Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

TOR Erzeuger:
Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungs-anlagen des Typs A und von Kleinsterzeugungsanlagen

(Maximalkapazität < 250 kW und Nennspannung < 110 kV)

Version 1.2
gültig ab 18.04.2022

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	verantwortlich	Anmerkungen
1.0	11.7.2019	1.8.2019	E-Control	Ersatz von TOR D4 V2.3 sowie von TOR B V2.0 Kapitel 6 durch die nationale Umsetzung der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for Generators, RfG-VO)
1.1	12.12.2019	12.12.2019	E-Control	Richtigstellung Kap. 6.1.3: Entkupplungsstelle sichert Trennung vom Netz
1.2	11.04.2022	18.04.2022	E-Control	Korrektur der Verweise, Entfernung des Begriffs „Referenzspannung“ in Kapitel 1, Klarstellung der Basisspannung in der 380-kV-Ebene gemäß Art. 27 Abs. 3 SOGL, Präzisierung für Notstromsysteme, Richtigstellung Rückfallverhältnis, redaktionelle Änderungen

Die anzuwendenden technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) stehen auf der Website der E-Control (www.e-control.at) zur allgemeinen Verfügung. Verweise auf die TOR verstehen sich somit immer auf die jeweils aktuell geltende Version. Jede Anwendung, Verwendung und jedes Zitieren der TOR hat unter diesen Prämissen zu erfolgen. Die sich auf der Website der E-Control befindliche Version gilt als authentische Fassung der TOR.

Für den Inhalt verantwortlich:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien

Tel: +43 1 24724-0
E-Mail: tor@e-control.at

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 3
Einleitung 6
1 Begriffe und Abkürzungen 8
2 Anwendungsbereich 9
2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen 9
2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen 10
2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen 10
2.4 Anwendung auf Speicher 11
2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V 11
3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise 12
3.1 Bestimmungen und Vorschriften 12
3.2 Verweise auf andere Netzwerkkodizes 12
3.3 Normative Verweise 12
4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen 14
4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage 14
4.2 Netzanschlussantrag 14
4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept 14
4.4 Netzanschlussvertrag 15
5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz 17
5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung 17
5.1.1 Frequenzbereiche 17
5.1.2 Frequenzgradienten 17
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) 17
5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert 19
5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz 19
5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U) 20
5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM) 20
5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse 20
5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung 20
5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen 20
5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern 22
5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen 24
5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung 24
5.3.1 Spannungsbereiche 24
5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz 24

5.3.3 Blindleistungskapazität 24
5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung 28
5.3.5 Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen 31
5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung 31
5.4 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz 32
5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber 32
5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter 32
5.4.3 Systemschutz 33
5.5 Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau 33
5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen 33
5.5.2 Zuschaltbedingungen 33
5.5.3 Schwarzstartfähigkeit 34
5.5.4 Inselbetriebsfähigkeit 34
5.5.5 Schnelle Neusynchronisierung 34
5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch 34
6 Ausführung der Anlage und Schutz 35
6.1 Primärtechnik 35
6.1.1 Anschlussanlage und Symmetrie 35
6.1.2 Schaltstelle 36
6.1.3 Entkupplungsstelle 36
6.1.4 Sternpunktbehandlung 36
6.2 Sekundärtechnik 37
6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle 37
6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation 37
6.2.3 Regelsysteme und -einstellungen 37
6.2.4 Messinstrumente 37
6.3 Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz 37
6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz 38
6.3.2 Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle 39
6.3.3 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz 40
6.3.4 Prüfklemmleiste 43
7 Betriebserlaubnisverfahren 44
8 Konformität 45
8.1 Konformitätsnachweis 45
8.2 Konformitätstests und Konformitätssimulationen 46
8.3 Konformitätsüberwachung 46
8.3.1 Verantwortung des Netzbenutzers 46

8.3.2 Aufgaben des relevanten Netzbetreibers 47
9 Betrieb 48
9.1 Allgemeines 48
9.2 Zugang zur Anschlussanlage 48
9.3 Bedienung vor Ort 48
9.4 Instandhaltung 48
9.5 Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz 49
10 Zählung 50
10.1 Allgemeines 50
10.2 Einrichtungen für Zählung und Messung 50
Anhang 51
A1. Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs 51
A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz 51
A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen 54
A4. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens 57
A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente 58
A6. Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen 59
A7. Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle 59
A8. Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung 59

Einleitung

Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen („TOR“) werden gemäß § 22 Abs 2 E-ControlG von E-Control in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Stromnetzen erarbeitet, von E-Control veröffentlicht und als technisches Regelwerk im Netzanschlussvertrag[1] im Rahmen von Allgemeinen Vertragsbedingungen für die Betreiber von Verteiler- oder Übertragungsnetzen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer[2] vereinbart.

Dieses Dokument enthält technische und organisatorische Mindestanforderungen an Stromerzeugungsanlagen[3] aus folgenden europäischen und nationalen Rechtsquellen:

- abschließend festgelegte Anforderungen aus der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl L 112 vom 27.4.2016 Seite 1 (Requirements for Generators, RfG-VO);
- nicht abschließend festgelegte Anforderungen aus der RfG-VO, welche mit der Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen (RfG Anforderungs-V, BGBl. II Nr. 56/2019) festgesetzt wurden;
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D gemäß Artikel 5 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG Schwellenwert-V, BGBl. II Nr. 55/2019) bestimmt wurden;
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend Umfang und Inhalt des Datenaustauschs für signifikante Netznutzer gemäß Artikel 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, ABl L 220 vom 25.8.2016 Seite 1 (System Operation Guideline, SOGL) (SOGL Datenaustausch-V, BGBl [folgt])
- zusätzliche nationale Anforderungen auf Grundlage des § 22 Abs. 2 E-ControlG (TOR), welche auch einvernehmlich zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abgeändert werden können.

