



AGC-4 Mk II, AGC-4



Option A10

VDE AR-N 4110/4105 und G99 Netzschutz



1. Optionsbeschreibung

1.1 Option A10.....	4
1.2 VDE-Anforderungen.....	4
1.3 G99-Anforderungen.....	4
1.4 Weitere für die Option A10 erforderliche Optionen.....	4
1.5 Deaktivieren der Option A20.....	5
1.6 Softwareversion.....	5
1.7 Nominale Netzspannung und Skalierung.....	5
1.8 AGC-4: Parameter und Einstellungen.....	6
1.9 Abkürzungen und Glossar.....	6
1.10 Sicherheit, Warnhinweise und rechtliche Informationen.....	7
1.10.1 Sicherheit bei Installation und Betrieb.....	7
1.10.2 Werkseinstellungen.....	7
1.10.3 Rechtliche Hinweise.....	8
1.10.4 Haftungsausschluss.....	8
1.10.5 Urheberrecht.....	8

2. Externe Messungen, Ein- und Ausgänge

2.1 Priorität der Sollwerteingänge.....	9
2.2 RRCR externe Sollwertregelung.....	9
2.3 Externe Sollwerte von einem CIO 308 Modul.....	9
2.4 Auswahl von Ansichten.....	9
2.5 Sollwertausgänge.....	10

3. Funktionen der Aggregatsteuerung

3.1 Nennleistung.....	12
3.1.1 Leistungsrichtung.....	12
3.2 Power Management.....	12
3.3 AC-Messungen am Netzanschluss.....	13
3.3.1 Netzanschlusspunkt zu weit entfernt.....	13
3.3.2 Verwendung eines Messumformers für Spannungsmessungen.....	14
3.3.3 Verwendung von M-Logic für externe AC-Messungen.....	15
3.3.4 Parameter für die U-, P- und Q-Messung des Messumformers.....	16
3.4 Vorsteuerung.....	16
3.5 Kapazitätskurve des Wechselstromgenerators mit Begrenzung.....	18
3.5.1 Parameter für die Kapazitätskurve.....	19
3.6 Blindleistungsregelung.....	20
3.6.1 Standard-Blindleistungsregelung.....	21
3.6.2 Netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung.....	22
3.6.3 Einstellungen zur netzspannungsabhängigen Blindleistungsbegrenzung.....	22
3.6.4 Blindleistungsrichtung für die Varianten A, B, C und E.....	23
3.6.5 Typ 1: Variante A) Q(U) U-Shift.....	23
3.6.6 Einstellungen für Typ 1: Variante A.....	25
3.6.7 Typ 2: Variante B) Q(P)-Kurve.....	25
3.6.8 Einstellungen für Typ 2: Variante B.....	25
3.6.9 Typ 3: Variante C) Q(U) Q-Shift.....	26
3.6.10 Einstellungen für Typ 3: Variante C.....	27
3.6.11 Typ 4: Variante D) festes Cos ϕ	27
3.6.12 Einstellungen für Typ 4: Variante D.....	27
3.6.13 Typ 5: Variante E) festes Q.....	28

3.6.14 Typ 6: Variante F) Superior.....	28
3.7 Q-Rampe.....	28
3.8 df/dt (ROCOF).....	28
4. Netzsteuerungsfunktionen	
4.1 Verwendung der Netzsteuerung als Anlagensteuerung.....	30
4.2 Nennleistung.....	30
4.2.1 Leistungsrichtung.....	31
4.3 Blindleistungsregelung.....	31
4.3.1 Standard-Blindleistungsregelung.....	32
4.3.2 Netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung.....	32
4.3.3 Einstellungen zur netzspannungsabhängigen Blindleistungsbegrenzung.....	33
4.3.4 Blindleistungsrichtung für die Varianten A, B, C und E.....	33
4.3.5 Typ 1: Variante A) Q(U) U-Shift.....	34
4.3.6 Einstellungen für Typ 1: Variante A.....	35
4.3.7 Typ 2: Variante B) Q(P)-Kurve.....	35
4.3.8 Einstellungen für Typ 2: Variante B.....	36
4.3.9 Typ 3: Variant C) Q(U) Q-Shift	36
4.3.10 Einstellungen für Typ 3: Variante C.....	37
4.3.11 Typ 4: Variante D) festes $\cos\phi$	38
4.3.12 Einstellungen für Typ 4: Variante D.....	38
4.3.13 Typ 5: Variante E) festes Q.....	38
5. Grundfunktionen	
5.1 Quasi-stationärer Betrieb.....	39
5.1.1 Parameter für den quasi-stationären Betrieb.....	39
5.2 FRT-Kurven (LVRT und HVRT).....	39
5.2.1 Einstellungen für FRT-Kurven.....	40
5.3 Über- und unterfrequenzabhängige Wirkleistung.....	43
5.3.1 Einstellungen und Parameter.....	44
5.3.2 Berechnung der P-Grad-Steigung.....	46
5.4 Q-U-Schutz.....	48
5.5 Zuschaltung nach der Auslösung durch Netzschutzvorrichtungen.....	48

1. Optionsbeschreibung

1.1 Option A10

Die Option A10 ist eine Software-Option für Aggregat- und Netzsteuerungen, damit diese die VDE- und G99-Anforderungen erfüllen können.

1.2 VDE-Anforderungen

Es folgt eine Zusammenfassung der VDE-Anforderungen. Diese Anforderungen sind außerdem in jeder Funktionsbeschreibung enthalten.

Aggregatsteuerungen und Netzsteuerungen

Allgemeines: Die Option A10 aktiviert die nach VDE 4110 und 4105 erforderlichen Funktionen.

Quasi-stationärer Betrieb: Zur Einhaltung der Anforderungen nach VDE und G99 stehen für die Option A10 Timer mit extra langen Zeiten (2000 s) zur Verfügung.

Blindleistungsregelung, Typ 4: Variante D) festes $\cos\phi$: Zur Einhaltung der VDE-Anforderungen enthält der $\cos\phi$ -Sollwert 3 Dezimalstellen.

Nur Aggregatsteuerungen

Kapazitätskurve des Wechselstromgenerators: Die VDE-Vorschriften beziehen sich auf ein P/Q-Diagramm. Zur Einhaltung der VDE-Anforderungen verwenden Sie die Nennwirkleistung (in kW) in den Einstellungen von S nominal.

Nur Netzsteuerungen

Anlagensteuerung: Die Netzsteuerung kann den Anschlusspunkt kontrollieren.

1.3 G99-Anforderungen

Es folgt eine Zusammenfassung der G99-Anforderungen. Diese Anforderungen sind außerdem in jeder Funktionsbeschreibung enthalten.

ANMERKUNG Die G99-Anforderungen müssen nur bei Systemen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz eingehalten werden.

Quasi-stationärer Betrieb: Zur Einhaltung der Anforderungen nach VDE und G99 stehen für die Option A10 Timer mit extra langen Zeiten (2000 s) zur Verfügung.

df/dt: Wählen Sie zur Einhaltung der G99-Anforderungen die Option *G99 df/dt* im Parameter 1205. Anschließend können Sie df/dt im Menü 1670 konfigurieren.

Alarmer für Sammelschienenüberfrequenz 4 (Menü 1920) und Sammelschienenunterfrequenz 5 (Menü 1930): Diese Schutzfunktionen werden bei G99 benötigt und können mit Verzögerungszeiten bis 6000 s konfiguriert werden. Dieses Dokument enthält keine weitere Beschreibung zu diesen Schutzfunktionen.

1.4 Weitere für die Option A10 erforderliche Optionen

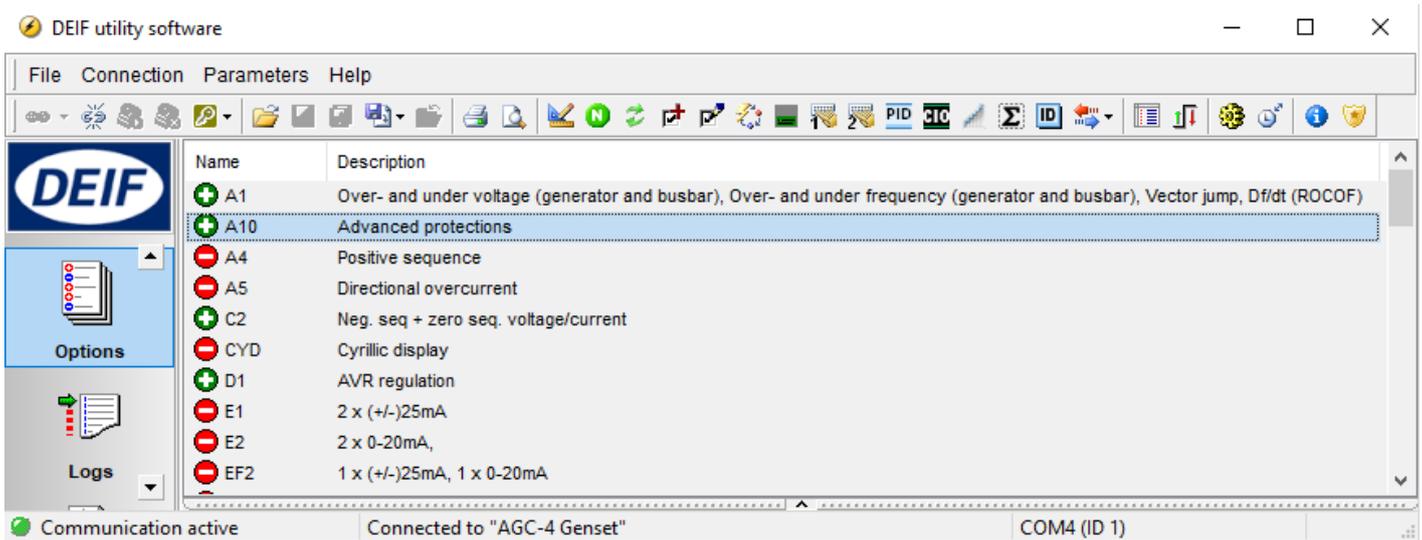
Die Standardausführung der AGC-4 Mk II enthält alle erforderlichen Optionen für die Option A10 und auch die empfohlene Genauigkeit (Klasse 0.5).

Bei der AGC-4 aktiviert die Option A10 automatisch die Optionen A1 (Netzschutzpaket), C2 (Generator-Zusatzschutzpaket). Für eine Aggregatsteuerung ist die Option D1 (SPR-Regelung) erforderlich, um den Generator parallel zum Netz zu betreiben. Die Option D1 ist nicht in der Option A10 enthalten und muss separat bestellt werden. DEIF empfiehlt bei der Bestellung der Steuerung

die Option Q1 (Verifizierte Klasse 0,5) zu wählen. Option Q1 erfordert eine verbesserte Kalibrierung während der Produktion der Steuerung.

Verwenden Sie die USW Software von DEIF unter *Options*, um zu überprüfen, welche Optionen aktiviert sind.

Beispiel für aktivierte Optionen für die Option A10 für eine AGC-4 Aggregatsteuerung



1.5 Deaktivieren der Option A20

Es ist möglich, eine AGC-4 Mk II Steuerung sowohl mit Option A10 als auch mit Option A20 zu betreiben. Die Option A10 und die Option A20 können jedoch nicht gleichzeitig aktiv sein. Deaktivieren der Option A20:

1. Stellen Sie sicher, dass Sie eine Sicherungskopie der Konfiguration der Steuerung haben.
2. Drücken Sie die SPRUNG-Taste an der DU-2-Anzeigeeinheit.
3. Verwenden Sie die Pfeiltasten, um **9101** zu wählen, und drücken Sie dann die Taste **SEL**.
4. **9101 Nationale Regelung** wird angezeigt. Drücken Sie die Taste **SEL**.
5. Drücken Sie die obere/untere Steuertaste, um **AUS** zu wählen. Drücken Sie die rechte Taste, um **SPEICHERN** zu wählen, und drücken Sie dann die Taste **SEL**.
 - Die Steuerung wird auf die Werkseinstellungen zurückgesetzt und neu gestartet.
6. Konfigurieren Sie die Steuerung nach Bedarf.

1.6 Softwareversion

Dieses Dokument basiert auf der folgenden Software:

Steuerung	Anwendungssoftware	PC-Utility-Software
AGC-4 Mk II	6.05	3.51.0
AGC-4	4.81	3.47.2

Die Vorgaben beruhen allgemein auf den Anforderungen nach DIN VDE AR-N 4105, DIN VDE AR-N 4150 und G99. Sie müssen jedoch alle relevanten Parameter und Einstellungen (insbesondere für LVRT und HVRT) überprüfen, bevor der Generator zum ersten Mal gestartet wird.

1.7 Nominale Netzspannung und Skalierung

Mehrere Funktionen basieren auf der nominalen Netzspannung.

Die nominale Netzspannung ist in *BB Nominal U 1*, Parameter 6053 oder *BB Nominal U 2*, Parameter 6063 definiert. *Bus nom. set*, Parameter 6052, bestimmt, welcher Wert verwendet wird.

Die *Skalierung*, Parameter 9030, beeinflusst auch einige der Funktionen. Einige Funktionen verweisen darauf als *Messbereich*. Verschiedene Einstellungen können für 10 V-2500 V, 100 V-25000 V (Standard), 10 kV-250 kV und 0,4 kV-75 kV verwendet werden.

1.8 AGC-4: Parameter und Einstellungen

Einige konfigurierbare Einstellungen, die in der AGC-4-Software älter als Version 4.71 Parameternummern hatten, befinden sich jetzt unter *Erweiterte Schutzfunktionen*. Diese Einstellungen erscheinen nicht mehr in der Parameterliste. Zur Unterstützung des Benutzers kann die alte Parameternummer in Klammern angezeigt werden. Wenn eine neue konfigurierbare Einstellung erstellt wurde, kann dies durch *(Neu)* angezeigt werden.

Beispiel für konfigurierbare Einstellungen mit Zahlen in einer AGC-4 Aggregatsteuerung

Value set-point	Timer set-point
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 (New) 90 %	Ut < t SP7 (New) 60 s
Ut < U SP8 (New) 90 %	Ut < t SP8 (New) 70 s

ANMERKUNG Die AGC-4 Mk II Steuerungen verwenden eine neuere Software, daher werden die alten Parameternummern nicht angezeigt.

1.9 Abkürzungen und Glossar

Abkürzungen

Abkürzung	Erklärung
SPR	Spannungsregler
BDEW	<i>Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft</i> Die VDE-Vorschriften zum Schutz von Stromnetzen sind ein Nachfolger der BDEW-Richtlinien.
FRT	Fault Ride Through (Durchfahren von Fehlzuständen)
DRZ	Drehzahlregler
HVRT	High Voltage Ride Through (Durchfahren von Hochspannung)
LVRT	Low Voltage Ride Through (Durchfahren von Niederspannung)
Pnom	Nennleistung des Aggregats

Abkürzung	Erklärung
Pref	Bei einer Netzsteuerung die Nennleistung der Anlage, auf die sich die Schutzfunktionen der Option A10 beziehen. Siehe Verwendung der Netzsteuerung als Anlagensteuerung .
P %	Wirkleistung (P) in Prozent der Nennleistung (Pnom)
Qnom	Nominale Blindleistung des Aggregats Berechnungen gehen im Allgemeinen davon aus, dass $Q_{nom} = P_{nom}$ ist, obwohl die Kapazitätskurve des Generators eine Ausnahme bildet.
Q %	Blindleistung (Q) in Prozent der Nennleistung (Pnom)
RRCR	Funk-Rundsteuerempfänger (Radio Ripple Control Receiver) Binäreingänge werden zur externen Sollwertregelung verwendet.
U	Gemessene Spannung
Uc	Weitere Informationen über die Nennspannung des Netzes siehe hier .
USW	Die PC-Utility-Software von DEIF
VDE	<i>Verband der Elektrotechnik</i> , eine der größten technisch-wissenschaftlichen Vereinigungen Europas

Glossar

Begriff	Erklärung
Aggregat	Ein Stromerzeuger mit steuerbarer Drehzahl (Regler) und Erregung (DZR).
Aggregatsteuerung	DEIF AGC-4 Mk II oder AGC-4 Aggregatsteuerung
Netz	Die öffentliche Stromversorgung. Auch <i>Stromnetz</i> genannt.
Netzsteuerung	DEIF AGC-4 Mk II oder AGC-4 Netzsteuerung
Anlage	Die Stromerzeugungsanlage, in der sich das Aggregat befindet.

1.10 Sicherheit, Warnhinweise und rechtliche Informationen

1.10.1 Sicherheit bei Installation und Betrieb

Bei der Installation und Bedienung des Geräts müssen Sie möglicherweise mit gefährlichen Strömen und Spannungen arbeiten. Die Installation darf nur von autorisiertem Personal durchgeführt werden, das mit den Gefahren beim Arbeiten mit elektrischen Geräten vertraut ist.



GEFAHR!



Gefährliche Ströme und Spannungen

Berühren Sie keine Klemmen, insbesondere nicht die AC-Messeingänge und die Relaisklemmen, da dies zu Verletzungen oder zum Tod führen kann.

1.10.2 Werkseinstellungen

Die Geräte 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.

1.10.3 Rechtliche Hinweise

DEIF übernimmt keine Haftung für den Betrieb oder die Installation des Aggregats. Bei Unklarheiten über die Installation oder den Betrieb des von der Steuerung kontrollierten Motors/Generators muss das für die Installation oder den Betrieb des Aggregats zuständige Unternehmen kontaktiert werden.

ANMERKUNG Die Steuerung darf nicht von Unbefugten geöffnet werden. Sollte das Gerät dennoch geöffnet werden, führt dies zu einem Verlust der Gewährleistung.

1.10.4 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.

1.10.5 Urheberrecht

© Copyright DEIF A/S. Alle Rechte vorbehalten.

2. Externe Messungen, Ein- und Ausgänge

2.1 Priorität der Sollwerteingänge

Die Regelungssollwerte in der Steuerung sind entweder interne Sollwerte oder externe Sollwerte. Es gibt eine Reihe von verschiedenen Quellen für externe Sollwerte. Die Steuerung verwendet für die Regelungssollwerte die folgende Prioritätsfolge:

1. RRRCR (höchste Priorität)
2. Wenn aktiviert und die Frequenz außerhalb der Frequenztotzone liegt: Droop Curve 1
3. Modbus/Profibus
4. CIO-Eingänge
5. Option M12, Analogeingänge
6. Interner Sollwert

2.2 RRRCR externe Sollwertregelung

Das Netz kann einen Funk-Rundsteuerempfänger (RRRCR) für das Lastmanagement verwenden. Die Option A10 ermöglicht es der Steuerung, die RRRCR-Signale für die Leistungs- und Blindleistungsregelung zu verwenden.



