für das Stoppen der DZR, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist.
SPR-Regelung aussetzen	Deaktivieren	Deaktivieren Aktivieren	<i>Deaktivieren:</i> Die SPR-Regelung wird nicht beeinflusst, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist. <i>Aktivieren:</i> Die SPR-Regelung wird gestoppt, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist.
SPR-Aussetzungszeitgeber	5 s	0 bis 5 s	Zeitdauer für das Stoppen des SPR, wenn eine FRT-Kurve aktiviert ist.

Einstellungen für LVRT 1

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Advanced Protection, LVRT 1*.



INFO

Einige konfigurierbare Einstellungen, die zuvor Parameternummern hatten, wurden in die *Advanced Protection* verschoben. Diese Einstellungen erscheinen nicht mehr in der Parameterliste. Zur Unterstützung des Benutzers wird die alte Parameternummer in Klammern angezeigt. Wenn eine neue konfigurierbare Einstellung erstellt wurde, wird dies durch *(Neu)* angezeigt.

Tabelle 2.5 LVRT 1-Kurve

Spannung	Werkseinstellung*	Zeitgeber	Standard**
Ut< U SP1 (1631)	30 %	Ut< t SP1 (1632)	0 s
Ut< U SP2 (1633)	30 %	Ut< t SP2 (1634)	0,15 s
Ut< U SP3 (1635)	70 %	Ut< t SP3 (1636)	0,15 s
Ut< U SP4 (1641)	70 %	Ut< t SP4 (1642)	0,7 s
Ut< U SP5 (1643)	85 %	Ut< t SP5 (1644)	1,5 s
Ut< U SP6 (1645)	85 %	Ut< t SP6 (1646)	60 s
Ut< U SP7 (Neu)	90 %	Ut< t SP7 (Neu)	60 s
Ut< U SP8 (Neu)	90 %	Ut< t SP8 (Neu)	70 s

Spannung	Werkseinstellung*	Zeitgeber	Standard**
Ut< U SP9 (Neu)	90 %	Ut< t SP9 (Neu)	70 s
Ut< U SP10 (Neu)	90 %	Ut< t SP10 (Neu)	70 s

*Anmerkung: Der Bereich liegt zwischen 4 und 120 % der Nennspannung.

**Anmerkung: Der Bereich liegt zwischen 0 und 70 s.

Einstellungen für LVRT 2

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Advanced Protection, LVRT 2*.

Tabelle 2.6 LVRT 2-Kurve

Spannung	Werkseinstellung*	Zeitgeber	Standard**
Ut< U SP1 (1671)	30 %	Ut< t SP1 (1672)	0 s
Ut< U SP2 (1673)	30 %	Ut< t SP2 (1674)	0,22 s
Ut< U SP3 (1675)	60 %	Ut< t SP3 (1676)	0,22 s
Ut< U SP4 (1681)	60 %	Ut< t SP4 (1682)	0,7 s
Ut< U SP5 (1683)	75 %	Ut< t SP5 (1684)	1,5 s
Ut< U SP6 (1685)	75 %	Ut< t SP6 (1686)	3 s
Ut< U SP7 (Neu)	85 %	Ut< t SP7 (Neu)	3 s
Ut< U SP8 (Neu)	85 %	Ut< t SP8 (Neu)	60 s
Ut< U SP9 (Neu)	90 %	Ut< t SP9 (Neu)	60 s
Ut< U SP10 (Neu)	90 %	Ut< t SP10 (Neu)	70 s

*Anmerkung: Der Bereich liegt zwischen 4 und 120 % der Nennspannung.

**Anmerkung: Der Bereich liegt zwischen 0 und 70 s.

Parameter

Konfigurieren Sie diese Parameter in der Parameterliste.

Tabelle 2.7 Parameter

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Ut< Aktivieren 1	1651	90 %	30 bis 120 %	Schwellenwert für die Aktivierung der LVRT 1-Kurve
Ut< Wiederherstellung 1	1652	95 %, 1 s	30 bis 120 %, 0 bis 320 s	Schwellenwert für die Deaktivierung der LVRT 1-Kurve, mit Zeitverzögerung
Ut< Aktivieren 1	1654	OFF	-	Alarm, wenn Parameter 1651 aktiv ist.
Ut< 1	1660	OFF	-	Alarm, wenn die LVRT 1-Kurve überschritten wird (Auslösebereich)
Ut< Aktivieren 2	1691	90 %	30 bis 120 %	Schwellenwert für die Aktivierung der LVRT 2-Kurve
Ut< Wiederherstellung 2	1692	95 %, 1 s	30 bis 120 %, 0 bis 320 s	Schwellenwert für die Deaktivierung der LVRT 2-Kurve, mit Zeitverzögerung
Ut< Aktivieren 2	1694	OFF	-	Alarm, wenn Parameter 1691 aktiv ist
Ut< 2	1700	OFF	-	Alarm, wenn die LVRT 2-Kurve überschritten wird (Auslösebereich)

**INFO**

High Voltage Ride Through (HVRT) ist in Option A1 nicht enthalten. HVRT ist nur mit Option A10 erhältlich.