Technische Besonderheiten des Netzbetriebes können in Einzelfällen jedoch zusätzliche Anforderungen erforderlich machen, welche vom Netzbetreiber festzulegen und nachvollziehbar und schlüssig zu begründen sind. Dabei sind die aufsichtsrechtlichen Aspekte gemäß Art. 7 Abs. 3 RfG-VO zu berücksichtigen.

Alle in diesem Dokument grau hervorgehobenen Absätze und Textpassagen sind keine TOR iSv § 22 Abs. 2 E-ControlG, sondern rechtsunverbindliche Wiedergaben aus den oben genannten, übergeordneten und direkt anwendbaren europäischen und nationalen Rechtsquellen. Die Wiedergabe dieser Rechtsquellen dient ausschließlich der besseren Lesbarkeit und Transparenz und

[1] Netzzugangsverträge gemäß ElWOG 2010 entsprechen dem Netzanschlussvertrag in diesem Teil der TOR

[2] Der Netzbenutzer übernimmt die Verpflichtungen des Eigentümers einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung aus der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V sowie die Verpflichtungen des Anlagenbetreibers aus diesem Teil der TOR. Sollte er die Verpflichtungen des Anlagenbetreibers gem. ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 delegieren, so ist dies dem Netzbetreiber bekannt zu geben.

[3] bezeichnet eine synchrone oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage gemäß RfG-VO und entspricht dem Begriff Kraftwerk aus dem ElWOG; eine Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung gemäß RfG-VO umfasst eine oder mehrere synchrone oder nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen, die einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt oder mehrere Netzanschlusspunkte haben; im Falle eines gemeinsamen Netzanschlusspunktes entspricht die Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dem Begriff Kraftwerkspark aus dem ElWOG; synchrone Stromerzeugungsanlagen umfassen alle Bestandteile einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, die im Normalbetrieb untrennbar zusammenarbeiten, wie etwa (separate) Generatoren, die von separaten Gas- und Dampfturbinen derselben Gas- und Dampfanlage angetrieben werden, oder auch separate Generatoren, die von separaten Wasserturbinen aus demselben Stauraum angetrieben werden. Jede solche Gas- und Dampfanlage oder Wasserkraftanlage ist als eine Stromerzeugungsanlage zu betrachten.

erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, Aktualität und Richtigkeit! Die authentischen Rechtstexte können unter https://eur-lex.europa.eu für europäische Rechtsquellen und https://www.ris.bka.gv.at/ für österreichische Rechtsquellen abgerufen werden.

1 Begriffe und Abkürzungen

Die in diesem Teil der TOR verwendeten Begriffsbestimmungen und -erklärungen sind in der TOR Begriffe gesammelt enthalten.

Die Basisspannung für die *p.u.*-Werte (Spannung für den Referenzwert 1 p.u.) ist für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt[4] auf der

- NS-Ebene die Nennspannung U_n;
- MS -Ebene die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_C, falls im Netzanschlussvertrag vereinbart.

In diesem Teil der TOR werden folgende Abkürzungen verwendet:

AVR	Automatic Voltage Regulator / automatischer Spannungsregler
BBE	Beschränkte Betriebserlaubnis
EBE	Endgültige Betriebserlaubnis
ElWOG	Elektrizitätswirtschafts- u. -organisationsgesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ER-VO	Emergency and Restoration-Verordnung
EZZ	Erlaubnis zur Zuschaltung
FRT	Fault Ride Through
FSM	Frequency Sensitive Mode
HS	Hochspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFSM-O	Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency
LFSM-U	Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ÖVE	Österreichischer Verband für Elektrotechnik
PSS	Power System Stabilizer
RfG-VO	Requirements for Generators-Verordnung
SNN	Signifikanter Netznutzer
SOGL	System Operation Guideline
TOR	Technische und organisatorische Regeln
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBE	Vorübergehende Betriebserlaubnis
VNB	Verteilernetzbetreiber

[4] Der Netzanschlusspunkt, wie in Art 2 Z 15 RfG-VO definiert und in diesem Teil der TOR verwendet, entspricht der Schnittstelle nach Errichtung der Anschlussanlage (Übergabestelle). Hinweis: In den Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber wird der Begriff Netzanschlusspunkt z.T. als Schnittstelle vor Errichtung der Anschlussanlage (technisch geeigneter Anschlusspunkt zum Zeitpunkt des Anschlusskonzepts oder Netzzutrittsvertrags) zur Festlegung des Netzzutrittsentgelts verwendet.

2 Anwendungsbereich

2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen

Dieser Teil der TOR ist allen Netzanschlussverträgen, die nach dem Inkrafttreten der aktuell geltenden Version abgeschlossen wurden, zu Grunde zu legen. Ausgenommen davon sind jene Netzanschlussanträge, für die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der aktuell geltenden Version bereits ein Anschlusskonzept oder ein Angebot für Netzanschluss vom relevanten Netzbetreiber vorliegt.

Dieser Teil der TOR gilt für den Anschluss und Parallelbetrieb von neuen oder wesentlich geänderten bestehenden Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität P_{max} kleiner als 250 kW und einem Netzanschlusspunkt am Verteilernetz mit einer Nennspannung unter 110 kV. Das sind Stromerzeugungsanlagen, die gemäß RfG Schwellenwert-V als Typ A eingestuft sind bzw. Stromerzeugungsanlagen, deren Maximalkapazität P_{max} in Summe kleiner als 0,8 kW ist („Kleinsterzeugungsanlagen“).

Beim Anschluss von Stromerzeugungsanlagen an ein im Eigentum des Netzbenutzers stehendes synchrones Netz (z.B. internes Netz eines Industrieunternehmens) oder an eine eigene Transformatorstation gelten die Bestimmungen dieses Teils der TOR sinngemäß.