Zusätzliche Informationen

Weitere Informationen finden Sie unter **Weitere Funktionen, RRRCR externe Sollwertregelung** im **Handbuch für Konstrukteure**.

2.3 Externe Sollwerte von einem CIO 308 Modul

Wird ein CIO 308 über den CAN-Bus angeschlossen, kann die Steuerung analoge Sollwerte als 4 bis 20 mA-Signale empfangen. Diese können auf Drahtbruch überwacht werden.

Folgendes kann nur gewählt werden, wenn der *Variantentyp Standard* ist (unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung*).

- Bei einer Aggregatsteuerung kann der Blindleistungssollwert nur gewählt werden, wenn *Q fest* in *ContrSet Cosφ oder Q* Parameter 7055 gewählt wurde.
- Bei einer Netzsteuerung kann der *Cosφ-Sollwert* nur gewählt werden, wenn *Fest für Imp/Exp* in *ContrSet Cosφ* Parameter 7054 gewählt wurde.

CIO-Eingang	Funktion	Beschreibung
CIO 308 1.8	<i>Externer P-Sollwert</i> oder <i>Externer f-Sollwert</i>	Externe Wirkleistung oder Frequenzsollwert (abhängig vom Betriebsmodus der Steuerung)
CIO 308 1.11	<i>Externer U-Sollwert, Externer Cosφ-Sollwert,</i> oder <i>Externer Q-Sollwert</i>	Externe Spannung, <i>Cosφ</i> oder Blindleistungssollwert (abhängig vom Betriebsmodus der Steuerung)

ANMERKUNG Die externen Sollwerte funktionieren nur, wenn der CIO 308 die ID 1 hat.

2.4 Auswahl von Ansichten

Bei der Option A10 können Sie mit der USW zusätzliche Betriebsinformationen auf dem Display anzeigen.

Um die auf dem Display angezeigten Informationen zu ändern:

1. Wählen Sie das Symbol *Configuration of the user views* (Konfiguration der Benutzeransichten) 
 - Das Fenster *Device display* (Geräteanzeige) wird geöffnet.
2. Wählen Sie eine der Ansichten aus und klicken Sie dann auf eine der drei Zeilen im Display.

- Das Fenster *View line configuration* (Konfiguration Displayzeile) öffnet sich.
3. Wählen Sie unter *Electrical data > Grid support* die gewünschten Display-Informationen aus und wählen Sie **OK**.
- Die USW zeigt die Displayzeile mit der Auswahl an.
4. Wählen Sie *Write views to the device* .

Display-Informationen	Beschreibung
Wirkleistungsrampe #	Welche Wirkleistungsrampe ist derzeit aktiv
Droop1 Curve Verzögerungszeit #s	Die Verzögerungszeit, wenn sich die Netzfrequenz innerhalb der Totzone für die Funktion Droop Curve 1 befindet
f-Bus L1 Avg #.###Hz	Durchschnittliche Netzfrequenzmessung für L1
f-Bus L2 Avg #.###Hz	Durchschnittliche Netzfrequenzmessung für L2
f-Bus L3 Avg #.###Hz	Durchschnittliche Netzfrequenzmessung für L3
f-Gen L1 Avg #.###Hz	Durchschnittliche Generatorfrequenzmessung für L1
f-Gen L2 Avg #.###Hz	Durchschnittliche Generatorfrequenzmessung für L2
f-Gen L3 Avg #.###Hz	Durchschnittliche Generatorfrequenzmessung für L3
Ramp switch #s	Anzeige des Ramp-Switch-Timers, wenn zwischen einer Q Regelvariante umgeschaltet wird
Regelungsvariante	Der Blindleistungsregler den die Steuerung aktuell verwendet

2.5 Sollwertausgänge

Die Steuerung kann die Sollwerte P, Q und Cosφ über Analogausgänge und/oder Modbus ausgeben. Siehe unter **Modbus-Tabellen**.

Um die Analogausgänge einzustellen, konfigurieren Sie die folgenden Parameter in der Parameterliste.

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
P ref Ausgangstyp	5693	Deaktiviert	Deaktiviert 0-20mA 4-20mA 0-10V -10V-0-10V	Ausgang für den Sollwert <i>Leistung</i> . Wählen Sie den AGC-Analogausgang unter <i>Messumformer A</i> und/oder <i>B</i> aus.
P ref Ausgang max.	5694	500 kW	0 bis 20000 kW	Der Bereichsendwert des Leistungssollwertes.
P ref Ausgang min.	5695	0 kW	-9999 bis 20000 kW	Der Bereichsanfangswert des Leistungssollwertes.
Q ref Ausgangstyp	5703	Deaktiviert	Deaktiviert 0-20mA 4-20mA 0-10V -10V-0-10V	Ausgang für den Sollwert <i>Blindleistung</i> . Wählen Sie den AGC-Analogausgang unter <i>Messumformer A</i> und/oder <i>B</i> aus.
Q ref Ausgang max.	5704	400 kvar	0 bis 16000 kvar	Der Bereichsendwert des Blindleistungssollwertes.
Q ref Ausgang min	5705	0 kvar	-8000 bis 16000 kvar	Der Bereichsanfangswert des Blindleistungssollwertes.
Cosphi ref Outp type (Cosφ ref Ausgangstyp)	5713	Deaktiviert	Deaktiviert 0-20mA 4-20mA 0-10V -10V-0-10V	Ausgang für den Cosφ-Sollwert. Wählen Sie den AGC-Analogausgang unter <i>Messumformer A</i> und/oder <i>B</i> aus.

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Cosphi ref Outp max (Cosφ ref Ausg max)	5714	0.8	0,5 bis 0,99	Der Bereichsendwert des Cosφ-Sollwertes.
Cosphi ref Outp min (Cosφ ref Ausg min)	5715	-0,8	-0,99 bis -0,5	Der Bereichsanfangswert des Cosφ-Sollwertes.

3. Funktionen der Aggregatsteuerung

In diesem Kapitel werden die Anforderungen und Funktionen der Option A10 beschrieben, die für die Aggregatsteuerung spezifisch sind. Für die Funktionen, die sowohl die Aggregatsteuerung als auch die Netzsteuerung unterstützen, siehe [Allgemeine Funktionen](#).

3.1 Nennleistung

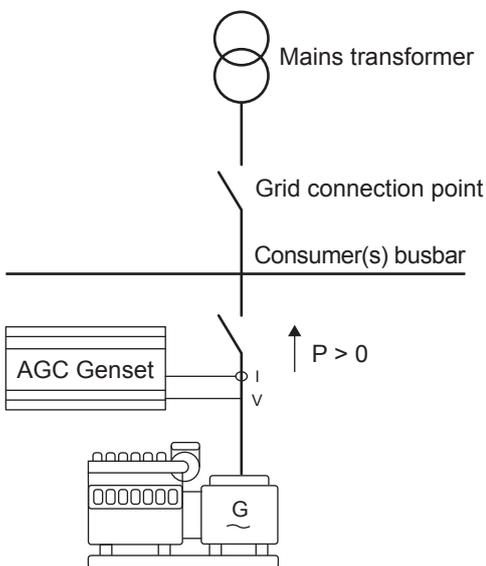
Mehrere Funktionen basieren auf der Nennleistung.

Die Nennleistung ist definiert in *Nom. P 1*, Parameter 6002; *Nom. P 2*, Parameter 6012; *Nom. P 3*, Parameter 6022; oder *Nom. P 4*, Parameter 6032. *nom. set aktivieren*, Parameter 6006 bestimmt, welcher Wert verwendet wird.

3.1.1 Leistungsrichtung

Für alle Schutzfunktionen, die $\cos\phi$ -Regelung und die RRCR-Sollwerte ist die Leistung des Aggregats positiv.

Positive Energie aus dem Aggregat



ANMERKUNG Für die Blindleistungsrichtung siehe [Blindleistungsrichtung für die Varianten A, B, C und E](#).

3.2 Power Management

Für eine Aggregatsteuerung in einer Power Management-Anwendung können Sie auswählen, welche Leistungsrampe verwendet werden soll. Sie können auch die Regelung konfigurieren, die bei einem Ausfall der Netzsteuerung verwendet werden soll.

Auswahl der Leistungsrampe

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, PM: Netzgerät, Leistungsrampe*.

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Rampenfunktion, Auswahl	Rampe vom DG benutzen	Rampe vom DG benutzen Rampe vom NETZ benutzen	Rampe vom DG benutzen: Die Steuerung verwendet die Werte in ihren eigenen Parametern für die Rampe. Rampe vom NETZ benutzen: Die Steuerung verwendet die in der Netzsteuerung konfigurierte Rampe.

Ausfall der Netzsteuerung

Konfigurieren Sie unter die Einstellungen für die Steuerung, die bei einem Ausfall des Netzreglers verwendet werden soll, unter *Erweiterte Schutzfunktionen, PM: Netzgerät, Netzgerätausfall*.

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Betriebsart	Lastverteilung	Lastverteilung Modus beibehalten	Lastverteilung: Fällt die Steuerung aus, teilt sich das Aggregat die Last gleichmäßig mit den anderen Aggregaten in der Anwendung. Modus beibehalten: Die Steuerung übernimmt die Lastverteilung im gleichen Modus wie vor dem Ausfall des Netzreglers.
P-Modus	Standard P verwenden	Standard P verwenden Sollwert beibehalten	Standard P verwenden: Wenn die Netzsteuerung ausfällt, verwendet die Aggregatsteuerung den Sollwert <i>Standard P</i> . Sollwert beibehalten: Fällt die Netzsteuerung aus, fährt die Aggregatsteuerung mit dem letzten Sollwert der Netzsteuerung fort.
Standard P [% von Pnom]	0	0 bis 100	Der für <i>Standard P verwenden</i> benutzte Sollwert.
Q-Modus	Standard Cosφ verwenden	Standard Cosφ verwenden Standard Q verwenden Cosφ-Sollwert beibehalten Q-Sollwert beibehalten	Standard Cosφ verwenden: Wenn die Netzsteuerung ausfällt, verwendet die Aggregatsteuerung den Sollwert <i>Standard Cosφ</i> . Standard Q verwenden: Wenn die Netzsteuerung ausfällt, verwendet die Aggregatsteuerung den Sollwert <i>Standard Q</i> . Cosφ-Sollwert beibehalten: Fällt die Netzsteuerung aus, fährt die Aggregatsteuerung mit dem letzten Sollwert der Netzsteuerung fort. Q-Sollwert beibehalten: Fällt die Netzsteuerung aus, fährt die Aggregatsteuerung mit dem letzten Sollwert der Netzsteuerung fort.
Standard Cosφ-Sollwert	1.000	0,000 bis 1,000	Der für <i>Standard Cosφ verwenden</i> benutzte Sollwert.
Standard-Cosφ-Richtung	Induktiv (GEN)	Induktiv (GEN) Kapazitiv (GEN)	Die Cosφ-Richtung für den Sollwert.
Standard Q [% von Pnom]	0	0 bis 100	Der für <i>Standard Q verwenden</i> benutzte Sollwert.

3.3 AC-Messungen am Netzanschluss

Bei der Option A10 müssen sich die AC-Messungen an der Netzanschlussstelle befinden.

Wird eine Netzsteuerung als Anlagensteuerung eingesetzt, misst die Netzsteuerung die Spannung und den Strom am Anschlusspunkt. Messumformer sind daher nicht erforderlich.

Für eine *Einzel-DG*-Anwendung müssen Sie jedoch einen Messumformer für die AC-Messungen verwenden.

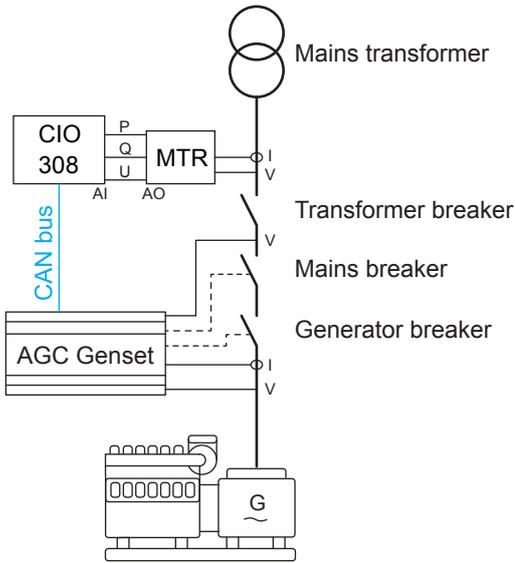
3.3.1 Netzanschlusspunkt zu weit entfernt

Wenn der Netzanschlusspunkt sich in einiger Entfernung von der Steuerung befindet, ist es nicht sinnvoll, lange Leitungen für Netzwechselspannungen und -ströme und/oder Niederspannungssignale (z.B. 4 bis 20 mA) zu verlegen.

Zur Lösung dieses Problems kann ein DEIF MTR und CIO 308 an der Netzanschlussstelle platziert und an die Steuerung angeschlossen werden. Die Steuerung nutzt dann die AC-Messwerte des Messumformers (anstelle ihrer eigenen AC-Messwerte) zur Regelung. Die Steuerung verwendet jedoch weiterhin eigene AC-Messungen für ihre AC-Schutzmaßnahmen.

ANMERKUNG Bei Verwendung eines externen Analogeingangs muss die Drahtbruchüberwachung aktiviert werden. Für den Fall, dass der Eingang ausfällt, muss ebenfalls eine Rückfallfunktion konfiguriert werden.

Beispiel für Wechselstrommessungen von einem entfernten Netzanschlusspunkt aus



Um die Funktionen U, P und Q zu aktivieren, verwenden Sie [M-Logic](#) und [Parameter](#).

3.3.2 Verwendung eines Messumformers für Spannungsmessungen

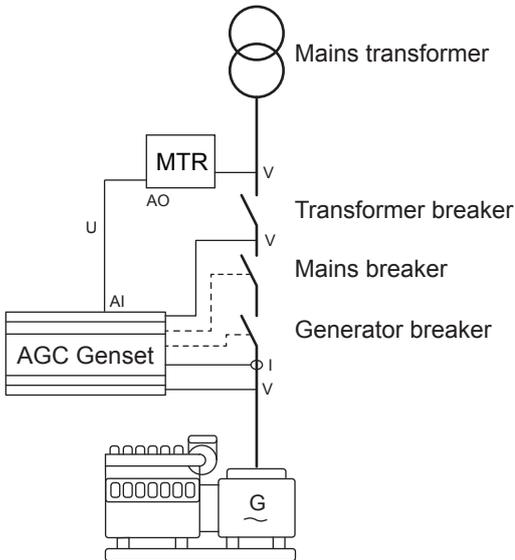
Die Funktionen $Q(U)$ *U-Verschiebung* und $Q(U)$ *Q-Verschiebung* können auf einem 4 bis 20 mA Netzspannungssignal von einem DEIF MTR am Netzanschlusspunkt basieren. Dies ist nützlich, wenn es zu einem erheblichen Spannungsabfall zwischen dem Anschlusspunkt und der Steuerung kommt.

ANMERKUNG Bei Verwendung eines externen Analogeingangs muss die Drahtbruchüberwachung aktiviert werden. Für den Fall, dass der Eingang ausfällt, muss ebenfalls eine Rückfallfunktion konfiguriert werden.

Spannungsmessungen an einem DEIF MTR

Die 4 bis 20 mA-Signale des DEIF MTR können an einen Multi-Eingang der Steuerung angeschlossen werden.

Beispiel für Spannungsmessung als Analogeingang von der Netzanschlussstelle aus

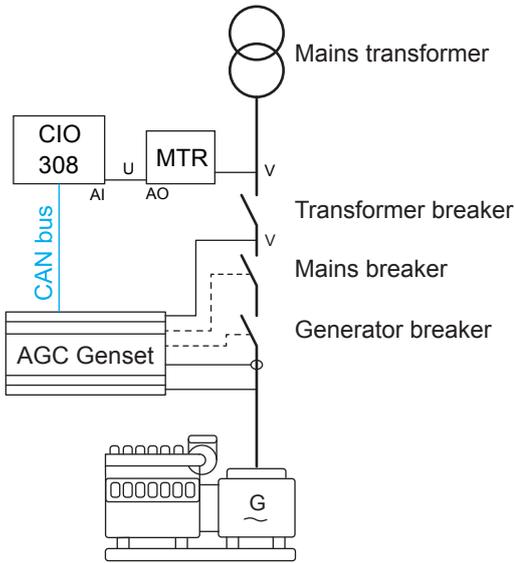


Um die U-Funktion zu aktivieren, verwenden Sie [M-Logic](#) und [Parameter](#).

Spannungsmessungen von einem DEIF MTR und CIO aus

Alternativ kann das 4 bis 20 mA-Signal (U L1L2) des DEIF MTR an den Eingang CIO 308 ID1 Klemme 20 (also CIO 308 1.20) angeschlossen werden.

Beispiel für die Spannungsmessung über CAN vom Netzanschlusspunkt aus



Um die U-Funktion zu aktivieren, verwenden Sie [M-Logic](#) und [Parameter](#).

3.3.3 Verwendung von M-Logic für externe AC-Messungen

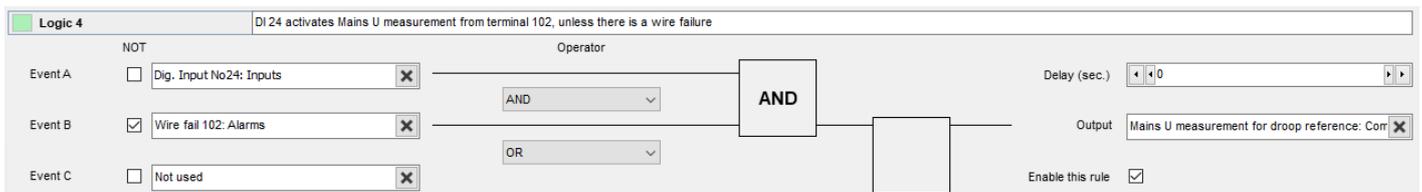
Die Steuerung verknüpft den Analogeingang über die M-Logic-Konfiguration mit der Anforderungsmessung. Zur Sicherheit ist die Drahtbruchüberwachung des Analogeingangs in der M-Logic-Konfiguration zu aktivieren.