2.3 Q-/U-Schutz

Die Funktion U&Q< wird aktiviert, sobald alle drei Spannungen des Generators unter den eingestellten Grenzwert fallen (U-Auslösungswert) und gleichzeitig die Blindleistung gleich/unter 0 ist (Q-Auslösungswert). Die Auslösung findet bei aktiver Funktion über der eingestellten Verzögerungszeit t(U&Q<) statt.

Praktisch bedeutet das, dass der Generator keine stabilisierende Auswirkung auf Netzstörungen hat und deshalb abgeschaltet werden muss.

1990 Q-/U-Schutz

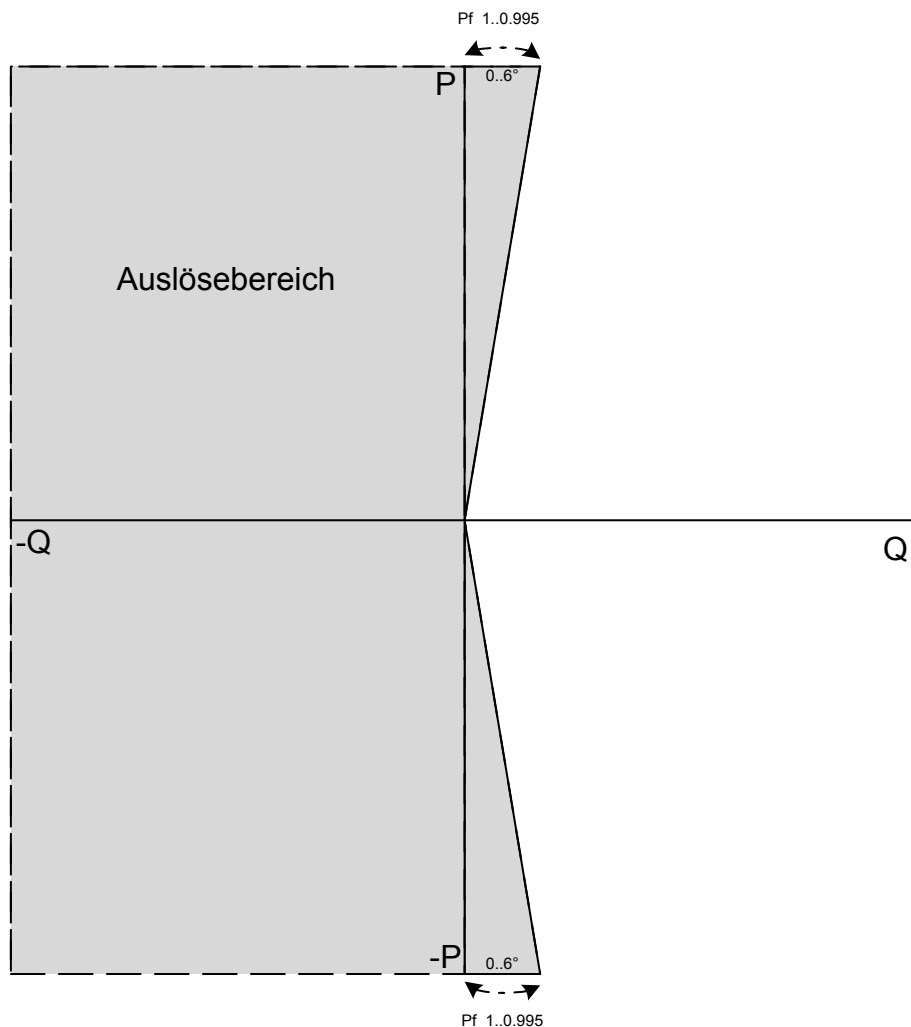
Menü	Name	Min. Max.	Werkseinstellung	Anmerkung
1991	I Min. 1	0 bis 20 %	0 %	0° pf = 1.0 6° pf = 0.995
1992	Angle 1	0 bis 6°	0°	Sollwerte auf 0 für Abwärtskompatibilität setzen

Der Alarm in Menü 1960 wird unterdrückt, solange die Messwerte innerhalb der Limits von Menü 1991 und 1992 sind.

Der Sollwert des Menüs 1991 "I Min. 1" ist als Mindeststromfluss in jeder Phase erforderlich, um den Alarm zu aktivieren.

Der Grenzwert in Menü 1992 'Angle 1' ist die Limitierung für den Leistungsfaktor zur Auslösung des Alarms.

Die Menüs 1993-1994 'U and Q Inh 2' arbeiten sinngemäß wie 1991/92.



INFO

Die Alarmer in 1960 und 1970 arbeiten in der Werkseinstellung ohne Inhibits.