Der relevante Netzbetreiber erteilt keine Genehmigung für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, die die in der RfG-VO bzw. RfG Anforderungs-V beschriebenen Anforderungen nicht erfüllen und keiner von E-Control gewährten Freistellung unterliegen. Im Falle einer Ablehnung übermittelt der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer[5] eine begründete schriftliche Erklärung.

Die Bestimmungen dieses Teils der TOR, ausgenommen Kapitel 6.3 „Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz“ gelten nicht für:

- Stromerzeugungsanlagen, die als Notstromsysteme installiert wurden und weniger als fünf Minuten je Kalendermonat parallel zum Netz betrieben werden, wenn sich das Netz im Normalzustand befindet. Ein Netzparallelbetrieb dieser Stromerzeugungsanlage während der Wartung oder bei Inbetriebnahmeprüfungen wird nicht auf diese fünf Minuten angerechnet[6];
- Die Anforderungen für Notstromsysteme, welche über ihre Grundfunktionen hinaus kommerziell eingesetzt werden, sind vom relevanten Netzbetreiber im Rahmen dieses Teils der TOR festzulegen.
- Stromerzeugungsanlagen, die nicht über einen ständigen Netzanschlusspunkt verfügen und von den Netzbetreibern verwendet werden, um vorübergehend Strom zu liefern, wenn die normale Netzkapazität nicht oder nicht vollständig zur Verfügung steht;
- Kleinsterzeugungsanlagen. Diese müssen aber die Bestimmungen des Kapitels 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“, der ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-2 und ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-3+A1+A2 erfüllen und mit einem festen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ betrieben werden. Die korrekte Erfassung des Energiebezuges einer Anlage des Netzbenutzers darf nicht beeinträchtigt werden. Dazu ist spätestens zwei Wochen vor Inbetriebnahme der Netzbetreiber schriftlich zu verständigen.

[5] Der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung aus der RfG-VO und der RfG Anforderungs-V wurde in diesem Dokument zur besseren Lesbarkeit durch Netzbenutzer ersetzt.
[6] Testauflagen hinsichtlich längerer Laufzeiten der Hersteller und Bescheidauflagen (z.B. Krankenhaus) sind davon nicht betroffen und daraus werden keine Forderungen im Sinne des Netzparallelbetriebs erhoben.

2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen

Geplante Änderungen einer Stromerzeugungsanlage, die die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage oder des Anschlusses der Anlage an das Netz betreffen und vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen, sind dem relevanten Netzbetreiber mitzuteilen um die konkrete Anwendung dieses Teils der TOR sowie eine allfällige Abänderung des Netzanschlussvertrags abzustimmen.

Eine Änderung einer Stromerzeugungsanlage ist im Sinne dieses Teils der TOR dann wesentlich, wenn durch die Änderung die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage bzw. des Anschlusses der Anlage an das Netz vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen und diese Änderung den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen kann.

Wesentliche Änderungen können z.B. sein:

- Erhöhung der Maximalkapazität P_{max} einer Stromerzeugungseinheit um mehr als 15 %, wobei der Netzbenutzer einen abweichenden Wert akzeptiert, sofern der relevante Netzbetreiber dies nachvollziehbar und schlüssig begründet;
- Gemeinsamer Tausch von Generator und Erregungseinrichtung bei synchronen Stromerzeugungseinheiten;
- Ersatz eines Wechselrichters bei nichtsynchronen Stromerzeugungseinheiten durch einen Wechselrichter, der erweiterte elektrische Eigenschaften besitzt;
- Zubau einer neuen Stromerzeugungseinheit in einer bestehenden Stromerzeugungsanlage;
- Änderung der Spannungsebene auf Betreiben des Netzbenutzers.

Grundsätzlich sind im Fall von wesentlichen Änderungen die Bestimmungen dieses Teils der TOR nur auf die erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten anwendbar.

Für diese erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten muss auch der Regler der gesamten Stromerzeugungsanlage (Anlagenregler bzw. Parkregler) die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen. Bei Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, die über keinen Anlagen- bzw. Parkregler verfügen, wird davon abgesehen.

Führt eine wesentliche Änderung zum Überschreiten des für die Kategorisierung der Stromerzeugungsanlage maßgeblichen Leistungsschwellenwerts gem. RfG Schwellenwert-V, so sind die Anforderungen für den nächsthöheren Typ zu erfüllen.

Keine wesentlichen Änderungen im Sinne dieses Teils der TOR sind z.B.:

- die Erneuerung von Maschinentransformatoren durch den Netzbetreiber auf Grund der Anpassung der Spannungsebene am Netzanschlusspunkt;
- ein Tausch von Hauptbetriebsmitteln durch elektrotechnisch gleichwertige Betriebsmittel in einer bestehenden Stromerzeugungseinheit, solange sichergestellt ist, dass das elektrische Verhalten der Stromerzeugungsanlage nicht verschlechtert wird, wobei die Parametrierung der getauschten Hauptbetriebsmittel und Steuerungen – sofern technisch möglich – so zu erfolgen hat, dass die Anforderungen dieses Teils der TOR bestmöglich erfüllt werden.

2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen

Hinsichtlich Stromerzeugungsanlagen, die in die Netze von Industrieanlagen integriert sind, können die Netzbenutzer, die Netzbetreiber von Industrieanlagen und die relevanten Netzbetreiber, deren Netz mit dem Netz einer Industrieanlage verbunden ist die Bedingungen für eine Trennung dieser Stromerzeugungsanlagen zusammen mit den kritischen Lasten, die für die Sicherung der

Produktionsprozesse erforderlich sind, vom Netz des relevanten Netzbetreibers vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts wird mit dem relevanten ÜNB abgestimmt.