U-Messung von einem Messumformer

Aktivieren der U-Messung direkt von einem Messumformer aus (kein CIO):

- Wählen Sie unter *Netz-U-Messung*, Parameter 7283, *Multi-Eingang 102 (Messumformer)*.
 - Stellen Sie den Messumformerbereich in den Parametern 7261 und 7262 ein.
- Für die Drahtbruchüberwachung ist ein Widerstand parallel zum Analogeingang der Steuerung zu verwenden (Details siehe *Installationsanleitung*).
- In *Drahtbruch 102*, Parameter, 4240, den Alarm aktivieren.
- Konfigurieren Sie die Funktion in M-Logic. Verwenden Sie die *Output, Command, Mains U measurement for droop reference*.

Beispiel einer M-Logik für die U-Messung von einem Messumformer aus

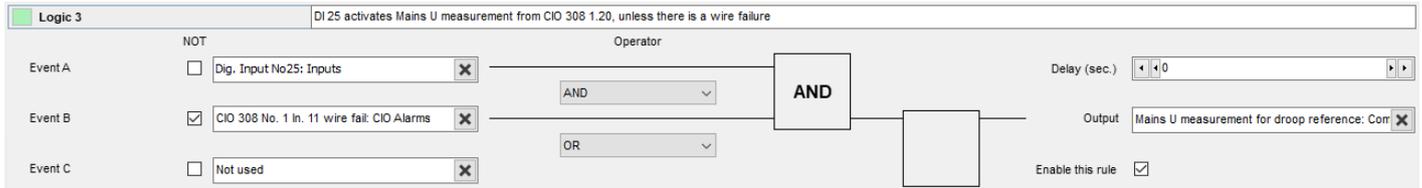


U-Messung von einem CIO aus

Aktivierung der U-Messung von einem CIO aus:

- Wählen Sie unter *Netz-U-Messung*, Parameter 7283, *CIO 308 1.20 (Messumformer)*.
 - Stellen Sie den Messumformerbereich in den Parametern 7261 und 7262 ein.
- Konfigurieren Sie die Funktion in M-Logic:
 - Verwenden Sie für den Drahtbruchalarm *Event, CIO alarms, CIO 308 No. 1 In. 20 Drahtbruch*.
 - Um die Funktion zu aktivieren, verwenden Sie die *Output, Command, Mains U measurement for droop reference*.

Beispiel einer M-Logik für U-Messung von einem CIO aus



P-Messung von einem CIO aus

Um die P-Messung von einem CIO aus zu aktivieren, gehen Sie wie bei der Aktivierung einer U-Messung von einem CIO vor. Konfigurieren Sie jedoch die Parameter, den Eingang und den Ausgang für P.

Q-Messung von einem CIO aus

Um die Q-Messung von einem CIO aus zu aktivieren, gehen Sie wie bei der Aktivierung einer U-Messung von einem CIO vor. Konfigurieren Sie jedoch die Parameter, Ein- und Ausgänge für Q.

3.3.4 Parameter für die U-, P- und Q-Messung des Messumformers

Um eine U-, P- oder Q-Messung von einem Messumformer aus durchzuführen, konfigurieren Sie die folgenden Parameter in der Parameterliste.

U-Messung von einem Messumformer

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Messumformerbereich	7281	0 V	0 bis 25000 V	Max. Spannung
Messumformerbereich	7282	0 V	0 bis 25000 V	Minimale Spannung
Netz-U-Messung	7283	Multieing.102	Multi-Eingang 102 (Messumformer) CIO308 1.20 (Messumformer)	Auswahl des Analogeingangs
Netz U Ext. Nennwert	7284	400 V	100 bis 25000 V	Nominale Netzspannung für den Messumformer

P-Messung von einem Messumformer aus

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Messumformerbereich	7261	0 kW	0 bis 20000 kW	Maximale Wirkleistung
Messumformerbereich	7262	0 kW	-20000 bis 0 kW	Minimale Wirkleistung
Netz P-Messung	7263	Multieing.102	Multi-Eingang 102 (Messumformer) Nur Netzsteuerung: 3 ph CT Leistungsmessung CIO308 1.14 (Messumformer)	Auswahl des Analogeingangs

Q-Messung von einem Messumformer aus

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Messumformerbereich	7271	0 kvar	-20000 bis 20000 kvar	Maximale Blindleistung
Messumformerbereich	7272	0 kvar	-20000 bis 20000 kvar	Minimale Blindleistung
Netz Q-Messung	7273	Multieing.102	Multi-Eingang 102 (Messumformer) CIO308 1.17 (Messumformer)	Auswahl des Analogeingangs

3.4 Vorsteuerung

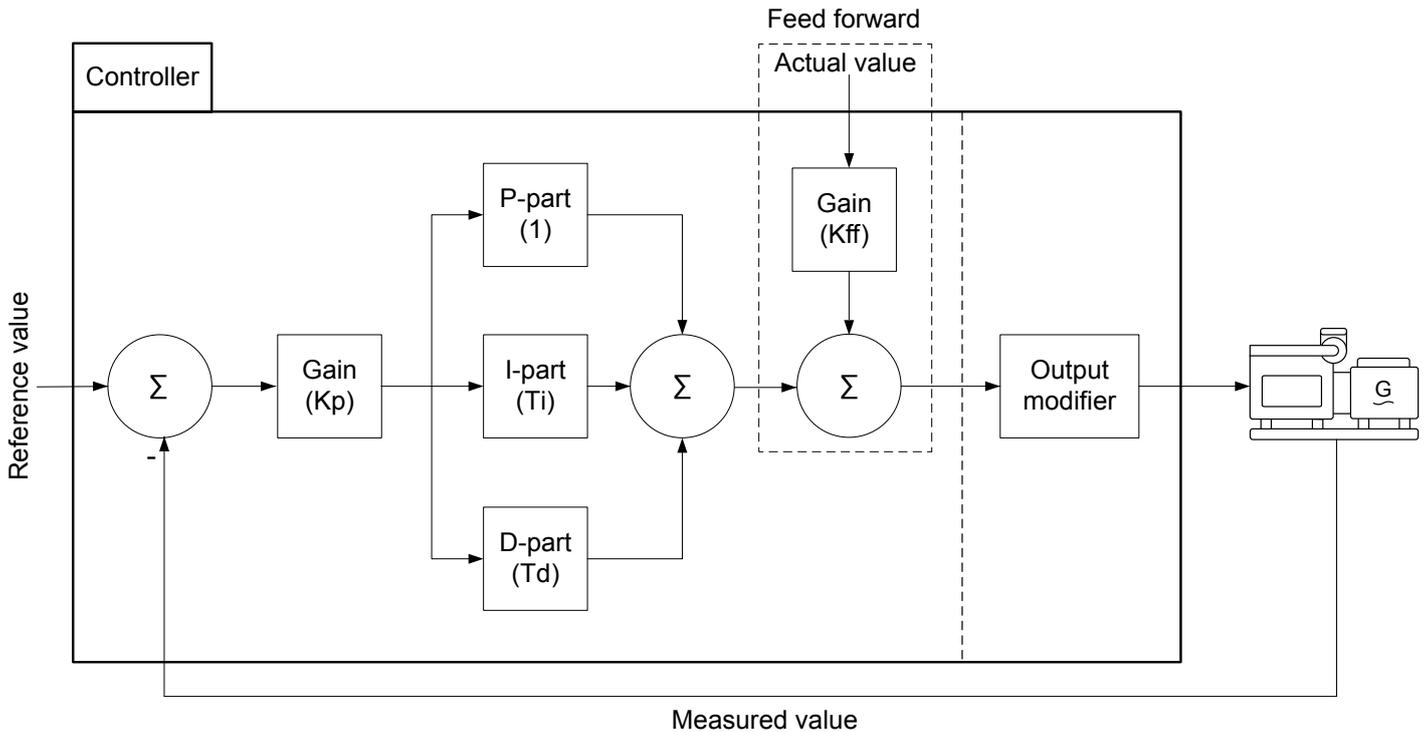
Bei der AGC-4 Mk II können Sie die Vorsteuerungsfunktion verwenden, um die Leistung des Regelkreises zu verbessern. Sie können die Vorsteuerungsfunktion des Leistungsreglers (P FF Ena) aktivieren. Dadurch wird die Wirkung von Frequenzstörungen

unterdrückt. Sie können auch die Vorsteuerungsfunktion des Blindleistungsreglers (Q FF Ena) aktivieren, um Spannungsstörungen zu unterdrücken.

Wenn beispielsweise die Frequenz auf der Sammelschiene ansteigt, könnte die Steuerung ohne Vorsteuerung die Leistung des Aggregats verringern. Bei der Vorsteuerung wird die Auswirkung der Sammelschienenfrequenzänderung minimiert. Ebenso könnte die Steuerung ohne Vorsteuerung die Blindleistung des Aggregats reduzieren, wenn die Sammelschienenfrequenz abfällt. Bei der Vorsteuerung wird die Auswirkung der Änderung der Sammelschienenfrequenz minimiert.

ANMERKUNG Um das Netz zu stützen und auf Frequenz- und Spannungsstörungen zu reagieren, nutzt die Steuerung die Funktionen der Frequenzabsenkung und der Blindleistungsregelung.

So funktioniert die Vorsteuerungsfunktion:



Für die Vorsteuerungsfunktion des Leistungsreglers:

1. Die Steuerung berechnet die PID-Regelung.
2. Die Steuerung errechnet einen Beitrag aus der aktuellen Frequenz und der eingestellten Verstärkung.
3. Die Steuerung addiert den Vorsteuerungsbeitrag zum Regelungsausgang.

Parameter

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
P FF Ena	2831	AUS	AUS, EIN	Aktivieren Sie die Vorsteuerung des Leistungsreglers.
P FF KFF	2832	12,5	0 bis 50	Die Vorsteuerungsverstärkung der Leistung*.
Q FF Ena	2833	AUS	AUS, EIN	Aktivieren Sie die Vorsteuerung des Blindleistungsreglers.
Q FF KFF	2834	10	0 bis 50	Die Vorsteuerungsverstärkung der Blindleistung*.

ANMERKUNG * Die Vorsteuerungsverstärkung wird (wie unten beschrieben) berechnet und dann eingestellt. Die Verstärkung wird nicht zur Abstimmung des Systems verwendet. Sie können eine Vorsteuerungsverstärkung verwenden, die niedriger ist als die berechnete Verstärkung. Verwenden Sie jedoch keine höhere Verstärkung, da dies zu einer positiven Rückkopplung führt.

Berechnung der Vorsteuerungsverstärkung

Um die Verstärkung für eine Frequenzstörung ($P_{FF} KFF$) zu berechnen, benötigen Sie den Frequenzbereich des Reglers. Bei einem symmetrischen System kann man davon ausgehen, dass die Leistung des Reglers in der Mitte des Bereichs 0,5 beträgt. Sie können dann KFF mit dieser Formel berechnen:

$$KFF = \text{Leistung des Reglers} / ((\text{Frequenz/Nennfrequenz}) - 1)$$

Die Verstärkung bei einer Spannungsstörung ($Q_{FF} KFF$) ist ähnlich.



Beispiel für Vorsteuerungsverstärkung der Leistung

Bei einer Nennfrequenz von 60 Hz beträgt der Regelbereich beispielsweise 56 bis 64 Hz, d. h. ± 4 Hz. Bei einer Frequenz von 62 Hz beträgt die Leistung des Reglers 0,5.

$$KFF = 0,5 / ((62 \text{ Hz} / 60 \text{ Hz}) - 1) = 15$$



Beispiel für Vorsteuerungsverstärkung der Blindleistung

Zum Beispiel beträgt der SPR-Bereich bei einer Nennspannung von 1 p.u. 0,88 bis 1,12 p.u., also $\pm 0,12$ p.u. Wenn die Spannung 1,06 p.u. beträgt, ist der SPR-Ausgang 0,5.

$$KFF = 0,5 / ((1,06 / 1) - 1) = 8,3$$

3.5 Kapazitätskurve des Wechselstromgenerators mit Begrenzung

Die wirkleistungsabhängige Blindleistungsbegrenzung ist eine Schutzfunktion des Generators und Teil der Option C2. Sie begrenzt die Blindleistungserzeugung im Verhältnis zur tatsächlichen Wirkleistung.

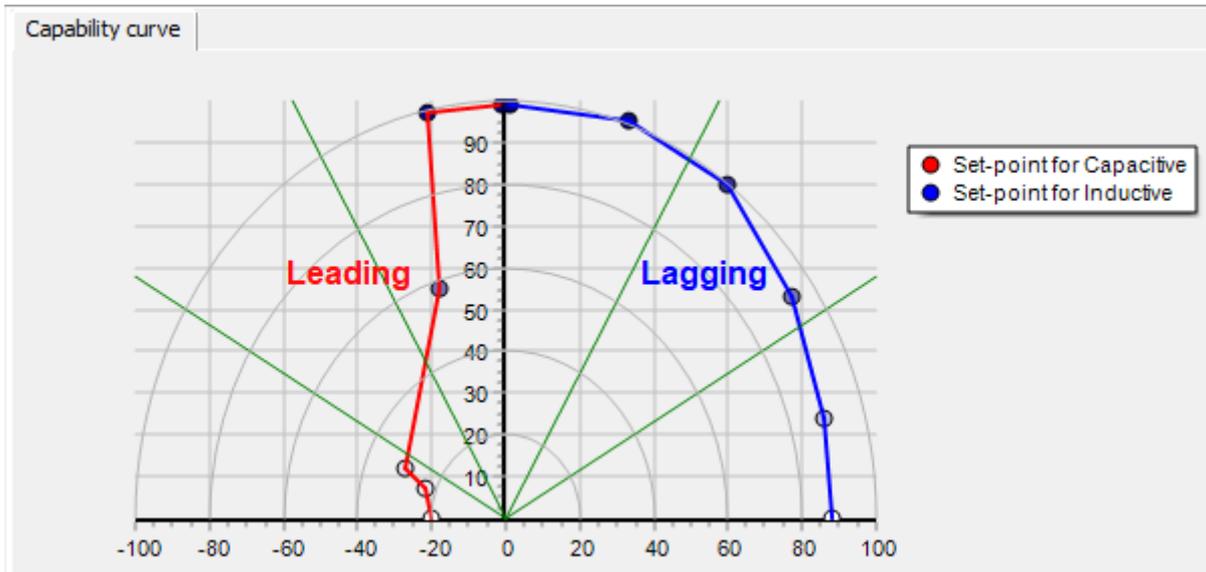
Die wirkleistungsabhängige Blindleistungsbegrenzung kann die Kapazitätskurve der Blindleistung des Generators im stationären Zustand nutzen. Die tatsächliche Kurve ist abhängig vom Generator. Die Kurve sollte im Datenblatt des Generators enthalten sein. Wenden Sie sich an den Hersteller des Generators, um diese Informationen zu erhalten.

Um die Blindleistungsbegrenzung basierend auf der Kapazitätskurve zu aktivieren, stellen Sie die *SPR-Begrenzungsart*, Parameter 2811 auf die *Kapazitätskurve Q* ein.

ANMERKUNG Konfigurieren Sie die Alarmer in der Parameterliste. Verwenden Sie *G P abh. Q<*, Parameter 1761, für den Import, und *G P abh. Q>*, Parameter 1791, für den Export.

Die Kurven werden unter *Erweiterte Schutzfunktionen, Kapazitätskurve* konfiguriert. Sechs Wirk- und Blindleistungskordinaten definieren die Kurve für den Import von Blindleistung. Ebenso definieren sechs Koordinaten die Kurve für den Export von Blindleistung.

Beispiel einer Generator-Kapazitätskurve aus der USW



Liegt der Blindleistungssollwert außerhalb der Begrenzungskurve, schränkt die Steuerung die Bezugsangabe für den Regler ein. Wenn sich der Blindleistungssollwert innerhalb der Begrenzungskurve bewegt, regelt die Steuerung die Blindleistung (oder $\cos\phi$).

Es können auch Schutzfunktionen aktiviert werden, um den Generator vom Netz zu trennen. Im Menü 1760 können Sie einen Alarm für die Überschreitung der Kapazitätskurve unterhalb des Erregungstimers konfigurieren. Im Menü 1790 können Sie einen Alarm für die Überschreitung der Kapazitätskurve oberhalb des Erregungstimers konfigurieren.

Der *SPR-Begrenzungssollwert*, Parameter 2812 definiert, wann die Regelung gestoppt wird. Wenn dieser Parameter 100 % beträgt, erstreckt sich die Kontrolle der Steuerung bis zur Kapazitätskurve. Bei 95 % stoppt die Regelung bei 5 % Abstand zum Überschreiten der Grenzkurve.

S nominal(import) (1766) und *S nominal(export)* (1796) unter *Erweiterte Schutzfunktionen, Kapazitätskurve* definieren die Grenze der y-Achse. Sie kann sich auf die Wirkleistung (P/Q-Diagramm) oder die Scheinleistung (S/Q-Diagramm) beziehen.



Beispiel für Schein- und Wirkleistung für die Kapazitätskurve

Der Generator hat eine Nennleistung von 1000 kW und eine Nenn-Scheinleistung von 1250 kVA.

Für ein S/Q-Diagramm als Kapazitätskurve verwenden Sie 1250 kVA für die *S nominal* (unter *Erweiterte Schutzfunktionen, Kapazitätskurve*). Auf der Kapazitätskurve entsprechen 100 % der Nenn-Scheinleistung dann 1250 kVA.

Alternativ kann für ein P/Q-Diagramm als Kapazitätskurve 1000 kVA für die *S-Nenneinstellungen* verwendet werden. Auf der Kapazitätskurve sind dann 100 % der Nennleistung 1000 kW.

Die VDE-Vorschriften beziehen sich auf ein P/Q-Diagramm. Die meisten Generatorhersteller stellen ein S/Q-Diagramm zur Verfügung. Um die VDE-Vorschriften zu erfüllen, verwenden Sie die Nennwirkleistung (in kW) in den *S nominal*-Einstellungen.