INFO

Positive Blindleistung (LF) bedeutet übererregter Betrieb.

2.4 Sammelschienenmittelwert-Überspannungsschutz

Es gibt zwei Sammelschienen-Überspannungsalarmer, die auf einer Durchschnittsmessung der Spannung der Sammelschiene basieren. Diese unterscheiden sich von einem herkömmlichen Alarm mit definierter Zeit, da die Durchschnittsspannung (für eine einstellbare Zeitspanne, Parameter 7486 oder 7496) den Sollwert (für die Zeit in Parameter 7482 oder 7492) überschreiten muss.

Die beiden Sammelschienen-Überspannungsalarmer können unabhängig voneinander konfiguriert werden.

Tabelle 2.8 Avg U BB > 1 und Avg U BB > 2

Parameter	Name	Bereich	Standard
7481, 7491	Einstellung	100,0 bis 120,0 %	110,0 %
7482, 7492	Zeitgeber	0,1 bis 3200,0 s	10,0 s
7483, 7493	Relay output A	Nicht benutzt Optionsabhängig	Nicht belegt
7484, 7494	Aktivieren	AUS	AUS

Parameter	Name	Bereich	Standard
		ON	
7485, 7495	Fehlerklasse	F1...F8	Warnung (F2)
7486, 7496	AVG-Timer	30 bis 900 s	600 s

Mittelwertberechnung

Die Sammelschienenenspannung wird sekundlich gemessen und alle drei Sekunden wird ein Zwischenmittelwert gebildet. Dieser Wert wird in einen FIFO-Speicher (first in, first out) übertragen. Der Mittelwertalarm wertet diesen Speicher aus.

Der Speicher (Schiebefenster) funktioniert nach dem FIFO-Prinzip (first in first out), und die Dauer der Mittelwertbildung wird im Menü 7486 (oder 7496) eingestellt. Dieser Timer ist ein Schiebefenster, in dem die älteste Zwischenberechnung alle drei Sekunden überschrieben wird. Der Mittelwert des Alarms wird also alle drei Sekunden neu gebildet.

Beispiel

Gleitfenster 30 ... 900 s

98 100 99 101 100 102 101 97 99 102 104 106 108 Speicher

96 99 99 Sammelschienenenspannung

1 s.

3 Messwerte

Die Zahlen in der Abbildung stellen die Sammelschienenenspannung als Prozentsatz der nominalen Sammelschienenenspannung dar.

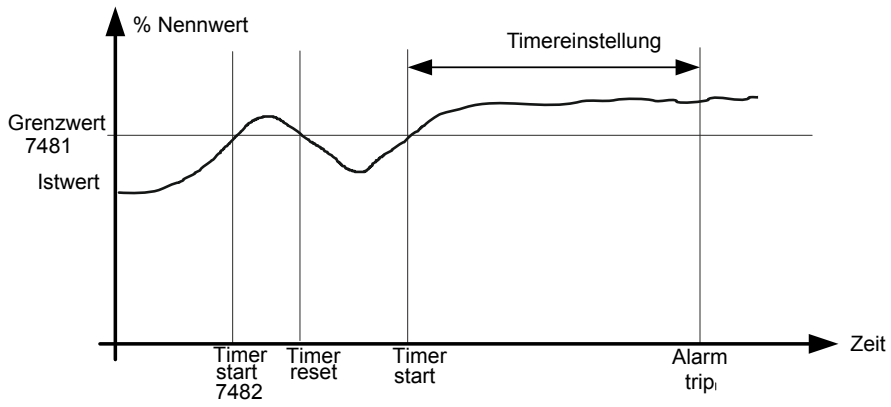
Der Wert der ersten Zwischenberechnung beträgt 98% und wird in den FIFO-Speicher geschrieben. Die Fensterbreite wurde im Menü 7486 auf 30 Sekunden eingestellt. Dies bedeutet, dass der Mittelwert des Alarms auf 10 Zwischenmittelwertberechnungen aus drei Stichproben basiert.

Berechnung des Mittelwertes aus o.a. Beispiel:

$$Avg.value = \frac{\sum values}{n} = \frac{100+99+101+100+102+101+97+99+102+104}{10} = 100.5 \%$$

Mittelwertalarm

Der Mittelwert wird als Istwert herangezogen. Damit erfolgt die Alarmbehandlung genauso wie bei jedem anderen Alarm. Für $Avg U_{BB} > 1$: Sobald der Istwert den Sollwert in Menü 7481 erreicht, wird der Timer in Menü 7482 ausgelöst und löst den Alarm aus, wenn der Wert höher als der Sollwert für diesen Zeitraum ist. Wenn der Wert unter den Sollwert fällt, wird der Timer in Menü 7482 zurückgesetzt.



INFO

Die Änderung des Sollwerts in Menü 7486 (oder 7496) setzt den *Avg U BB > 1* (oder *Avg U BB > 2*) Wert zurück.