Mit Ausnahme der Anforderungen aus Kapitel 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ und 5.1.5 „Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz“ oder soweit in nationalem Recht nichts anderes bestimmt ist, gelten die Anforderungen dieses Teils der TOR hinsichtlich der Fähigkeit, eine konstante Wirkleistungsabgabe aufrechtzuerhalten oder die Wirkleistungsabgabe anzupassen, nicht für Stromerzeugungsanlagen von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die in die Netze von Industrieanlagen integriert sind, wenn sämtliche der folgenden Kriterien erfüllt sind:

a) Der Hauptzweck dieser Anlagen ist die Erzeugung von Wärme für Produktionsverfahren der betreffenden Industrieanlage;
b) Wärme- und Stromerzeugung sind untrennbar miteinander verbunden, d. h., jede Änderung der Wärmeerzeugung führt unweigerlich zu einer Änderung der Wirkleistungserzeugung und umgekehrt;

Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden auf der Grundlage ihrer elektrischen Maximalkapazität bewertet.

2.4 Anwendung auf Speicher

Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen (Pumpspeicherkraftwerke) müssen sowohl im Stromerzeugungsbetrieb als auch im Pumpbetrieb alle relevanten Anforderungen erfüllen. Der Phasenschieberbetrieb von Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen darf durch die technische Auslegung der Stromerzeugungsanlagen nicht zeitlich begrenzt werden.

Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Netz grundsätzlich wie Stromerzeugungsanlagen oder Verbraucheranlagen zu werten. Sofern nicht ausdrücklich anders bestimmt, gelten für sie die Bestimmungen der TOR gleichermaßen.

2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V

E-Control kann auf Ersuchen des (möglichen) Netzbenutzers, eines relevanten Netzbetreibers oder eines relevanten ÜNB (möglichen) Netzbenutzern, relevanten Netzbetreibern oder relevanten ÜNB im Einklang mit den Art 61 bis 63 RfG-VO für neue und bestehende Stromerzeugungsanlagen Freistellungen von einer oder mehreren Bestimmungen gewähren.

Nähere Informationen zum Freistellungsverfahren sind in den „Kriterien für die Gewährung von Freistellungen“ der E-Control auf www.e-control.at/rfg-network-code veröffentlicht.

3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise

3.1 Bestimmungen und Vorschriften

Für die Errichtung und den Betrieb der Stromerzeugungsanlage als elektrische Anlage sind insbesondere einzuhalten (jeweils in der gültigen Fassung):

- Elektrotechnikgesetz 1992 (ETG 1992);
- Elektrotechnikverordnung 2002 mit allen darin enthaltenen Normen (ETV 2002);
- Elektroschutzverordnung 2012 (ESV 2012);
- Elektromagnetische Verträglichkeitsverordnung 2015 (EMV-V 2015);
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010);
- Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994)
- ArbeitnehmerInnenschutzgesetz 1994 (ASG 1994);

Alle technischen Einrichtungen der Stromerzeugungsanlage müssen den zum Zeitpunkt der Errichtung geltenden anerkannten Regeln der Technik entsprechen.

Die Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage muss so konzipiert sein, dass sowohl die Sicherheit von Personen und Sachen, die Aufgaben des Netzbetreibers gegenüber Netzbenutzern als auch die Sicherheit des Betriebes der Stromerzeugungsanlage und des vorgelagerten Netzes gewährleistet ist und bleibt.

3.2 Verweise auf andere Netzwerkkodizes

Für (auch bestehende) Stromerzeugungsanlagen, die als signifikante Netznutzer (d.s. Stromerzeugungsanlagen vom Typ B, C und D, Bereitsteller von Redispatch oder Anbieter von Wirkleistungsreserven) nach Art 2 Abs 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (System Operation Guideline, SO GL) gelten, bestehen besondere Verpflichtungen - insbesondere zur Informationsübermittlung.

Für ausgewählte (auch bestehende) Stromerzeugungsanlagen, die als signifikante Netznutzer (d.s. Stromerzeugungsanlagen vom Typ B, C und D, Regelreserveanbieter, Anbieter von Redispatch sowie Anbieter von Wirkleistungsreserven) nach Art 2 Abs 2 der Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (Emergency and Restoration, ER-VO) eingestuft werden, sind die TOR Systemschutzplan „Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen“ sowie die von E-Control genehmigten Modalitäten gem. Art. 4 Abs 2 ER-VO zu beachten.

3.3 Normative Verweise

Die folgenden Normen, geltend zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieser TOR, sind für die Anwendung dieses Teils der TOR zu beachten:

- ÖVE/ÖNORM EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“
- ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 „Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen“
- ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 „Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien“
- ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17065 „Konformitätsbewertung - Anforderungen an Stellen, die Produkte, Prozesse und Dienstleistungen zertifizieren“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-7 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-7: Prüf- und Messverfahren - Allgemeiner Leitfaden für Verfahren und Geräte zur Messung von

Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten“

- ÖVE/ÖNORM EN 61000-4-30 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) -- Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-2 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-2: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-3 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-3: Grenzwerte - Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen für Geräte mit einem Bemessungsstrom <= 16 A je Leiter, die keiner Sonderanschlussbedingung unterliegen“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-11 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-11: Grenzwerte - Begrenzung von Spannungsänderungen, Spannungsschwankungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungs-Versorgungsnetzen - Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom <= 75 A, die einer Sonderanschlussbedingung unterliegen“
- ÖVE/ÖNORM EN 61000-3-12 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-12: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangsstrom > 16 A und <= 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind“
- TAEV „Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen unter 1000 Volt mit Erläuterung der einschlägigen Vorschriften“, herausgegeben von Oesterreichs Energie in der bundeseinheitlichen Fassung mit den Ausführungsbestimmungen für das jeweilige Bundesland bzw. des relevanten Netzbetreibers
- OVE E 8101 „Elektrische Niederspannungsanlagen“
- EN 50549-1 “Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilnetz bis einschließlich Typ B“
- EN 50549-2 “Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen - Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilnetz bis einschließlich Typ B”
- OVE-Richtlinie R 20 „Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Festanschluss an das Niederspannungsnetz“
- OVE-Richtlinie R 25 „Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen“
- VDE-AR-N 4105 „Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
- DIN VDE V 0124-100 „Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz“

4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen

4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage

Basis für die an eine Stromerzeugungsanlage gestellten Anforderungen im Rahmen dieses Teils der TOR ist u.a. ihre Maximalkapazität P_{max} am Netzanschlusspunkt. Diese wird zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer vereinbart und entspricht im Normalfall der Netto-Engpassleistung oder der Bemessungsleistung (Nennleistung)[7] der Stromerzeugungsanlage.