3.5.1 Parameter für die Kapazitätskurve

Diese Parameter und Einstellungen definieren die wirkleistungsabhängige Blindleistungsbegrenzung.

Die Einstellungen sind unter *Erweiterte Schutzfunktionen, Kapazitätskurve* konfiguriert.

Sollwert für Kapazitiv (untererregt; Absorption) (rote Kurve)

Blindleistung	Standard	Wirkleistung	Standard
G P abh Q<Q1	20 %	G P abh P<P1	0 %
G P abh Q<Q2	22 %	G P abh P<P2	7 %
G P abh Q<Q3	27 %	G P abh P<P3	12 %
G P abh Q<Q4	18 %	G P abh P<P4	55 %
G P abh Q<Q5	21 %	G P abh P<P5	97 %
G P abh Q<Q6	1 %	G P abh P<P6	99 %

Sollwert für Induktiv (übererregt; Injektion) (blaue Kurve)

Blindleistung	Standard	Wirkleistung	Standard
G P abh Q> Q1	88 %	G P abh P>P1	0 %
G P abh Q>Q2	86 %	G P abh P>P2	24 %
G P abh Q>Q3	77 %	G P abh P>P3	53 %
G P abh Q>Q4	60 %	G P abh P>P4	80 %
G P abh Q> Q5	33 %	G P abh P>P5	95 %
G P abh Q> Q6	1 %	G P abh P>P6	99 %

SPR Begrenzungsart, Parameter 2811

Sollwert	Standard	Beschreibung
AUS		Die Steuerung begrenzt nicht die Regelung von $\cos\phi$ oder Blindleistung.
Statikkurve	X	Je nachdem, welcher Regler aktiv ist, begrenzt die Steuerung die Regelung. Für $\cos\phi$ verwendet die Steuerung die Einstellungen <i>Cosϕ min. Wert</i> und <i>Cosϕ max. Wert</i> (unter <i>Erweiterte Schutzfunktionen, Statikkurve 2, Cosϕ-Kurve</i>). Für die Blindleistung verwendet die Steuerung die Einstellungen <i>Q min.</i> und <i>Q max.</i> (unter <i>Erweiterte Schutzfunktionen, Statikkurve 2, Q-Kurve</i>).
Kapazitätskurve Q		Die Steuerung begrenzt die Regelung mit den Parametereinstellungen zur leistungsabhängigen Blindleistungsbegrenzung.

SPR-Begrenzungssollwert, Parameter 2812

Standard	Bereich	Beschreibung
95 %	20 bis 100 %	Die $\cos\phi$ /Blindleistungsregelung stoppt in Abhängigkeit von der Kapazitätskurve.

Die *Skalierung*, Parameter 9030, bestimmt, welche *S nominal* die Steuerung verwendet. Die Einstellung für die Standard-Skalierung ist unten dargestellt.

S nominal für 100-25000V

Einstellung	Standard für 100-25000V	Bereich für 100-25000V	Beschreibung
S nominal	600 kVA	10 bis 32000 kVA	Nennwert Scheinleistung

3.6 Blindleistungsregelung

Bei der Option A10 gibt es sieben Arten der Blindleistungsregelung in der Aggregatsteuerung. Wählen Sie die Regelungsart unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung*:

Varianten der Blindleistungsregelung

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Variant type	Default	Default	Die Blindleistungsregelung nutzt <i>P-Grad-Kurve 2</i> , sofern aktiviert. Anderenfalls nutzt die Blindleistungsregelung den Parameter 7054 (Q) oder 7052 (cos phi) als Sollwert.
		Variant A: Q(U) U-Shift	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 1: Q(U) U-shift</i> .
		Variant B: Q(P) 10pts reg-curve	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 2: Q(P) Regulation</i> .
		Variant C: Q(U) Q-Shift	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 3: Q(U) Q-Shift</i> .
		Variant D: Cosphi (fixed)	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 4: Cosphi (fixed)</i> .
		Variante E: Q (fest)	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 5: Q (fest)</i> .
		Variante F: Superior	Wenn eine Netzsteuerung vorhanden ist, verwendet die Aggregatsteuerung den Sollwert der Netzsteuerung.

Die Standard-Regelungsart ist mit den BDEW-Regeln kompatibel. Die Variante kann über die Einstellung, einen Digitaleingang oder M-Logic (*Output, Grid Support, Var Reg Type ...*) ausgewählt werden.

Beispiel für M-Logic zur Aktivierung einer Regelungsart



Um einen plötzlichen Sprung des Blindleistungssollwertes zu verhindern, wird bei Änderung der Regelungsart ein Rampentimer aktiviert. Bei aktiver Rampe wird der neue Sollwert zur gewählten Rampenzeit erreicht. Wenn der Rampentimer auf 0 steht, wird die Rampe deaktiviert.

Einstellung des Rampentimers

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Schalten des Rampentimers	240 s	0 bis 600 s	Zeit bis zum neuen Sollwert bei Änderung der Regelungsart.

3.6.1 Standard-Blindleistungsregelung

Wenn *Default* ausgewählt ist, wählen Sie die Sollwerte für die Blindleistungsregelung in der Parameterliste aus.

Die Steuerung verwendet die Kurven unter *Erweiterte Schutzfunktionen, Statikkurve 2*.

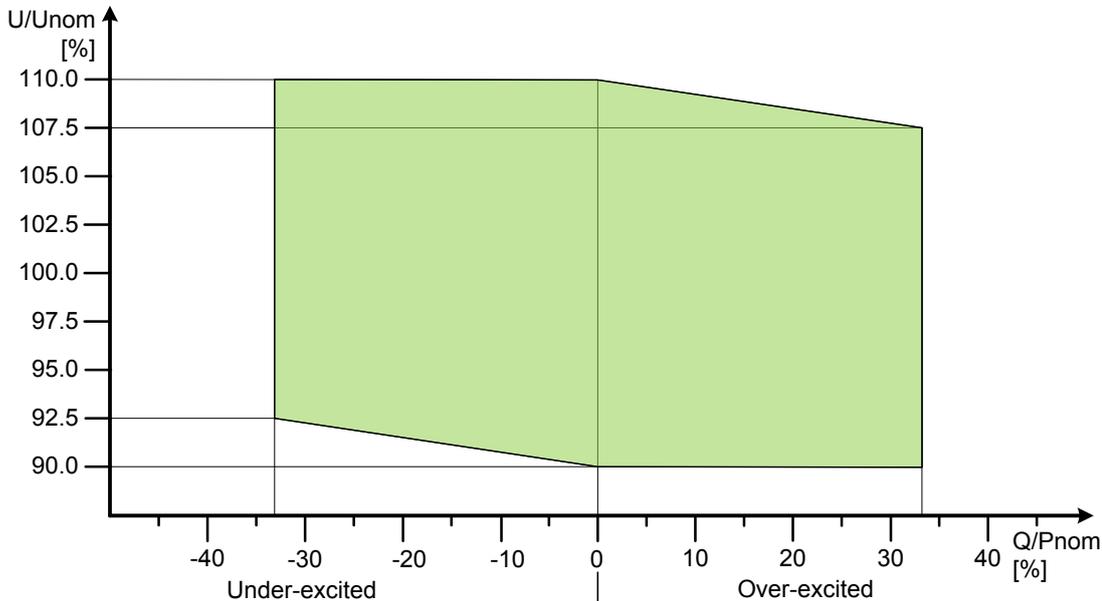
Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Sollwertregelung Cosφ	7052	0,9	0,10 bis 1,00	Cosφ Sollwert mit 2 Dezimalstellen
Sollwertregelung Cosφ	7053	Induktiv	Induktiv Kapazitiv	Cosφ induktiv oder kapazitiv
Contr. sett. Q	7054	0 %	-100 bis 100 %	Blindleistungssollwert, in Prozent von Pnom
ContrSet Cosφ oder Q	7055	Aus	Aus Superior Festes Q	Aus = interner Cosφ-Sollwert (d.h. Parameter 7052). Superior = Sollwert von AGC-4 Netz in G5-Anwendungen (d.h. der AGC-4 Netzparameter 7052 oder 7054)

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
				Fixed Q = interner Blindleistungssollwert (d.h. Parameter 7054).

3.6.2 Netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung

Ist die Funktion aktiviert, verwendet die Steuerung eine netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung, wenn eine der fünf Arten der Blindleistungsregelung aktiviert ist (d.h. Typ 1, 2, 3, 4 oder 5). Wenn der *Variantentyp Standard* ist (unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung*, dann verwendet die Steuerung keine netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung.

Blindleistungsbegrenzung



Bei Erreichen des Maximal- oder Minimalwertes beginnt die Blindleistungsbegrenzung (d.h. außerhalb des grünen Bereichs). Dies geschieht zum Beispiel wenn $U/Unom$ über 107,5 bei 33 % $Q/Pnom$ übererregt oder unter 92,5 bei 33 % $Q/Pnom$ untererregt ist. Die Funktion kann für Unter- oder Überspannung oder beides aktiviert werden.

Die netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzungskurve kann nicht verändert werden. Bei $U/Unom = 90,0$ und $110,0$ beträgt der Blindleistungssollwert der Steuerung 0 kvar.

Die netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung reduziert nicht automatisch die Wirkleistung.



Anwendungsbeispiel

Die netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung ermöglicht den Einsatz kleinerer Generatoren. Diese Generatoren haben einen niedrigeren Strom und eine geringere mechanische Belastbarkeit und können möglicherweise nicht genügend Blindleistung liefern.

3.6.3 Einstellungen zur netzspannungsabhängigen Blindleistungsbegrenzung

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung*.

Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
Q-Begrenzung bei $U/Uc < 0,925$ (untererregt)	AUS	AUS	Die Funktion* begrenzt die Blindleistung bei niedriger Netzspannung nicht.
		EIN	Die Funktion* begrenzt die Blindleistung bei niedriger Netzspannung.

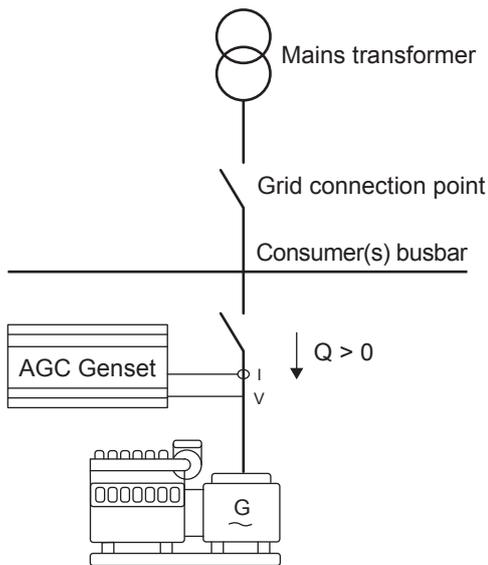
Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
Q-Begrenzung at $U/U_c > 1,075$ (übererregt)	AUS	AUS	Die Funktion* begrenzt die Blindleistung bei hoher Netzspannung nicht.
		EIN	Die Funktion* begrenzt die Blindleistung bei hoher Netzspannung.

ANMERKUNG * Die Funktion = Netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung.

3.6.4 Blindleistungsrichtung für die Varianten A, B, C und E

Bei den Varianten A, B, C und E (Blindleistungsregelungsarten 1, 2, 3 und 5) ist die Blindleistung (Q) aus dem Netz positiv. Das bedeutet, dass die Blindleistung im Verbrauchersystem auftritt.

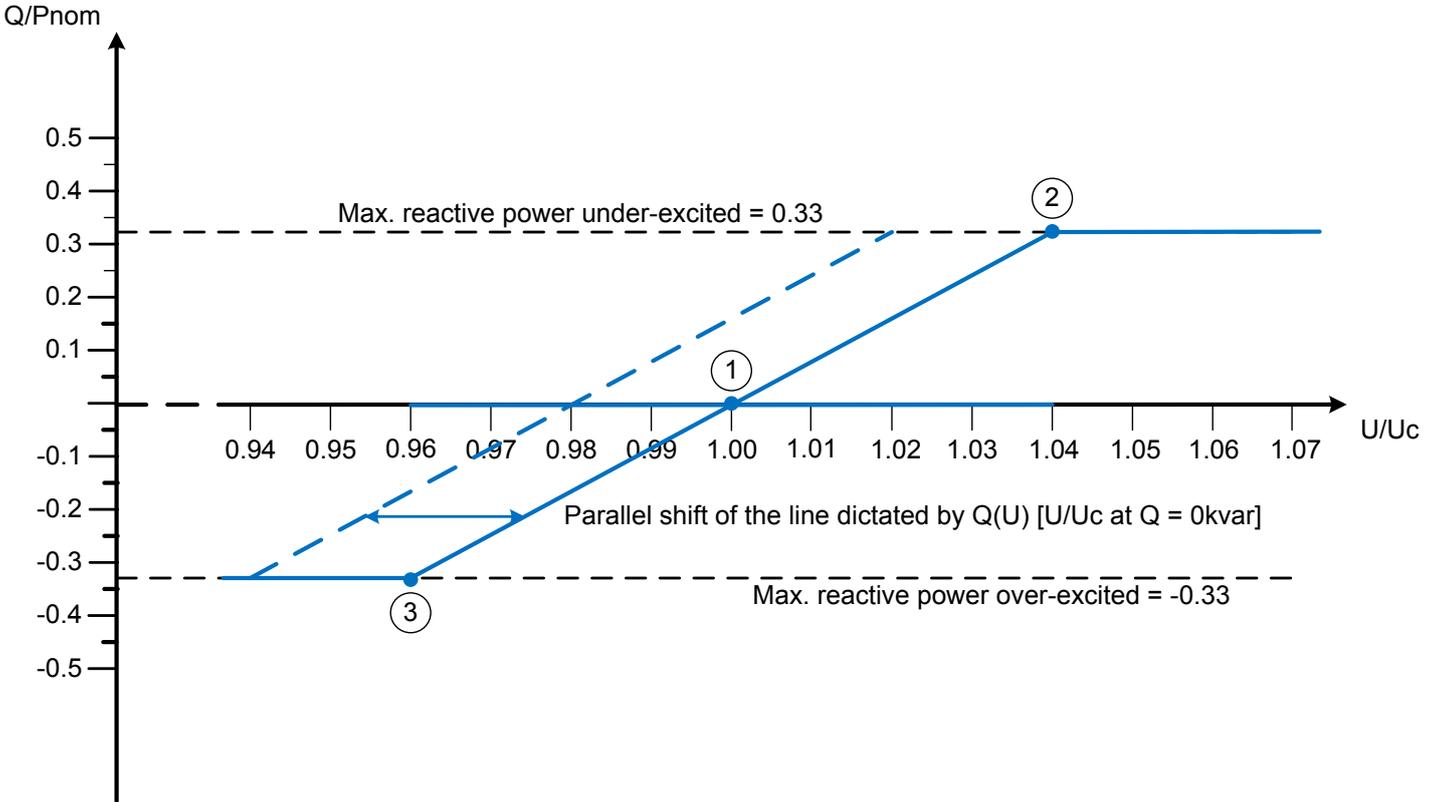
Erzeugerzählpeilsystem



3.6.5 Typ 1: Variante A) Q(U) U-Shift

Wird die Kurve $Q(U)$ -U-Shift gewählt, wird die Blindleistung in Abhängigkeit von der Netzspannung geregelt. Bei steigender Netzspannung wird die Blindleistung in kapazitiver Richtung geregelt. Bei abnehmender Netzspannung wird die Blindleistung in induktiver Richtung geregelt.

Standardeinstellungen für Q(U) U-Shift



Die Kurve $Q(U)$ U-Shift ist unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q) Netzstützung* definiert.

Punkt 1 ist definiert durch $Q(U)$ [U/Uc at Q=0kvar].

Punkt 2 ist definiert durch $Q(U)$ [U/Uc at Q max] und $Q(U)$ [Q/Pnom max] (übererregt).

Punkt 3 ist definiert durch $Q(U)$ [U/Uc at Q max], und $Q(U)$ [Q/Pnom min] (untererregt). Der Spannungswert für Punkt 3 wird automatisch definiert.

Der Punkt 1 kann horizontal mit $Q(U)$ shift X-axis [U/Uc], Modbus oder einem Analogeingang (4 bis 20 mA) bewegt werden. Die Bewegung von Punkt 1 betrifft die Punkte 2 und 3.

Zur Offsetregelung über Modbus siehe die **Modbus-Tabellen**.

Das Analogsignal für die Offsetregelung muss vom CIO 308 Eingang 1.23 kommen.

Drahtbruchüberwachung und Rückfallfunktion

Bei Verwendung eines Analogeingangs muss die Drahtbruchüberwachung von CIO 308, Eingang 1.23, aktiviert werden. Dies erfolgt in der USW. Wählen Sie das CIO-Symbol und anschließend den CIO 308. Wählen Sie I23. Wählen Sie unter *Drahtbrucherkennung* die Option *Aktiviert*.

Eine der drei anderen Blindleistungsregelungsfunktionen muss ebenfalls (mit M-Logic) als Rückfallfunktion ausgewählt werden, wenn der Eingang ausfällt.

M-Logik-Beispiel: Verwenden Sie bei einem Ausfall des Eingangs die Regelung mit festem Cosφ.

The screenshot shows the M-Logic configuration window for 'Logic 1'. The title bar indicates the rule: 'if the offset control (CIO 308.1 input 23) fails, change to fixed cosphi regulation'. The configuration includes three events: Event A is 'CIO 308 No. 1 In. 23 wire fail: CIO Alarms', Event B is 'Not used', and Event C is 'Not used'. The operator is set to 'OR'. The output is 'Var Reg Type FIXED COSPHI: Grid support'. The delay is set to 0 seconds. The 'Enable this rule' checkbox is checked.

3.6.6 Einstellungen für Typ 1: Variante A

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung, Typ 1: Q(U) U-shift*.

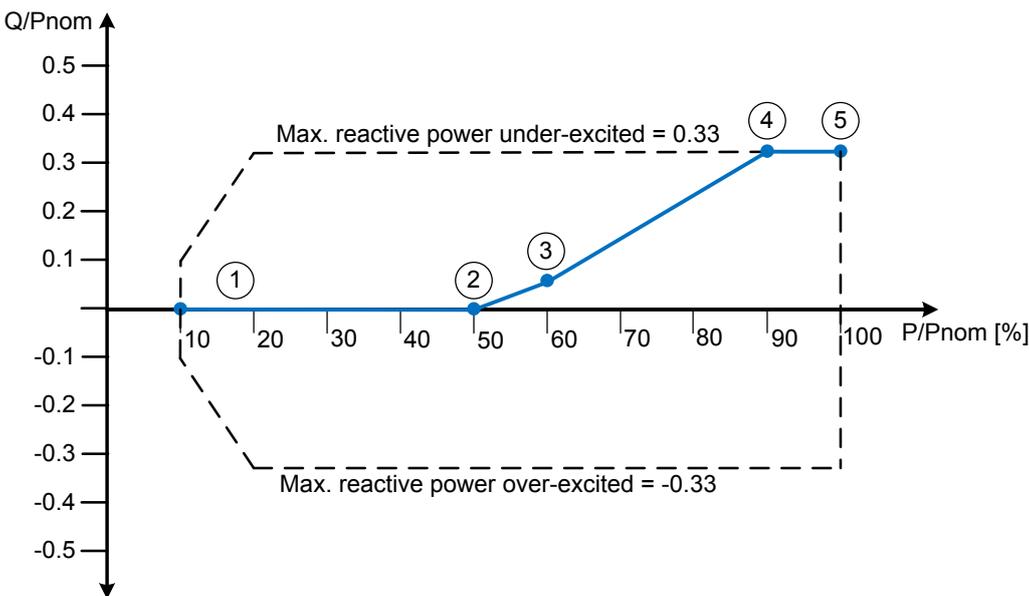
Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Q(U) deadband	0 %	0 bis 50 %	Spannungs-Totzone
Q(U) [U/Uc at = 0kvar]	1	0,5 bis 1,5	Referenzspannung bei Q= 0 kvar
Q(U) [U/Uc at max]	1,04	0,5 bis 1,5	Maximale Spannung bei maximalem Q
Q(U) [Q/Pnom max]	0,33	0 bis 0,4	Maximaler Q bei Überspannung
Q(U) [Q/Pnom min]	-0,33	0,4 bis 0	Minimum Q bei Unterspannung
Q(U) shift X-axis [U/Uc]	0	-0,2 bis 0,2	Offsetwert für die Referenzspannung bei Q=0 kvar
Q(U) Ext control	Aus	Aus Modbus Analog	Externe Regelung des Offsetwertes für die Referenzspannung bei Q=0.

3.6.7 Typ 2: Variante B) Q(P)-Kurve

Diese Variante regelt die Blindleistung basierend auf der gemessenen Wirkleistung.

Die Kurve kann bis zu 10 Koordinaten haben. Die Standardkurve verwendet fünf Koordinaten.

Beispiel für Typ 2: Variante B) Q(P)-Kurve



Die Wirk- und Blindleistung % bezieht sich auf die nominale Wirkleistung.

3.6.8 Einstellungen für Typ 2: Variante B

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung, Typ 2: Q(P)-Regelung*.

Kurveneinstellungen

Wirkleistung	Standard	Blindleistung	Standard
[%P/Pnom] Sollwert 1	10	[Q/Pnom] Sollwert 1	0
[%P/Pnom] Sollwert 2	50	[Q/Pnom] Sollwert 2	0

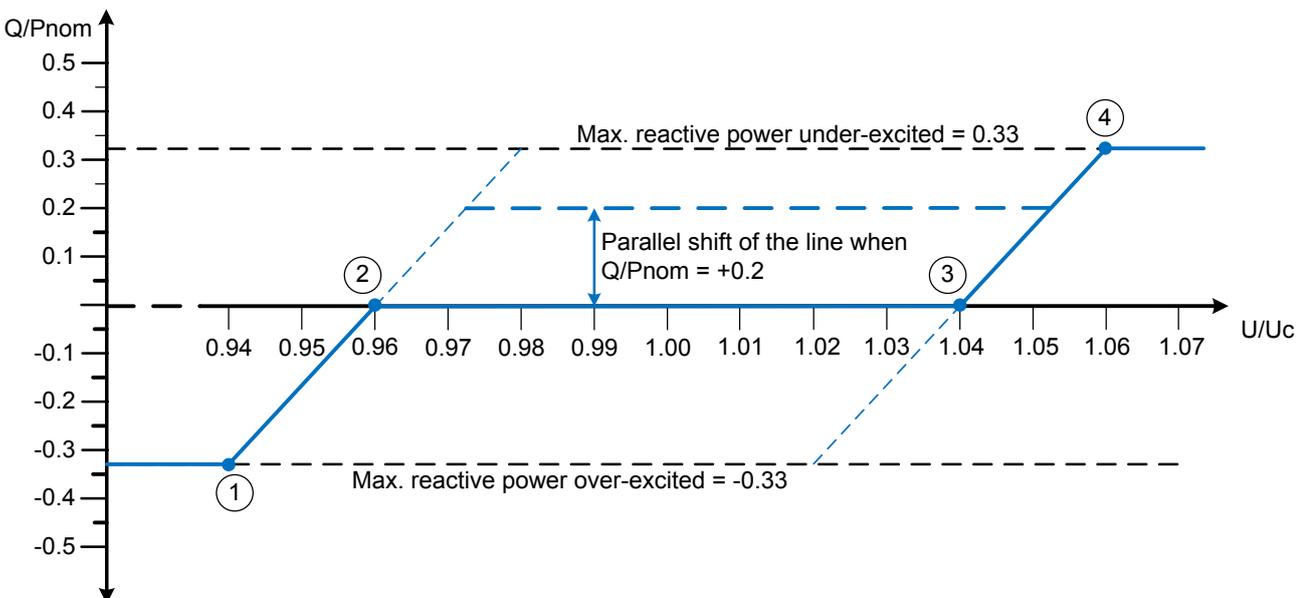
Wirkleistung	Standard	Blindleistung	Standard
[%P/Pnom] Sollwert 3	60	[Q/Pnom] Sollwert 3	0,05
[%P/Pnom] Sollwert 4	90	[Q/Pnom] Sollwert 4	0,33
[%P/Pnom] Sollwert 5	100	[Q/Pnom] Sollwert 5	0,33
[%P/Pnom] Sollwert 6	100	[Q/Pnom] Sollwert 6	0,33
[%P/Pnom] Sollwert 7	100	[Q/Pnom] Sollwert 7	0,33
[%P/Pnom] Sollwert 8	100	[Q/Pnom] Sollwert 8	0,33
[%P/Pnom] Sollwert 9	100	[Q/Pnom] Sollwert 9	0,33
[%P/Pnom] Sollwert 10	100	[Q/Pnom] Sollwert 10	0,33

Das Verhältnis von Q zu Pnom geht davon aus, dass Q in kvar und P in kW liegt. Zum Beispiel wenn Pnom 480 kW beträgt und das Q/Pnom-Verhältnis bei 0,05 liegt, dann ist Q 24 kvar. Wenn Q/Pnom -0,05 ist, dann ist Q -24 kvar.

3.6.9 Typ 3: Variant C) Q(U) Q-Shift

Bei Q(U) Q-Shift verwendet die Steuerung einen festen Blindleistungssollwert, um das Netz zu unterstützen. Bei Über- oder Unterspannung des Netzes wird der Blindleistungssollwert anhand der Kurve angepasst.

Beispiel für Typ 3: Variante C) Q(U) Q-Verschiebung



Der Blindleistungswert zwischen den Punkten 2 und 3 kann durch einen Offset verschoben werden. Der Offset kann durch Einstellung, Modbus oder Analogeingang definiert werden. Der Offset wird zur tatsächlichen Blindleistung addiert.

Die Offset-Einstellung ist $Q(U)$ shift Y-axis [Q/P_{nom}].

Zur Offsetregelung über Modbus siehe die **Modbus-Tabellen**.

Das Analogsignal für die Offsetregelung muss vom CIO 308 Eingang 1.23 kommen.

Drahtbruchüberwachung und Rückfallfunktion

Bei Verwendung eines Analogeingangs muss die Drahtbruchüberwachung von CIO 308, Eingang 1.23, aktiviert werden. Dies erfolgt in der USW. Wählen Sie das CIO-Symbol und anschließend den CIO 308. Wählen Sie I23. Wählen Sie unter *Drahtbruchererkennung* die Option *Aktiviert*.

Eine der drei anderen Blindleistungsregelungsfunktionen muss ebenfalls (mit M-Logic) als Rückfallfunktion ausgewählt werden, wenn der Eingang ausfällt.

M-Logik-Beispiel: Verwenden Sie bei einem Ausfall des Eingangs die Regelung mit festem Cosφ.

3.6.10 Einstellungen für Typ 3: Variante C

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung, Typ 3: Q(U) Q-shift*.

Kurveneinstellungen

Spannung	Standard	Blindleistung	Standard
[U/Unom] Sollwert 1	0,94	[Q/Pnom] Sollwert 1	-0,33
[U/Unom] Sollwert 2	0,96	[Q/Pnom] Sollwert 2	0
[U/Unom] Sollwert 3	1,04	[Q/Pnom] Sollwert 3	0
[U/Unom] Sollwert 4	1,06	[Q/Pnom] Sollwert 4	0,33

Übrige Einstellungen

Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
Q(U) shift Y-axis [Q/Pnom]	0	-0,4 bis 0,4	Offsetwert für Qref/Pnom
Q(U) Ext Control	AUS	AUS Modbus Analog	Externe Regelung des Offsetwertes für Qref/Pnom

Das Verhältnis von Q zu Pnom geht davon aus, dass Q in kvar und P in kW liegt. Zum Beispiel wenn Pnom 480 kW beträgt und das Q/Pnom-Verhältnis bei 0,05 liegt, dann ist Q 24 kvar. Wenn Q/Pnom -0,05 ist, dann ist Q -24 kvar.

3.6.11 Typ 4: Variante D) festes Cosφ

Mit dieser Variante kann die Steuerung einen festen Cosφ-Sollwert für die Regelung haben. Der Parameter hat 3 Dezimalstellen, wie in den Vorschriften der VDE AR-N 4105/4110 bestimmt. Es kann zwischen induktivem oder kapazitivem Cosφ gewählt werden. Ein Offsetwert kann mit der Einstellung *Cosphi offset* oder Modbus zum Cosφ-Wert addiert werden.

Zur Offsetregelung über Modbus siehe die **Modbus-Tabellen**.

3.6.12 Einstellungen für Typ 4: Variante D

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung, Typ 4: Cosphi (fixed)*.

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Cosphi-Sollwert	1	0,900 bis 1,000	Cosφ-Sollwert mit 3 Dezimalstellen
Cosphi direction (Cosφ-Richtung)	Induktiv (GEN)	Induktiv (GEN) Kapazitiv (GEN)	Cosφ induktiv oder kapazitiv
Cosphi offset	0	-0,1 bis 0,1	Offset für den Sollwert
Cosphi Ext control (Cosφ externe Regelung)	Aus	OFF EIN	Externe Regelung des Offsets für Cosφ

3.6.13 Typ 5: Variante E) festes Q

Mit dieser Variante kann die Steuerung einen festen Blindleistungssollwert für die Regelung haben.

Einstellungen für Typ 5: Variante E

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q) Netzstützung, Typ 5: Q (fest)*.

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Q Sollwert [% von Pnom]	0	-100 bis 100	

3.6.14 Typ 6: Variante F) Superior

Bei dieser Variante verwendet die Aggregatsteuerung den kvar/Cosφ-Sollwert von der Netzsteuerung. Wenn keine Netzsteuerung vorhanden ist, kann die Aggregatsteuerung einen konfigurierbaren Standardsollwert verwenden.

3.7 Q-Rampe

Es können zwei Rampenfunktionen für die Blindleistungsregelung aktiviert werden. Die Rampe wird verwendet, wenn die Steuerung die Blindleistung erhöht oder verringert.

Für AGC-4-Steuerungen erfordert diese Funktion die Option D1 (Spannungsregelung). Die Option D1 ist in der Standardausführung der AGC-4 Mk II enthalten.

Konfigurieren Sie diese Parameter in der USW.

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Q-Rampe zum Sollwert	2821	2 %/s	0,1 bis 20 %/s	Rampe hinauf für Blindleistung
Q-Rampe auf Null	2822	2 %/s	0,1 bis 20 %/s	Rampe herunter für Blindleistung
Q-Rampenaktivierung	2823	AUS	AUS Linear Zeit konstant	AUS: Die Rampe deaktivieren. Linear: Die Parameter 2821 und 2822 werden verwendet. Zeit konstant: Der Parameter 2824 wird verwendet.
Q Zeit konstant	2824	2 s	1 bis 30 s	PT1-basierte Zeitkonstante, die verwendet wird, wenn Zeit konstant in Parameter 2823 gewählt wurde.

ANMERKUNG Es gibt keine Rampe für die Cosφ-Regelung.

3.8 df/dt (ROCOF)

Eine detaillierte Beschreibung der Funktion df/dt finden Sie in **Option A1, Netzschutzpaket**.

df/dt-Standardfunktion

Typ df/dt (Parameter 1205): Wählen Sie *df/dt-Standardfunktion*.

Bei Option A10 verzögert *df/dt (ROCOF), Timer*, (Menü 1420) die Aktivierung von df/dt. Der Bereich beträgt 0 bis 3 s. Der Standardwert ist 0 s.

ANMERKUNG Bei der df/dt-Standardfunktion werden die Parameter unter *df/dt ROCOF* (Menü 1420 und Parameter 1422) konfiguriert. Das Menü 1670 wird nicht angezeigt.

G99 df/dt

Typ df/dt (Parameter 1205): Wählen Sie *G99 df/dt*. Anmerkung: Für *G99 df/dt* ist die Funktion für eine Nennfrequenz von 50 Hz am genauesten (und wird für 60-Hz-Systeme nicht empfohlen).

ANMERKUNG Bei der df/dt -Funktion nach G99 werden die Parameter unter df/dt *ROCOFG99* (Menu 1670 und Parameter 1672) konfiguriert. Das Menü 1420 wird nicht angezeigt.

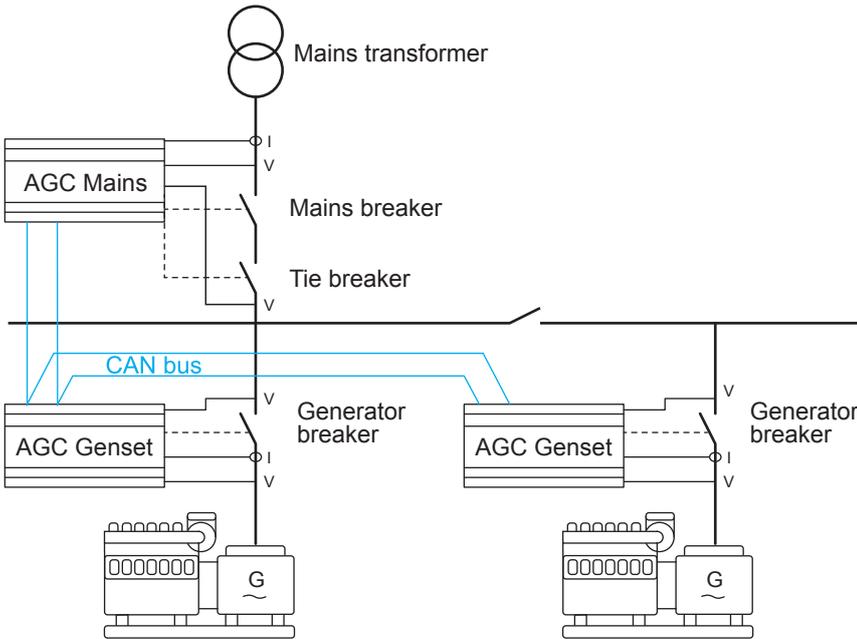
4. Netzsteuerungsfunktionen

In diesem Kapitel werden die Anforderungen und Funktionen der Option A10 beschrieben, die für die Netzsteuerung spezifisch sind. Für die Funktionen, die sowohl die Aggregatsteuerung als auch die Netzsteuerung unterstützen, siehe [Allgemeine Funktionen](#).

4.1 Verwendung der Netzsteuerung als Anlagensteuerung

Wird eine Netzsteuerung als Anlagensteuerung eingesetzt, misst die Netzsteuerung die Spannung und den Strom am Anschlusspunkt. Messumformer sind daher nicht erforderlich.

Anwendungsbeispiel



Um die Zuverlässigkeit zu verbessern, wird eine redundante CAN-Bus-Kommunikation empfohlen.

Anforderungen an die Anlage

Alle Steuerungen (d.h. alle Netz- und Aggregatsteuerungen) müssen über die Option A10 (Erweiterter Netzschutz) und die Option G5 (Power Management) verfügen.

Damit die Aggregatsteuerungen die $Q/\cos\phi$ -Sollwerte der Netzsteuerung verwenden können, wählen Sie *Erweiterter Schutz > Blindleistung (Q) Netzstützung > Variantentyp > Variante F: Superior* in jeder Aggregatsteuerung. Ist diese Option nicht gewählt, verhält sich die Aggregatsteuerung so, als ob sie ein eigenständiges Aggregat steuert.

Wählen Sie die Leistungsreferenz der Steuerung

Die Leistungsreferenz für die Netzsteuerung können Sie unter *Erweiterter Schutz > Blindleistung (Q) Netzstützung > Basis > Pnom-Referenz (Pref)* auswählen.

Pb inst. (dynamisch): Die Leistungsreferenz der Steuerung bezieht sich auf alle angeschlossenen Aggregate.

P installiert (fest): Die Leistungsreferenz der Steuerung basiert auf der installierten Leistung der in *P installiert* konfigurierten Aggregate.

4.2 Nennleistung

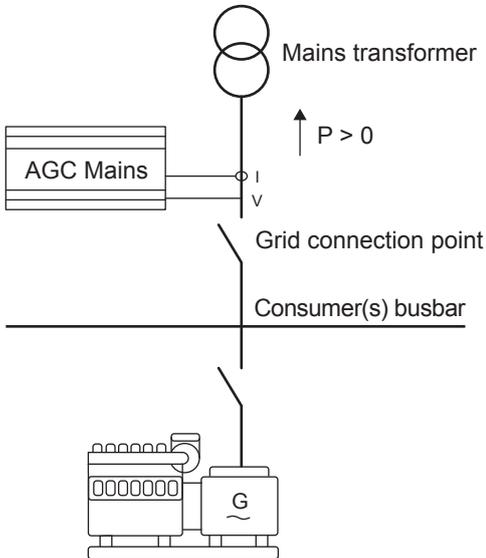
Mehrere Funktionen basieren auf der Nennleistung.