Mehrere verteilte Stromerzeugungseinheiten eines Netzbenutzers, die über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt an das Netz angeschlossen werden, gelten als eine Stromerzeugungsanlage.

Bei einer Kombination von einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik ist diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten: Die Maximalkapazität entspricht der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung, wie sie gemäß dem vom Netzbenutzer vorgesehenen Betriebskonzept der Anlage des Netzbenutzers am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (netzwirksame Bemessungsleistung).[8]

4.2 Netzanschlussantrag

Der Anschluss und Parallelbetrieb einer Stromerzeugungsanlage erfordert den Abschluss eines Netzanschlussvertrages mit dem relevanten Netzbetreiber entsprechend dem Verfahren in dessen Allgemeinen Bedingungen.

Dazu stellt der (zukünftige) Netzbenutzer einen Netzanschlussantrag beim relevanten Netzbetreiber mit zumindest folgenden Informationen (z.B. über ein Formular von der Homepage des Netzbetreibers):

- Name und Anschrift des Antragstellers bzw. des Netzzugangsberechtigten und Anschrift des anzuschließenden Objekts;
- Lageplan (falls für Planung des Netzbetreibers notwendig)
- Gewünschter Beginn der Einspeisung;
- Höchstleistung in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbenutzers entspricht (z.B. Engpassleistung, netzwirksame Bemessungsleistung);
- Anzahl und Lage der Zählerplätze (falls bekannt)
- Anlagen- und Betriebsart (z.B. Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraftwerk, Erdgas-BHKW, Voll- oder Überschusseinspeisung)
- Prognostizierte Jahresenergiemenge in kWh
- bei gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlagen sind die Informationen gem. ElWOG 2010 (§ 16a etc.) zu übermitteln;

4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept

Der relevante Netzbetreiber erstellt und übermittelt auf der Grundlage des vorgelegten und vollständigen Netzanschlussantrags und nach seiner Anschlussbeurteilung (siehe auch TOR Teil D2 „Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“) ein Anschlusskonzept (Anschlusszusage) oder ein Angebot für den Netzanschluss.

---

[7] Ist nur die Nennscheinleistung S_n gegeben, so ist über $P_n = S_n \cos \varphi_{max}$ umzurechnen, wobei $\cos \varphi_{max}$ der gemäß Betriebskonzept maximal mögliche Verschiebungsfaktor (in der Regel 1) ist.

[8] Die Leistung netzparallel betriebener elektrischer Energiespeicher, die gemäß Betriebskonzept so konfiguriert sind, dass sie nie ins Netz einspeisen können, sind bei der netzwirksamen Bemessungsleistung nicht zu berücksichtigen und als Kleinsterzeugungsanlagen zu behandeln.

Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;
- den technisch geeigneten Anschlusspunkt (Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung[9];
- den Netzanschlusspunkt (Übergabestelle);
- die Maximalkapazität P_{max} am Netzanschlusspunkt;
- den Verknüpfungspunkt und die zulässigen Netzrückwirkungen der Stromerzeugungsanlage;
- die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_C;
- das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung.

Alternative Anschlusskonzepte können im Rahmen eines Planungsauftrages gesondert analysiert werden.

Der Netzanschlusspunkt und der Verknüpfungspunkt werden unter Berücksichtigung der gegebenen und zukünftigen Netzverhältnisse, der Maximalkapazität und der mit dem zukünftigen Netzbenutzer abgestimmten Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage vom Netzbetreiber festgelegt. Damit soll unter anderem sichergestellt werden, dass die Stromerzeugungsanlage keine unzulässigen Netzrückwirkungen verursacht.

Bestimmungen zur Ausführung der Anschlussanlage und Symmetrie sind in Kapitel 6.1.1 gegeben.

Die maximale Leistung, bis zu der ein Anschluss an eine bestimmte Netzebene erfolgen kann und ab der ein Anschluss an die nächsthöhere Netzebene erforderlich ist, hängen von den Netzverhältnissen (z.B. Netz-Kurzschlussleistung, Betriebskonzept) ab.

Kann die beantragte Höchstleistung in kW nicht zur Gänze über den vorgesehenen oder vorhandenen Netzanschlusspunkt in das Netz eingespeist werden, so schlägt der Netzbetreiber die an diesem Netzanschlusspunkt mögliche Maximalkapazität sowie technische Alternativen für die Einspeisung der beantragten Höchstleistung in kW vor. Diese können z.B. sein:

- Beschränkung der netzwirksamen Bemessungsleistung durch ein angepasstes Betriebs- bzw. Regelungskonzept des Netzbenutzers;
- anderer Netzanschlusspunkt mit höherer (Netz-)Kurzschlussleistung S_{kV};
- Spannungsregelung durch netztechnische Betriebsmittel;
- Erhöhung der (Netz-)Kurzschlussleistung S_{kV} durch netztechnische Maßnahmen.

Wird durch die Stromerzeugungsanlage der Kurzschlussstrom im Netz über den definierten Bemessungswert der Betriebsmittel erhöht, so sind zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer, sowie erforderlichenfalls weiteren betroffenen Netzbenutzern, geeignete Maßnahmen (z.B. Kurzschlussstrombegrenzung, Anlagenverstärkung) zu vereinbaren.

4.4 Netzanschlussvertrag

Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Dauer eines Genehmigungsverfahrens, zumindest jedoch 6 Monate).