Die Nennleistung ist definiert in *Nom. P 1*, Parameter 6002; *Nom. P 2*, Parameter 6012; *Nom. P 3*, Parameter 6022; oder *Nom. P 4*, Parameter 6032. *nom. set aktivieren*, Parameter 6006 bestimmt, welcher Wert verwendet wird.

4.2.1 Leistungsrichtung

Für alle Schutzfunktionen, die $\cos\phi$ -Regelung und die RRCR-Sollwerte ist die ins Netz eingespeiste Leistung positiv.

Positive Leistung ins Netz



ANMERKUNG Für die Blindleistungsrichtung siehe [Blindleistungsrichtung für die Varianten A, B, C und E](#).

4.3 Blindleistungsregelung

Für die Option A10 gibt es sechs Arten der Blindleistungsregelung in der Netzsteuerung. Wählen Sie die Regelungsart unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung*:

Varianten der Blindleistungsregelung

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Variant type	Default	Default	Die Blindleistungsregelung nutzt <i>P-Grad-Kurve 2</i> , sofern aktiviert. Andernfalls, wenn <i>Aus</i> in 7055 gewählt wird, verwendet die Blindleistungsregelung Parameter 7052 ($\cos\phi$) als Sollwert. Wenn <i>Q fest</i> in 7055 gewählt wird, verwendet die Blindleistungsregelung den Parameter 7054 (Q) als Sollwert.
		Variant A: Q(U) U-Shift	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 1: Q(U) U-shift</i> .
		Variant B: Q(P) 10pts reg-curve	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 2: Q(P) Regulation</i> .
		Variant C: Q(U) Q-Shift	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 3: Q(U) Q-Shift</i> .
		Variant D: Cosphi (fixed)	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 4: Cosphi (fixed)</i> .
		Variante E: Q (fest)	Die Blindleistungsregelung verwendet <i>Type 5: Q (fest)</i> .

Die Standard-Regelungsart ist mit den BDEW-Regeln kompatibel. Die Variante kann über die Einstellung, einen Digitaleingang oder M-Logic (*Output, Grid Support, Var Reg Type ...*) ausgewählt werden.

Beispiel für M-Logic zur Aktivierung einer Regelungsart

Um einen plötzlichen Sprung des Blindleistungssollwertes zu verhindern, wird bei Änderung der Regelungsart ein Rampentimer aktiviert. Bei aktiver Rampe wird der neue Sollwert zur gewählten Rampenzeit erreicht. Wenn der Rampentimer auf 0 steht, wird die Rampe deaktiviert.

Einstellung des Rampentimers

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Schalten des Rampentimers	240 s	0 bis 600 s	Zeit bis zum neuen Sollwert bei Änderung der Regelungsart.

4.3.1 Standard-Blindleistungsregelung

Wenn *Default* ausgewählt ist, wählen Sie die Sollwerte für die Blindleistungsregelung in der Parameterliste aus.

Die Steuerung verwendet die Kurven unter *Advanced Protection, Droop curve 2*.

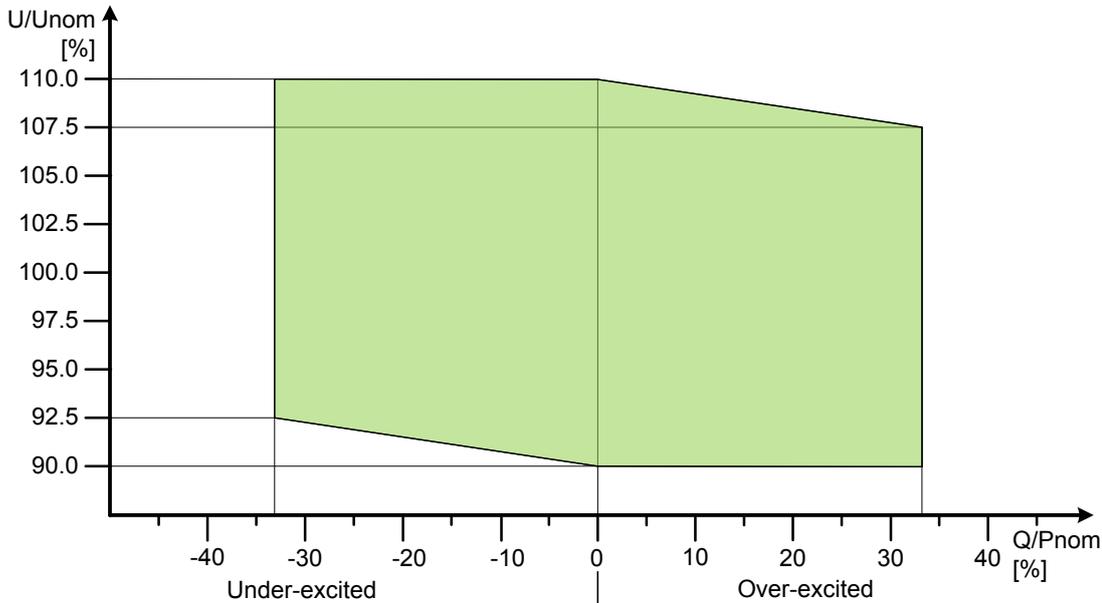
Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Sollwertregelung Cosφ	7052	0,9	0,10 bis 1,00	Cosφ Sollwert mit 2 Dezimalstellen
Sollwertregelung Cosφ	7053	induktiv	Induktiv Kapazitiv	Cosφ induktiv oder kapazitiv
Sollwertregelung Cosφ	7054	Aus	Aus Fest für Aggregat(e) Fest für Imp/Exp	Aus: Interner Cosφ-Sollwert (d.h. Parameter 7052). Fest für DG(s): Das/die Aggregat(e) werden so geregelt, dass der Cosφ-Sollwert* am/an den Aggregat(en) erreicht wird. Der Cosφ am Netzanschlusspunkt wird ignoriert. Fest für Imp/Exp: Das/die Aggregat(e) werden so geregelt, dass der Cosφ-Sollwert* am am Netzanschlusspunkt erreicht wird.

ANMERKUNG * Die Netzsteuerung bestimmt den Cosφ-Sollwert.

4.3.2 Netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung

Ist die Funktion aktiviert, verwendet die Steuerung eine netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung, wenn eine der fünf Arten der Blindleistungsregelung aktiviert ist (d.h. Typ 1, 2, 3, 4 oder 5). Wenn der *Variantentyp Standard* ist (unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung*), dann verwendet die Steuerung keine netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung.

Blindleistungsbegrenzung



Bei Erreichen des Maximal- oder Minimalwertes beginnt die Blindleistungsbegrenzung (d.h. außerhalb des grünen Bereichs). Dies geschieht zum Beispiel wenn U/U_{nom} über 107,5 bei 33 % Q/P_{nom} übererregt oder unter 92,5 bei 33 % Q/P_{nom} untererregt ist. Die Funktion kann für Unter- oder Überspannung oder beides aktiviert werden.

Die netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzungskurve kann nicht verändert werden. Bei $U/U_{nom} = 90,0$ und $110,0$ beträgt der Blindleistungssollwert der Steuerung 0 kvar.

Die netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung reduziert nicht automatisch die Wirkleistung.

4.3.3 Einstellungen zur netzspannungsabhängigen Blindleistungsbegrenzung

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung*.

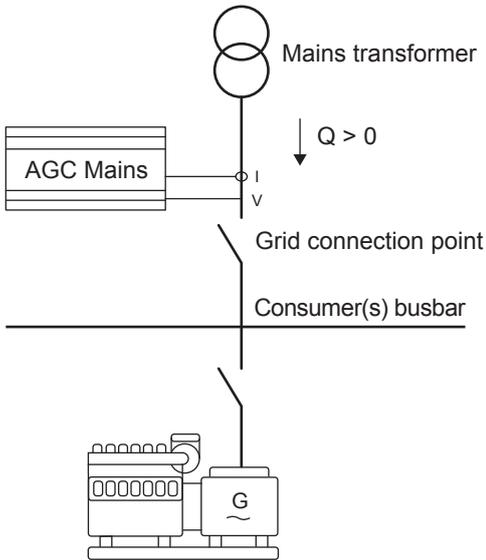
Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
Q-Begrenzung bei $U/U_c < 0,925$ (untererregt)	AUS	AUS	Die Funktion* begrenzt die Blindleistung bei niedriger Netzspannung nicht.
		EIN	Die Funktion* begrenzt die Blindleistung bei niedriger Netzspannung.
Q-Begrenzung at $U/U_c > 1,075$ (übererregt)	AUS	AUS	Die Funktion* begrenzt die Blindleistung bei hoher Netzspannung nicht.
		EIN	Die Funktion* begrenzt die Blindleistung bei hoher Netzspannung.

ANMERKUNG * Die Funktion = netzspannungsabhängige Blindleistungsbegrenzung.

4.3.4 Blindleistungsrichtung für die Varianten A, B, C und E

Bei den Varianten A, B, C und E (Blindleistungsregelungsarten 1, 2, 3 und 5) ist die Blindleistung (Q) aus dem Netz positiv. Das bedeutet, dass die Blindleistung im Verbraucherzählpeilsystem auftritt.

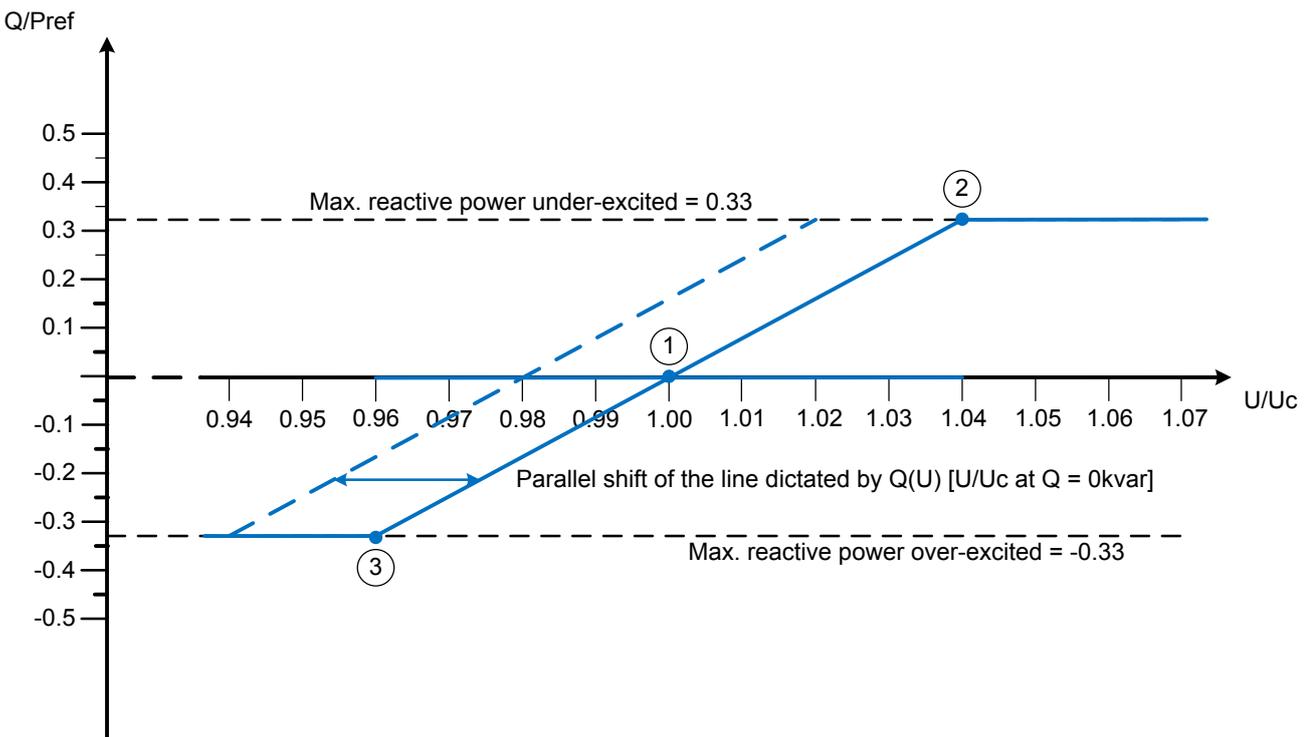
Positive Blindleistung aus dem Netz



4.3.5 Typ 1: Variante A) Q(U) U-Shift

Wird die Kurve $Q(U)$ -U-Shift gewählt, wird die Blindleistung in Abhängigkeit von der Netzspannung geregelt. Bei steigender Netzspannung wird die Blindleistung in kapazitiver Richtung geregelt. Bei abnehmender Netzspannung wird die Blindleistung in induktiver Richtung geregelt.

Standardeinstellungen für $Q(U)$ U-Shift



Die Kurve $Q(U)$ U-Shift ist unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q) Netzstützung* definiert.

Punkt 1 ist definiert durch $Q(U)$ [U/U_c at $Q=0 \text{ kvar}$].

Punkt 2 ist definiert durch $Q(U)$ [U/U_c bei $Q \text{ max}$] und $Q(U)$ [$Q/P_{pref} \text{ max}$] (übererregt).

Punkt 3 ist definiert durch $Q(U)$ [U/U_c bei $Q \text{ max}$], und $Q(U)$ [$Q/P_{pref} \text{ min}$] (untererregt). Der Spannungswert für Punkt 3 wird automatisch definiert.

Der Punkt 1 kann horizontal mit $Q(U)$ *shift X-axis [U/Uc]*, Modbus oder einem Analogeingang (4 bis 20 mA) bewegt werden. Die Bewegung von Punkt 1 betrifft die Punkte 2 und 3.

Zur Offsetregelung über Modbus siehe die **Modbus-Tabellen**.

Das Analogsignal für die Offsetregelung muss vom CIO 308 Eingang 1.23 kommen.

Drahtbruchüberwachung und Rückfallfunktion

Bei Verwendung eines Analogeingangs muss die Drahtbruchüberwachung von CIO 308, Eingang 1.23, aktiviert werden. Dies erfolgt in der USW. Wählen Sie das CIO-Symbol und anschließend den CIO 308. Wählen Sie I23. Wählen Sie unter *Drahtbrucherkennung* die Option *Aktiviert*.

Eine der drei anderen Blindleistungsregelungsfunktionen muss ebenfalls (mit M-Logic) als Rückfallfunktion ausgewählt werden, wenn der Eingang ausfällt.

M-Logik-Beispiel: Verwenden Sie bei einem Ausfall des Eingangs die Regelung mit festem Cosφ.

4.3.6 Einstellungen für Typ 1: Variante A

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung, Typ 1: Q(U) U-shift*.

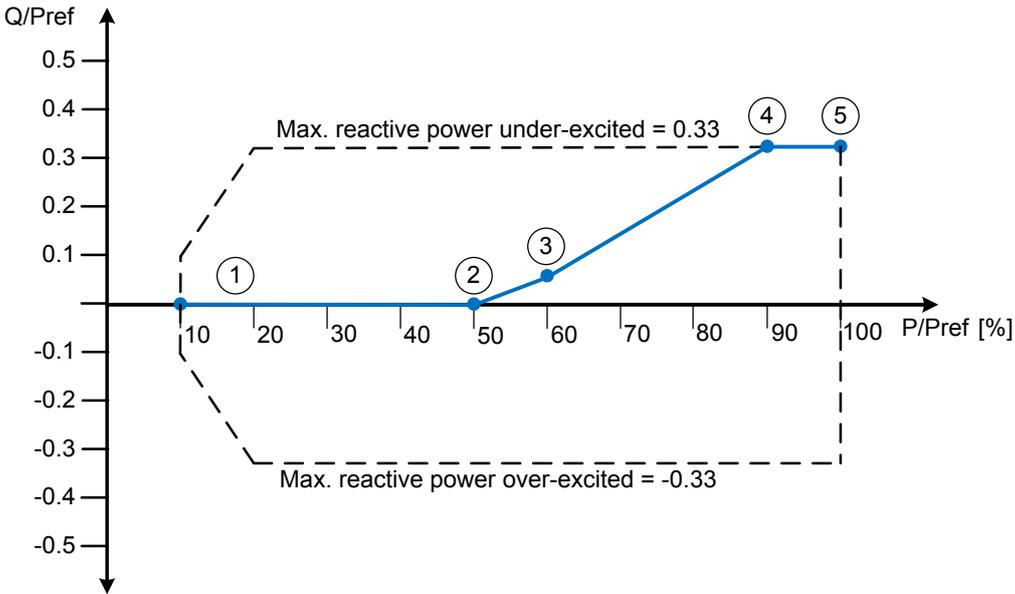
Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Q(U) deadband	0 %	0 bis 50 %	Spannungs-Totzone
Q(U) [U/Uc at = 0kvar]	1	0,5 bis 1,5	Referenzspannung bei Q= 0 kvar
Q(U) [U/Uc at max]	1,04	0,5 bis 1,5	Maximale Spannung bei maximalem Q
Q(U) [Q/Pref max]	0,33	0 bis 0,4	Maximaler Q bei Überspannung
Q(U) [Q/Pref min]	-0,33	0,4 bis 0	Minimum Q bei Unterspannung
Q(U) shift X-axis [U/Uc]	0	-0,2 bis 0,2	Offsetwert für die Referenzspannung bei Q=0 kvar
Q(U) Ext control	Aus	Aus Modbus Analog	Externe Regelung des Offsetwertes für die Referenzspannung bei Q=0.

4.3.7 Typ 2: Variante B) Q(P)-Kurve

Diese Variante regelt die Blindleistung basierend auf der gemessenen Wirkleistung.

Die Kurve kann bis zu 10 Koordinaten haben. Die Standardkurve verwendet fünf Koordinaten.

Beispiel für Typ 2: Variante B) Q(P)-Kurve



Die Wirk- und Blindleistung in % bezieht sich auf die Referenzwirkleistung.

4.3.8 Einstellungen für Typ 2: Variante B

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung, Typ 2: Q(P)-Regelung*.

Kurveneinstellungen

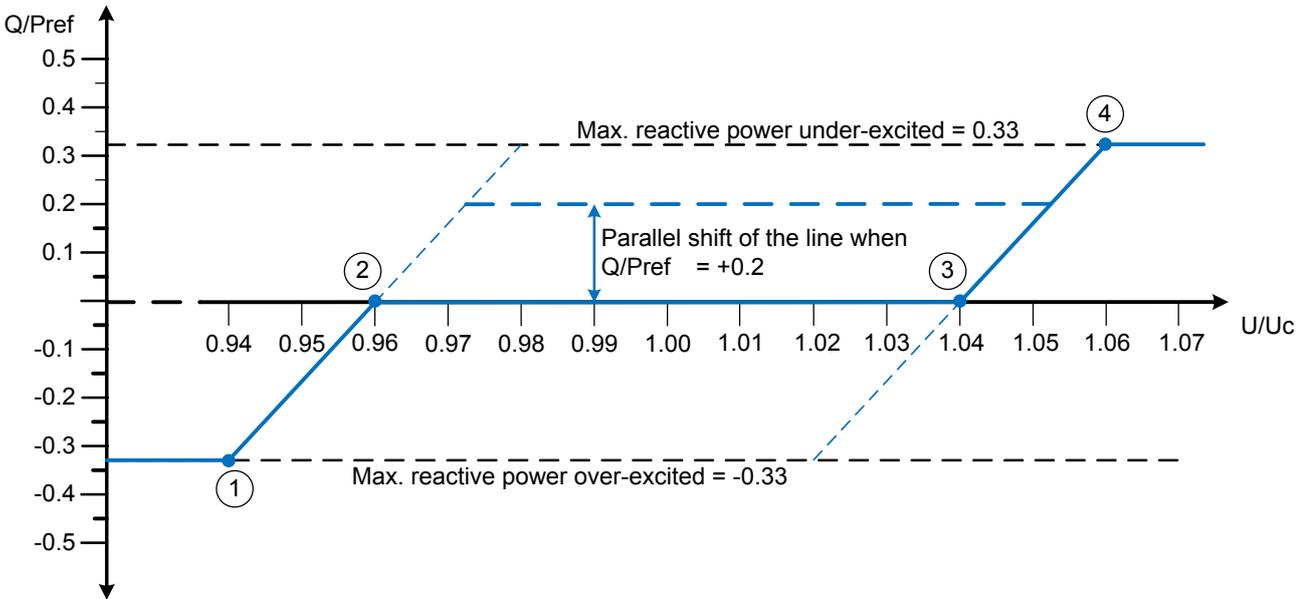
Wirkleistung	Werkseinstellung	Blindleistung	Werkseinstellung
[%P/Pref] Sollwert 1	10	[Q/Pref] Sollwert 1	0
[%P/Pref] Sollwert 2	50	[Q/Pref] Sollwert 2	0
[%P/Pref] Sollwert 3	60	[Q/Pref] Sollwert 3	0,05
[%P/Pref] Sollwert 4	90	[Q/Pref] Sollwert 4	0,33
[%P/Pref] Sollwert 5	100	[Q/Pref] Sollwert 5	0,33
[%P/Pref] Sollwert 6	100	[Q/Pref] Sollwert 6	0,33
[%P/Pref] Sollwert 7	100	[Q/Pref] Sollwert 7	0,33
[%P/Pref] Sollwert 8	100	[Q/Pref] Sollwert 8	0,33
[%P/Pref] Sollwert 9	100	[Q/Pref] Sollwert 9	0,33
[%P/Pref] Sollwert 10	100	[Q/Pref] Sollwert 10	0,33

Das Verhältnis von Q zu Pref setzt voraus, dass Q in kvar und P in kW angegeben ist. Zum Beispiel wenn Pref 480 kW beträgt und das Q/Pref-Verhältnis bei 0,05 liegt, dann ist Q 24 kvar. Wenn Q/Pref -0,05 ist, dann ist Q -24 kvar.

4.3.9 Typ 3: Variant C) Q(U) Q-Shift

Bei Q(U) Q-Shift verwendet die Steuerung einen festen Blindleistungssollwert, um das Netz zu unterstützen. Bei Über- oder Unterspannung des Netzes wird der Blindleistungssollwert anhand der Kurve angepasst.

Beispiel für Typ 3: Variante C) Q(U) Q-Verschiebung



Der Blindleistungswert zwischen den Punkten 2 und 3 kann durch einen Offset verschoben werden. Der Offset kann durch Einstellung, Modbus oder Analogeingang definiert werden. Der Offset wird zur tatsächlichen Blindleistung addiert.

Die Offset-Einstellung ist $Q(U)$ Verschiebung Y-Achse $[Q/Pref]$.

Zur Offsetregelung über Modbus siehe die **Modbus-Tabellen**.

Das Analogsignal für die Offsetregelung muss vom CIO 308 Eingang 1.23 kommen.

Drahtbruchüberwachung und Rückfallfunktion

Bei Verwendung eines Analogeingangs muss die Drahtbruchüberwachung von CIO 308, Eingang 1.23, aktiviert werden. Dies erfolgt in der USW. Wählen Sie das CIO-Symbol und anschließend den CIO 308. Wählen Sie I23. Wählen Sie unter *Drahtbrucherkennung* die Option *Aktiviert*.

Eine der drei anderen Blindleistungsregelungsfunktionen muss ebenfalls (mit M-Logic) als Rückfallfunktion ausgewählt werden, wenn der Eingang ausfällt.

M-Logik-Beispiel: Verwenden Sie bei einem Ausfall des Eingangs die Regelung mit festem Cosφ.

The screenshot shows the M-Logic configuration for 'Logic 1'. The rule description is 'If the offset control (CIO 308.1 Input 23) fails, change to fixed cosphi regulation'. Event A is 'CIO 308 No. 1 In. 23 wire fail: CIO Alarms' with a checked box. Event B is 'Not used' with an unchecked box. Event C is 'Not used' with an unchecked box. The operator is set to 'OR'. The output is 'Var Reg Type FIXED COSPHI: Grid support'. The delay is set to 0 seconds. The 'Enable this rule' checkbox is checked.

4.3.10 Einstellungen für Typ 3: Variante C

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung, Typ 3: Q(U) Q-shift*.

Kurveinstellungen

Spannung	Standard	Blindleistung	Standard
[U/Unom] Sollwert 1	0,94	[Q/Pref] Sollwert 1	-0,33
[U/Unom] Sollwert 2	0,96	[Q/Pref] Sollwert 2	0
[U/Unom] Sollwert 3	1,04	[Q/Pref] Sollwert 3	0
[U/Unom] Sollwert 4	1,06	[Q/Pref] Sollwert 4	0,33

Übrige Einstellungen

Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
Q(U) Verschiebung Y-Achse [Q/Pref]	0	-0,4 bis 0,4	Offsetwert für Qref/Pref
Q(U) Ext Control	AUS	AUS Modbus Analog	Externe Regelung des Offsetwertes für Qref/Pref

Das Verhältnis von Q zu Pref geht davon aus, dass Q in kvar und P in kW liegt. Zum Beispiel wenn Pref 480 kW beträgt und das Q/Pref-Verhältnis bei 0,05 liegt, dann ist Q 24 kvar. Wenn Q/Pref -0,05 ist, dann ist Q -24 kvar.

4.3.11 Typ 4: Variante D) festes Cosφ

Mit dieser Variante kann die Steuerung einen festen Cosφ-Sollwert für die Regelung haben. Der Parameter hat 3 Dezimalstellen, wie in den Vorschriften der VDE AR-N 4105/4110 bestimmt. Es kann zwischen induktivem oder kapazitivem Cosφ gewählt werden. Ein Offsetwert kann mit der Einstellung *Cosphi offset* oder Modbus zum Cosφ-Wert addiert werden.

Zur Offsetregelung über Modbus siehe die **Modbus-Tabellen**.

4.3.12 Einstellungen für Typ 4: Variante D

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q)-Netzstützung, Typ 4: Cosphi (fixed)*.

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Cosphi-Sollwert	1	0,900 bis 1,000	Cosφ-Sollwert mit 3 Dezimalstellen
Cosphi direction (Cosφ-Richtung)	Induktiv (GEN)	Induktiv (GEN) Kapazitiv (GEN)	Cosφ induktiv oder kapazitiv
Cosphi offset	0	-0,1 bis 0,1	Offset für den Sollwert
Cosphi Ext control (Cosφ externe Regelung)	Aus	OFF EIN	Externe Regelung des Offsets für Cosφ

4.3.13 Typ 5: Variante E) festes Q

Mit dieser Variante kann die Steuerung einen festen Blindleistungssollwert für die Regelung haben.

Einstellungen für Typ 5: Variante E

Konfigurieren Sie die Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, var(Q) Netzstützung, Typ 5: Q (fest)*.

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Q Sollwert [% von Pref]	0	-100 bis 100	

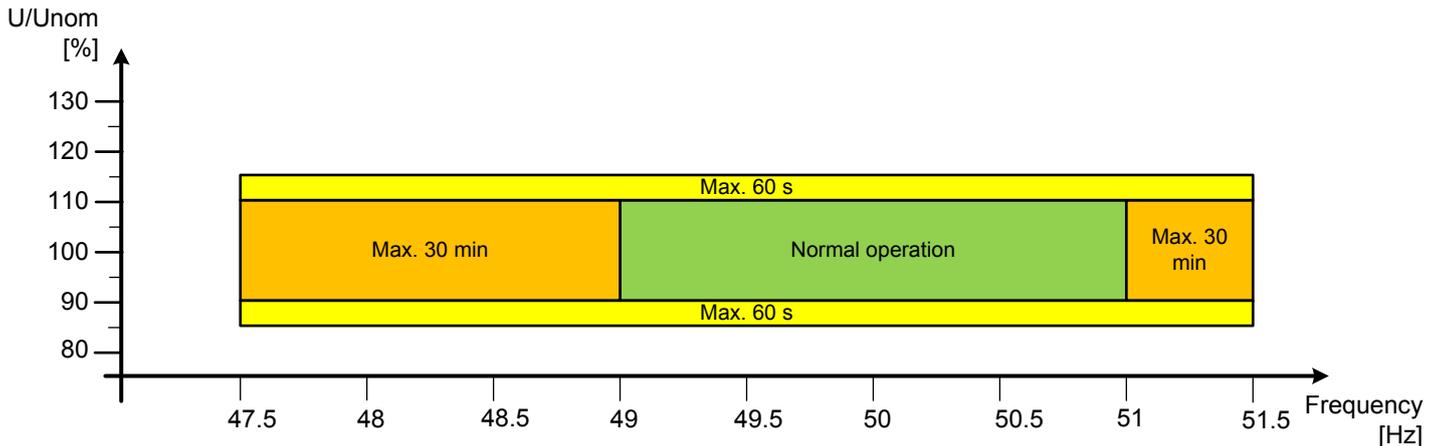
5. Grundfunktionen

Diese Funktionen werden sowohl von Aggregatsteuerungen als auch von Netzsteuerungen unterstützt. Wenn nicht anders angegeben, sind die Funktionen in beiden Steuerungen gleich.

5.1 Quasi-stationärer Betrieb

Im quasi-stationären Betrieb läuft das Aggregat parallel zum Netz, obwohl Spannung und Frequenz außerhalb des normalen Betriebsbereichs liegen. Wird das Zeitlimit erreicht, wird die Alarm-Fehlerklasse aktiviert. Der normale Betriebsbereich beträgt 90 bis 110 % der Nennspannung und 49 bis 51 Hz (Nennfrequenz ± 1 Hz).

Beispiel für quasi-stationären Betrieb nach VDE



5.1.1 Parameter für den quasi-stationären Betrieb

Der quasi-stationäre Betrieb wird über Fehlerklassen für Sammelschienenspannungs- und -frequenz-Parameter konfiguriert.

Um die für den quasi-stationären Betrieb erforderlichen langen Zeiten zu erreichen, müssen Sie die Parameter der Gruppe 3 und/oder 4 verwenden (siehe Tabelle unten). Konfigurieren Sie die Sollwerte und Timer, um den Bereich und die Dauer für den quasi-stationären Betrieb zu definieren. Bei der Option A10 können die Timer bis zu 2000 Sekunden betragen. Dies gilt sowohl für die VDE- als auch für die G99-Anforderungen. (Ohne Option A10 sind die Timer maximal 99,99 Sekunden lang.)

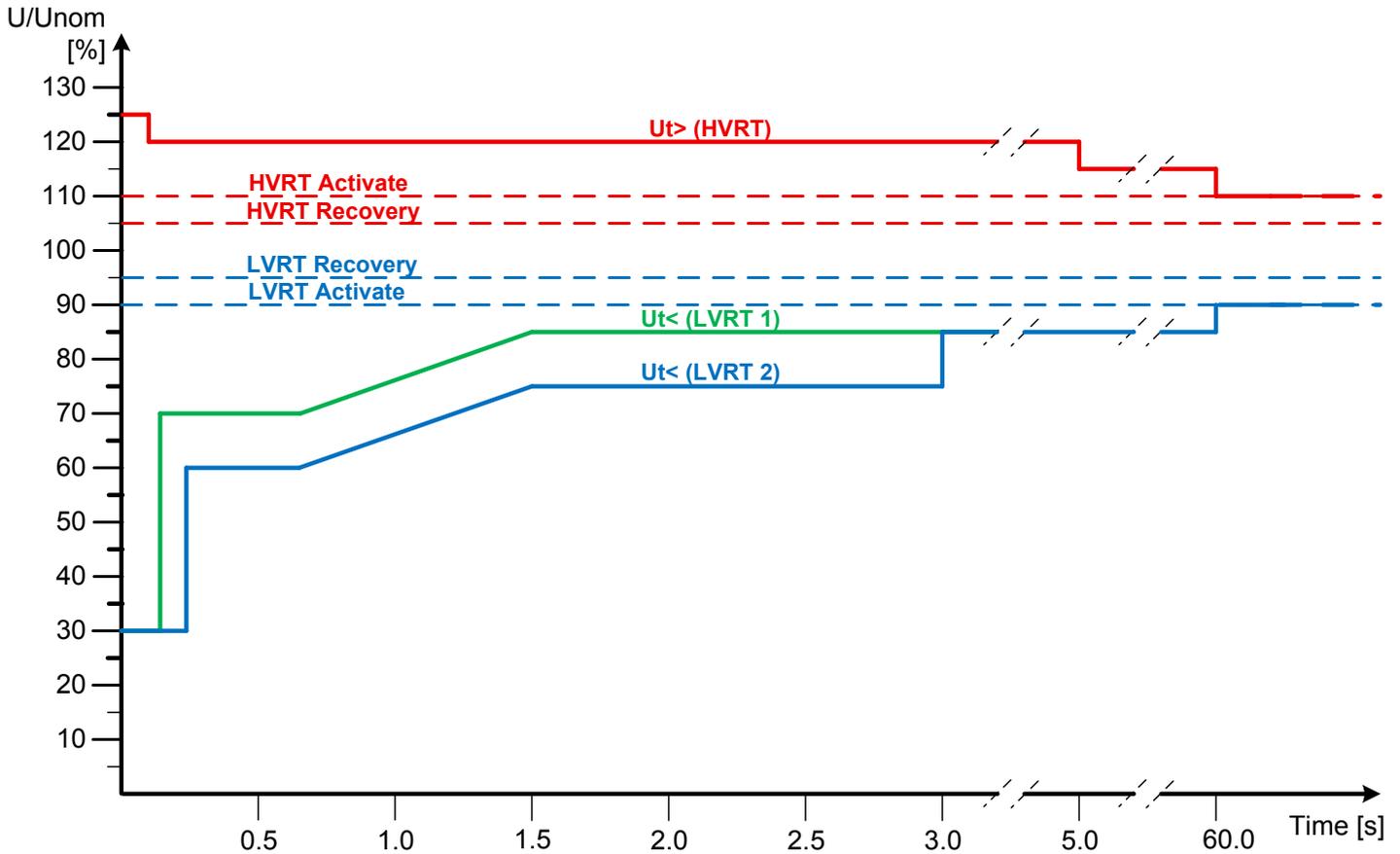
Text	Parameter	Standard	Bereich
BB U> 3	1290	105 %, 50 s	100 bis 130 %, 0 bis 2000 s
BB U< 3	1320	97 %, 100 s	40 bis 100 %, 0 bis 2000 s
BB U< 4	1330	95 %, 50 s	40 bis 100 %, 0 bis 2000 s
BB f> 3	1370	105 %, 50 s	100 bis 120 % (50 bis 60 Hz), 0 bis 2000 s
BB f< 3	1400	97 %, 100 s	80 bis 100 % (40 bis 50 Hz), 0 bis 2000 s
BB f< 4	1410	95 %, 50 s	80 bis 100 % (40 bis 50 Hz), 0 bis 2000 s

5.2 FRT-Kurven (LVRT und HVRT)

Fault Ride Through (FRT) hält den Generator in Verbindung, auch wenn die Netzspannung über oder unter dem erwarteten Wert liegt. Die FRT-Kurven definieren, wie lange der Generator mit dem Netz verbunden bleibt.

Zur dynamischen Netzunterstützung verfügt die Steuerung über zwei Low Voltage Ride Through (LVRT)-Kurven und eine High Voltage Ride Through (HVRT)-Kurve.

Beispiel für FRT-Kurven



Konfigurieren Sie für jede Kurve einen Schutz, um den Generator vom Netz zu trennen. Es können auch Schwellwerte für Aktivierung und Deaktivierung der FRT Kurven eingestellt werden. Der LVRT-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.

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

Die Steuerung zählt FRT-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.

Externer FRT für Aggregatsteuerungen

Wenn die Aggregatsteuerung die Option M12 enthält, können Sie einen Eingang *Externer FRT aktiv* an den Eingängen 43 bis 55 konfigurieren. Wenn der Eingang aktiviert wird, schaltet die Aggregatsteuerung die FRT-Kurve ein.

5.2.1 Einstellungen für FRT-Kurven

Einstellungen des FRT-Setups

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, FRT-Einstellung*.

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 HVRT 1-Typ auswählen	Beliebige Phase-Phase	Beliebige Phase-Phase 1 Phase-Phase 2 Phase-Phase 3 Phase-Phase	Messungen zur Überschreitung des Sollwertes zur Aktivierung der Fault Ride Through-Kurve.

Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
		1 Phase-Null 2 Phase-Null 3 Phase-Null Beliebige Phase-Null	

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 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 Symmetrische 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.
HVRT 1-Typ auswählen	Phase-Phase	Phase-Phase 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.

DZR und SPR aussetzen (nur Aggregatsteuerungen)

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-Aussetzungstimer	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-Aussetzungstimer	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 *Erweiterte Schutzfunktionen, LVRT 1*.

LVRT 1-Kurve

Spannung	Standard*	Timer	Standard**
Ut < U SP1	30 %	Ut < t SP1	0 s
Ut < U SP2	30 %	Ut < t SP2	0,15 s
Ut < U SP3	70 %	Ut < t SP3	0,15 s

Spannung	Standard*	Timer	Standard**
Ut< U SP4	70 %	Ut< t SP4	0,7 s
Ut< U SP5	85 %	Ut< t SP5	1,5 s
Ut< U SP6	85 %	Ut< t SP6	60 s
Ut< U SP7	90 %	Ut< t SP7	60 s
Ut< U SP8	90 %	Ut< t SP8	70 s
Ut< U SP9	90 %	Ut< t SP9	70 s
Ut< U SP10	90 %	Ut< t SP10	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 *Erweiterte Schutzfunktionen, LVRT 2*.

LVRT 2-Kurve

Spannung	Standard*	Timer	Standard**
Ut< U SP1	30 %	Ut< t SP1	0 s
Ut< U SP2	30 %	Ut< t SP2	0,22 s
Ut< U SP3	60 %	Ut< t SP3	0,22 s
Ut< U SP4	60 %	Ut< t SP4	0,7 s
Ut< U SP5	75 %	Ut< t SP5	1,5 s
Ut< U SP6	75 %	Ut< t SP6	3 s
Ut< U SP7	85 %	Ut< t SP7	3 s
Ut< U SP8	85 %	Ut< t SP8	60 s
Ut< U SP9	90 %	Ut< t SP9	60 s
Ut< U SP10	90 %	Ut< t SP10	70 s

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

ANMERKUNG ** Der Bereich liegt zwischen 0 und 70 s.

Einstellungen für HVRT 1

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, HVRT 1*.

HVRT 1-Kurve

Spannung	Standard*	Timer	Standard**
Ut> U SP1	125 %	Ut> t SP1	0 s
Ut> U SP2	125 %	Ut> t SP2	0,1 s
Ut> U SP3	120 %	Ut> t SP3	0,1 s
Ut> U SP4	120 %	Ut> t SP4	5 s
Ut> U SP5	115 %	Ut> t SP5	5 s
Ut> U SP6	115 %	Ut> t SP6	60 s
Ut> U SP7	110 %	Ut> t SP7	60 s
Ut> U SP8	110 %	Ut> t SP8	70 s

Spannung	Standard*	Timer	Standard**
Ut> U SP9	110 %	Ut> t SP9	70 s
Ut> U SP10	110 %	Ut> t SP10	70 s

ANMERKUNG * Der Bereich liegt zwischen 100 und 130 % der Nennspannung.

ANMERKUNG ** Der Bereich liegt zwischen 0 und 70 s.

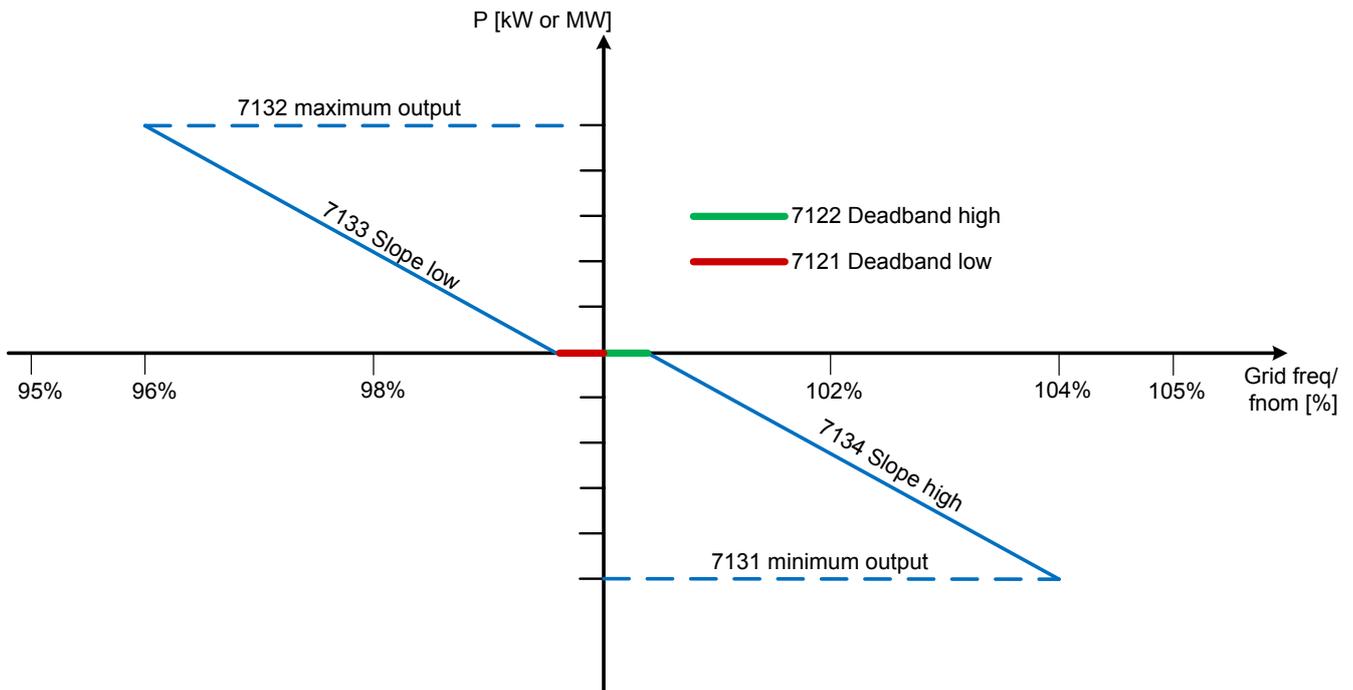
Parameter

Konfigurieren Sie diese Parameter in der Parameterliste.

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
HVRT Aktivierung 1	1631	110 %	30 bis 130 %	Schwellenwert für die Aktivierung der HVRT-Kurve
HVRT Wiederherstellung 1	1632	105 %, 1 s	30 bis 130 %, 0 bis 320 s	Schwellenwert für die Deaktivierung der HVRT-Kurve, mit Zeitverzögerung
HVRT Aktivierung 1	1634	Aus	-	Alarm, wenn Parameter 1631 aktiv ist
HVRT 1	1640	Aus	-	Alarm, wenn die HVRT-Kurve überschritten wird (Auslösebereich)
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	Aus	-	Alarm, wenn Parameter 1651 aktiv ist
Ut< 1	1660	Aus	-	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	Aus	-	Alarm, wenn Parameter 1691 aktiv ist
Ut< 2	1700	Aus	-	Alarm, wenn die LVRT 2-Kurve überschritten wird (Auslösebereich)

5.3 Über- und unterfrequenzabhängige Wirkleistung

Bei einem kritischen Netzzustand (+/- 200 mHz) müssen alle Energieerzeugungsanlagen die Netzfrequenz unterstützen.



Sie können die *Droop curve 1* verwenden, um eine Kurve zur Regelung der erzeugten Wirkleistung zu erstellen, die auf der Unter- und Überfrequenz des Netzes basiert. Liegt die Frequenz außerhalb der Totzone, wird die erzeugte Wirkleistung mit einer Gradientenreaktion (Leistungsrampe 2) geregelt.

Wenn die Netzfrequenz in die Totzone zurückkehrt, wird die Verzögerungszeit (*Recover delay*) aktiviert, und es erfolgt eine Gradientenänderung (Leistungsrampe 3) zur Leistungsregelung.

Wenn der Wiederkehr-VerzögerungsTimer (*Recover delay*) abgelaufen ist und die Netzfrequenz in der Totzone bleibt, wechselt der Gradient in den Normalbetrieb (Leistungsrampe 1).



Zusätzliche Informationen

Externe Sollwerte für die Leistung der Eingänge des Funk-Rundsteuerempfängers (RRCR) haben eine höhere Priorität als über- und unterfrequenzabhängige Wirkleistungsregelung, und alle anderen Sollwerte werden ignoriert (z.B. Modbus). Weitere Informationen über RRCR finden Sie im **Handbuch für Konstrukteure**.

Die Skalierung kann in Parameter 9030 geändert werden. Für die verschiedenen Messbereiche der *Droop curve 1* gibt es vier Auswahlmöglichkeiten.

Die Berechnung der Abnahme oder Zunahme der Wirkleistung kann zwischen *Installierter Leistung* (Nennleistung) und *tatsächlicher Leistung* (Istleistung) umgeschaltet werden.

Der Gradient kann auf Absolutwert oder Prozent bezogen werden.

5.3.1 Einstellungen und Parameter

Konfigurieren Sie diese Einstellungen unter *Erweiterte Schutzfunktionen, Statikkurve 1*.

Grundeinstellungen

Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
Kurvenauswahl	P(X1)	P(X1)	P(X1): Die X-Achse ist Leistung.

Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
		N/V	N/V: Nicht auswählen.
Kurvenauswahl	f	f U N/V	f: Die Y-Achse ist die Frequenz. U: Die Y-Achse ist die Spannung. N/V: Nicht auswählen.
Kurvenaktivierung	Deaktivieren	Deaktivieren Aktivieren	Funktion EIN/AUS Auswahl
Wiederherstellungsverzögerung	600 s	0 bis 3600 s	Der Timer startet wenn die Netzfrequenz wieder auf die Totzone zurückkehrt. Die Steuerung verwendet die Leistungsrampe 3, bis dieser Timer abgelaufen ist oder sich die Frequenz aus der Totzone bewegt.
Calculation method (Berechnungsmethode)	P installed (installiert)	P momentary (Augenblicksleistung) P installed (installiert) Nur Netzsteuerung: P- Augenblicksleistung (CP) Nur Netzsteuerung: Pb inst. (CP)*	Die Auswahl von Ist-P oder Nominal-P soll als Grundlage für die Berechnungen dienen. Siehe das Beispiel. P-Augenblicksleistung (CP): Die Steigungswerte müssen in % angegeben werden. Pb inst. (CP): Bezogen auf <i>installiert</i> .

ANMERKUNG * Diese befindet sich an der Verbindungsstelle. Dies steht **nicht** im Zusammenhang mit *Erweiterte Schutzfunktionen > Blindleistung (Q) Netzstützung > Pnom-Referenz (Pref): Pb inst.* (dynamisch).



Beispiel für Berechnungsmethode

Der Generator hat eine Nennleistung von 1000 kW. Die Netzfrequenz beträgt 50 Hz. Pro 1 Hz Zunahme oder Abnahme der Netzfrequenz ist eine Reduzierung oder Erhöhung der Wirkleistung um 40% erforderlich.

40 % von 1000 kW = 400 kW. 1 Hz/50 Hz = 2 %. *Steigung niedrig (7133)* muss daher 400 kW/2 % = 200 kW/% betragen.

Bei ausgewählter *Augenblicksleistung* nutzt die Berechnung die Last zur Berechnung der Steilheit. Bei Betrieb des Generators mit 500 kW beträgt die Steilheit 200 kW/% x (500 kW/1000 kW) = 100 kW/%.

Bei *Leistung installiert* nutzt die Berechnung den Wert in *Steigung niedrig (7133)*.

Kurvenregelung

Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
Totzone niedrig (7121)	0,4 %	0 bis 99,99 %	Totzone für Netzunterfrequenz oder Unterspannung
Totzone hoch (7122)	0,4 %	0 bis 99,99 %	Totzone für Netzüberfrequenz oder Überspannung
Hysterese niedrig (7123)	99,89 %	0 bis 99,99 %	Hysterese für Netzunterfrequenz oder Unterspannung
Hysterese hoch (7124)	99,89 %	0 bis 99,99 %	Hysterese für Netzüberfrequenz oder Überspannung

Die *Skalierung*, Parameter 9030, bestimmt, welche *P-Kurve* die Steuerung verwendet. Die Einstellung für die Standard-Skalierung ist unten dargestellt.

P- Kurve für 100-25000V

Einstellung	Standard für 100-25000V	Bereich für 100-25000V	Beschreibung
P min	24 kW	0 bis 20000 kW	Limit, minimale Wirkleistung
P max	480 kW	0 bis 20000 kW	Limit, maximale Wirkleistung

Einstellung	Standard für 100-25000V	Bereich für 100-25000V	Beschreibung
Steigung niedrig	96 kW/%	-20000 bis 20000 kW/%	Gradient bei Netzniederfrequenz oder Unterspannung. Siehe das Beispiel.
Steigung hoch	-96 kW/%	-20000 bis 20000 kW/%	Gradient bei Netzüberfrequenz oder Überspannung

Steigungsberechnung

Einstellung	Standard	Bereich	Beschreibung
Droop slope calculation method (Berechnungsmethode für P-Grad-Steigung)	Absolut	Absolut Prozentual	Berechnungsmethode für den Gradienten.
Steigung niedrig	5 % Leistung/% f/U	-100 bis 100	Gradient bei Netzniederfrequenz oder Unterspannung
Steigung hoch	-5 % Leistung/% f/U	-100 bis 100	Gradient bei Netzüberfrequenz oder Überspannung

Parameter (nur Aggregatsteuerung)

Konfigurieren Sie diese Parameter in der Parameterliste.

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
Leistungsrampe hinauf 3	2801	0,1 %/s	0,1 bis 20 %/s	Geschwindigkeit der Leistungszunahme in der Totzone während der Netzwiederkehr nach einer Unter- oder Überfrequenz des Netzes, bzw. einer Unter- oder Überspannung.
Leistungsrampe herunter 3	2802	0,1 %/s	0,1 bis 20 %/s	Rate der Leistungsabnahme während der Totzone bei der Wiederherstellung nach einer Unter- oder Überfrequenz des Netzes oder einer Unter- oder Überspannung.
Leistungsrampe hinauf 4	2803	0,1 %/s	0,1 bis 20 %/s	Leistungszunahme nach einer Trennung vom Netz aufgrund eines Netzschutzes (der <i>Wiederkehrtimer</i> läuft).
Leistungsrampe herunter 4	2804	0,1 %/s	0,1 bis 20 %/s	Leistungsabnahme nach einer Trennung vom Netz aufgrund eines Netzschutzes (der <i>Wiederkehrtimer</i> läuft).

Frequenzoffset zum Testen

Um ein 4 bis 20 mA-Signal als Frequenzoffset zu verwenden, konfigurieren Sie diese Parameter.

Text	Parameter	Standard	Bereich	Beschreibung
f Offset Tmax	7291	0 Hz	0,0 bis 2,5 Hz	Der Frequenzoffset für 20 mA.
f Offset Tmin	7292	0 Hz	-2,5 bis 0,0 Hz	Der Frequenzoffset für 4 mA.
f Offset meas	7293	Multi-Eingang 102 (Messumformer)	Multi-Eingang 102 (Messumformer) Multi-Eingang 105 (Messumformer) Multi-Eingang 108 (Messumformer)	Wählen Sie den Messumformer für den Frequenzoffset aus.

5.3.2 Berechnung der P-Grad-Steigung

Gemäß der Verordnung (EU) 2016/631 müssen Sie zur Berechnung der Leistungsänderung beim Droop einen Gradienten für die Statik verwenden.

So lautet die Formel:

$$|\Delta P| = \frac{|\Delta f| - |\Delta f_1|}{f_n} \times \frac{P_{max}}{S_2} \times 100$$

ΔP	Erwartete Reaktion der Wirkleistung bei Frequenzabweichung (Δf)
Δf	Abweichung der Frequenz von der Nennfrequenz [Hz] (50 Hz)
Δf_1	Aktivierungsschwelle [Hz] (DEIF nennt dies Totzone (DB), die Konfiguration erfolgt in %)
f_n	Nennfrequenz [Hz]
P_{max}	Max. Nennleistung [kW]
S_2	P-Grad (Steigung) [%]

Berechnung von ΔP , unter Verwendung des DEIF-Ansatzes

Der DEIF-Ansatz unterscheidet sich von der Verordnung (EU) 2016/631, so dass einige zusätzliche Berechnungen erforderlich sind, um die Anforderung zu erfüllen.

Die DEIF-Berechnungen können unter Verwendung der obigen Berechnung und unter Hinzufügung der folgenden Variablen durchgeführt werden:

DbL [%]	Totzone niedrig, Parameter 7121
DbH [%]	Totzone hoch, Parameter 7122
Db _% [%]	Absoluter Wert von DbL oder DbH
\Delta f _% [%]	Absolute Abweichung von der Nennfrequenz
SLL [\Delta P/\Delta f%]	Steigung niedrig, Parameter 7133
SLH [\Delta P/\Delta f%]	Steigung hoch, Parameter 7134
SL [\Delta P/\Delta f%]	Absoluter Wert von Steigung niedrig bzw. Steigung hoch

Totzone (DB)

$$|Db_{\%}| [\%] = \frac{|\Delta f_1| \times 100}{f_n}$$

Abweichung von der Nennfrequenz

$$|\Delta f_{\%}| [\%] = \frac{|\Delta f| \times 100}{|f_n|}$$

Steigung

$$|SL| [\Delta P/\Delta f_{\%}] = \frac{|\Delta P| \times 100}{|\Delta f_{\%}| - |Db_{\%}| \times P_{max}}$$

Endgültige Berechnung für den DEIF-Ansatz

$$|\Delta P| [kW] = \frac{(|\Delta f_{\%}| - |Db_{\%}|) \times |SL| \times P_{max}}{100}$$

5.4 Q-U-Schutz

Siehe Option A1 Netzschutzpaket.

5.5 Zuschaltung nach der Auslösung durch Netzschutzvorrichtungen

Für diese Funktion wird die *M.Sync. Inhibit* verwendet.

Eine detaillierte Beschreibung finden Sie im **Handbuch für Konstrukteure**.

Beispiel für M-Logik zur Implementierung