Im Netzanschlussvertrag werden beispielsweise folgende Aspekte des Parallelbetriebes zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart:

- Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage;

[9] diese kann nach dem Netzanschlussantrag des (zukünftigen) Netzbenutzers vom Netzbetreiber auch vorab mitgeteilt werden

- Angaben zur notwendigen Mess-, Zähl- und Informationstechnik bzw. Kommunikationsschnittstellen;
- Schutzkonzept;

Die im Netzanschlussvertrag vereinbarte Maximalkapazität P_{max} am Netzanschlusspunkt ist immer einzuhalten.

5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz

5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung

Stromerzeugungsanlagen müssen die folgenden Anforderungen an die Frequenzhaltung erfüllen:

5.1.1 Frequenzbereiche

a) Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, innerhalb der in Tabelle 1 angegebenen Frequenzbereiche und Zeiträume die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten;
b) der relevante Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB mit dem Netzbenutzer breitere Frequenzbereiche, längere Mindestzeiträume für den Betrieb oder spezifische Anforderungen hinsichtlich kombinierter Frequenz- und Spannungsabweichungen vereinbaren, um eine bestmögliche Nutzung der technischen Fähigkeiten einer Stromerzeugungsanlage sicherzustellen, wenn dies erforderlich ist, um die Systemsicherheit zu erhalten oder wiederherzustellen;
c) der Netzbenutzer darf seine Zustimmung zur Anwendung breiterer Frequenzbereiche oder längerer Mindestzeiträume für den Betrieb unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit nicht ohne triftigen Grund verweigern.

Frequenzbereich	Mindestzeitraum
47,5 Hz – 48,5 Hz	60 Minuten
48,5 Hz – 49,0 Hz	90 Minuten[10]
49,0 Hz – 51,0 Hz	unbegrenzt
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten

Tabelle 1: Mindestzeiträume, in deren eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen von der Nennfrequenz ohne Trennung vom Netz zu arbeiten

Ausnahmen sind nur im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber zulässig. Die Frequenz, mit der sich eine Stromerzeugungseinheit vom Netz zu trennen hat, ist mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren.

5.1.2 Frequenzgradienten

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, bei Frequenzgradienten bis zu 2 Hz/s die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten, soweit die Trennung vom Netz nicht von einer Auslösung des Netzausfallschutzes (Generatorschutz oder Netzentkupplungsschutz) in Folge des Frequenzgradienten verursacht wurde.

Eine Frequenzgradienten-getriggerte Schutzfunktion ist in Kapitel 6.3 „Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz“ grundsätzlich nicht vorgesehen. Der relevante Netzbetreiber kann unter bestimmten Umständen verlangen, dass eine Frequenzgradienten-getriggerte Schutzfunktion vorzusehen ist.

Die Parametrierung des Netzausfallschutzes (Generatorschutz oder Netzentkupplungsschutz) mit dem Frequenzgradienten wird vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bestimmt.

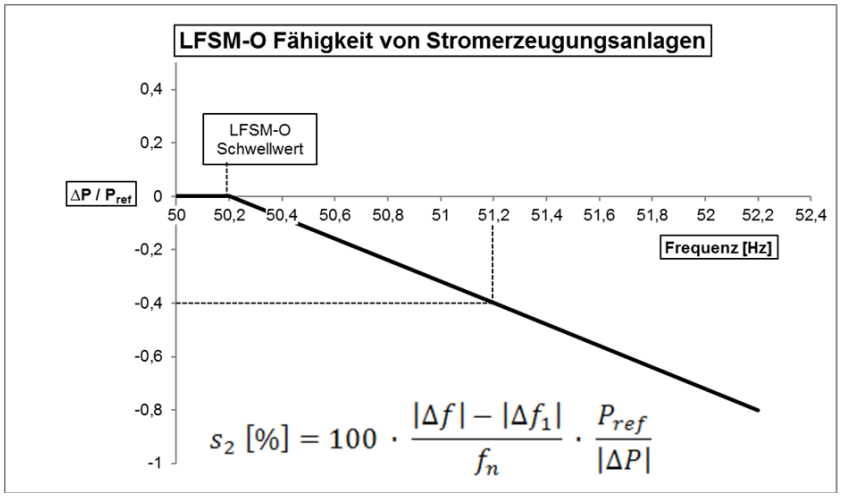
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

Für den beschränkt frequenzabhängigen Modus – Überfrequenz (limited frequency sensitive mode – overfrequency, LFSM-O) gelten folgende Bestimmungen:

[10] sollte dieser Zeitraum unter Berücksichtigung der Merkmale der Hauptantriebstechnologie der Stromerzeugungsanlage nicht möglich sein, der längstmögliche Zeitraum, zumindest jedoch 60 Minuten

Bei nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz muss LFSM-O standardmäßig aktiviert sein.

Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz, welche technologiebedingt nicht in der Lage sind die Bestimmungen für den beschränkt frequenzabhängigen Modus Überfrequenz (LFSM-O) zu erbringen, müssen sich alternativ im Frequenzbereich zwischen 50,2 Hz und 51,5 Hz vom Netz trennen. Der Einstellwert der Auslösefrequenz wird vom relevanten Netzbetreiber vorgegeben (Staffelung). Die Netzbetreiber haben diese Staffelung in geeigneter Weise zu veröffentlichen.



$$\Delta f = f_{Messung,\ t+1} - f_n$$

$$\Delta f_1 = f_{Messung,\ t} - f_n$$

Abbildung 1: Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung im LFSM-O-Modus

P_{ref} ist die Referenzwirkleistung und entspricht bei synchronen Stromerzeugungsanlagen der Maximalkapazität P_{max} und bei nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen der tatsächlichen Wirkleistungsabgabe zum Zeitpunkt t der Erreichung des Frequenzschwellenwerts; ΔP ist die Änderung der Wirkleistungsabgabe der Stromerzeugungsanlage zum Zeitpunkt t+1 gegenüber t; f_n ist die Nennfrequenz (50 Hz) des Netzes; Δf ist die Frequenzabweichung im Netz zum Zeitpunkt t+1 in Hz; Δf_1 ist die Frequenzabweichung im Netz zum Zeitpunkt t in Hz und s_2 ist die Statik des LFSM-O-Modus in %.

Bei Überfrequenzen, bei denen *Δf* über Δf_1 liegt, muss die Stromerzeugungsanlage in Abhängigkeit von der Statik s_2 die abgegebene Wirkleistung verringern.

Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-O-Modus muss von 50,2 Hz bis 50,5 Hz frei einstellbar sein. Die Statik s_2 für den LFSM-O-Modus muss von 2 % bis 12 % frei einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe für den LFSM-O-Modus macht, sind ein Frequenzschwellenwert von 50,2 Hz und eine Statik von 5 % zu verwenden - siehe Abbildung 1.

Die Auflösung der Frequenzmessung muss ≤ 10 mHz sein. Das Toleranzband um den stationären Endwert der Regelgröße des LFSM-O-Modus beträgt ± 5 % der Nennleistung der Stromerzeugungsanlage.

Die Stromerzeugungsanlage muss die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung ($T_{Verzögerung}$) aktivieren können. Beträgt diese Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Netzbenutzer die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, bei Erreichen der Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb weiterhin bei diesem Mindestregelwert zu arbeiten.

Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, während des LFSM-O-Betriebs stabil zu arbeiten. Ist der LFSM-O-Betrieb aktiviert, hat der LFSM-O-Sollwert Vorrang vor allen anderen Sollwerten für die Wirkleistungsabgabe.

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) sind die Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen werden folgende Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus empfohlen:

$T_A \leq 2$ s für eine Wirkleistungsverringerung von 50 % von P_{max}
$T_E \leq 20$ s
$T_{Verzögerung} << T_A$

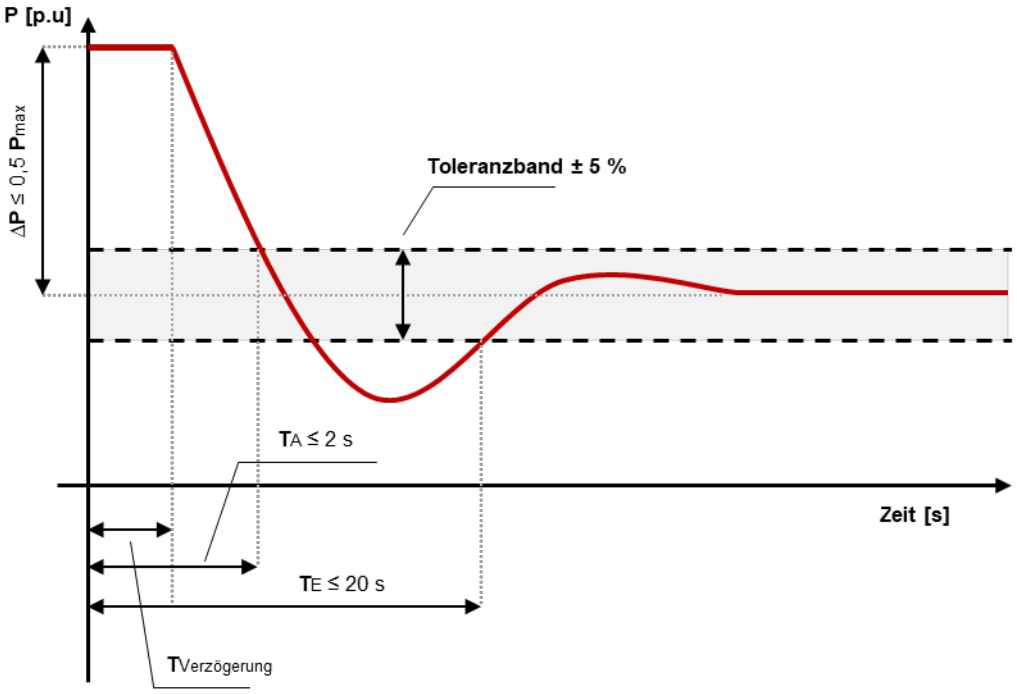


Abbildung 2: Beispiel für Anschwing- und Einschwingzeiten nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen im LFSM-O-Modus

T_A ist die Anschwingzeit zwischen dem sprunghaften Eintritt einer Regelabweichung und dem erstmaligen Erreichen des Toleranzbandes um den stationären Endwert der Regelgröße in s; Die Anschwingzeit umfasst auch die Zeit des Erkennens der Regelabweichung; T_E ist die Einschwingzeit in s, die benötigt wird, bis die Regelgröße dauerhaft im Toleranzband um den stationären Endwert verbleibt, $T_{Verzögerung}$ ist die Verzögerungszeit in s.

5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert

Die Stromerzeugungsanlage muss in der Lage sein, unabhängig von Frequenzänderungen eine konstante Wirkleistungsabgabe gemäß ihrem Sollwert abzugeben, außer wenn sich die Leistungsabgabe aufgrund eines der in Kapitel 5.1 „Anforderungen an die Frequenzhaltung“ beschriebenen Modi oder aufgrund nicht ausreichend verfügbarer Primärenergie ändert.

5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

Die zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe $\Delta P/P_{max}$ bei abnehmender Frequenz beträgt bei synchronen Stromerzeugungsanlagen:

- bis 49,5 Hz: 0 %;

- unterhalb von 49,5 Hz: Verringerung um je 10 % der Maximalkapazität bei 50 Hz je Hz Frequenzabfall.

Die zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe $\Delta P/P_{max}$ bei abnehmender Frequenz beträgt bei nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen:

- bis 49,0 Hz: 0 %;
- unterhalb von 49,0 Hz: Verringerung um je 2 % der Maximalkapazität bei 50 Hz je Hz Frequenzabfall.

Technologieabhängige Abweichungen von den geforderten Werten sind mit dem relevanten Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag abzustimmen.

Beim Nachweis der zulässigen Wirkleistungsreduktion bei Unterfrequenz werden die herrschenden Umgebungsbedingungen vom Netzbetreiber in Abstimmung mit dem Netzbenutzer festgelegt. Sofern der relevante Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe macht, sollen sich die festzulegenden Umgebungsbedingungen nach DIN ISO 2533 „Normatmosphäre“ richten.

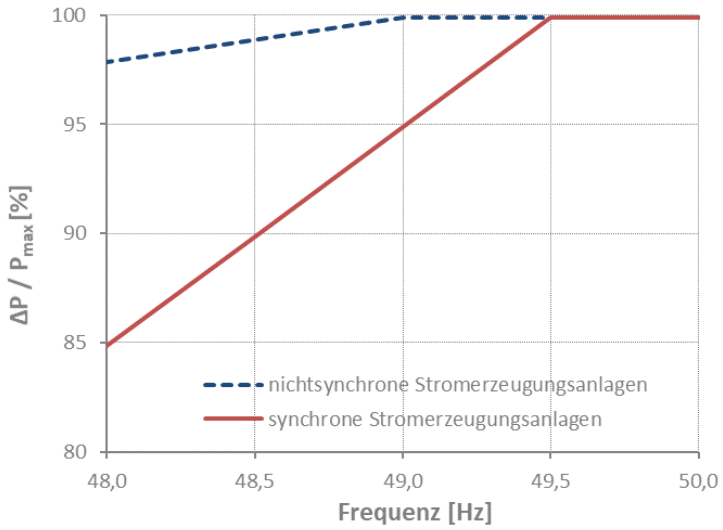


Abbildung 3: Zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

$\Delta P/P_{max}$ ist das dimensionslose Verhältnis der Änderung der Wirkleistungsabgabe ΔP zur Maximalkapazität P_{max}.

5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung

5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen

Die Anforderungen an FRT-Fähigkeit gelten sowohl für symmetrische als auch für asymmetrische Fehler im Netz.

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern (im Übertragungs- oder Verteilnetz) aufgetreten sind.

Diese Fähigkeit entspricht einem Spannungs-Zeit-Profil am Netzanschlusspunkt, das für Fehlerbedingungen festlegt ist. Das Spannungs-Zeit-Profil gibt den unteren Grenzwert des tatsächlichen Verlaufs der Außenleiterspannungen auf Netzspannungsebene während eines Fehlers als Funktion der Zeit vor dem Fehler, während des Fehlers und nach dem Fehler wieder.

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz gilt das Spannungs-Zeit-Profil als Richtwert. Sie sollen während eines Fehlers die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb nach Können und Vermögen entsprechend den Herstellerangaben aufrechterhalten.

Stromerzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinanderfolgenden Fehlern ausgelegt sein. Wenn durch mehrere aufeinanderfolgende durchfahrene Fehler die thermischen Auslegungsgrenzen überschritten werden, darf sich die Stromerzeugungsanlage vom Netz entkuppeln.

Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die FRT-Fähigkeit nicht gefährden; unbeschadet dessen ist der Unterspannungsschutz (entweder FRT-Fähigkeit oder festgelegte Mindestspannung) vom Netzbenutzer unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der Stromerzeugungsanlage so breit wie möglich festzulegen, soweit der relevante Netzbetreiber gemäß Kapitel 6.3 „Schutzsysteme und -einstellungen“ keine engeren Grenzen für die Einstellungen vorschreibt. Der Netzbenutzer muss die Einstellungen nach diesem Grundsatz begründen.

Die folgenden Diagramme zeigen auf der *y*-Achse den unteren Grenzwert eines Spannungs-Zeit-Profils der Spannung *U* am Netzanschlusspunkt als Verhältnis ihres tatsächlichen Werts zu ihrem Referenzwert 1 p.u. vor einem Fehler, während eines Fehlers und nach einem Fehler. Auf der *x*-Achse ist die Zeit *t* nach Fehlerbeginn in Sekunden aufgetragen.

Für synchrone Stromerzeugungsanlagen gilt folgendes FRT-Profil:

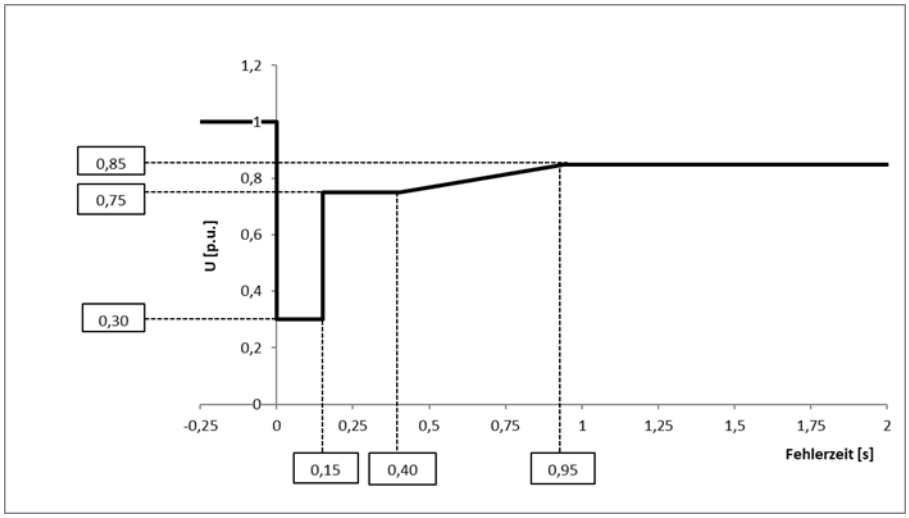


Abbildung 4: FRT-Profil synchroner Stromerzeugungsanlagen

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen gilt folgendes FRT-Profil:

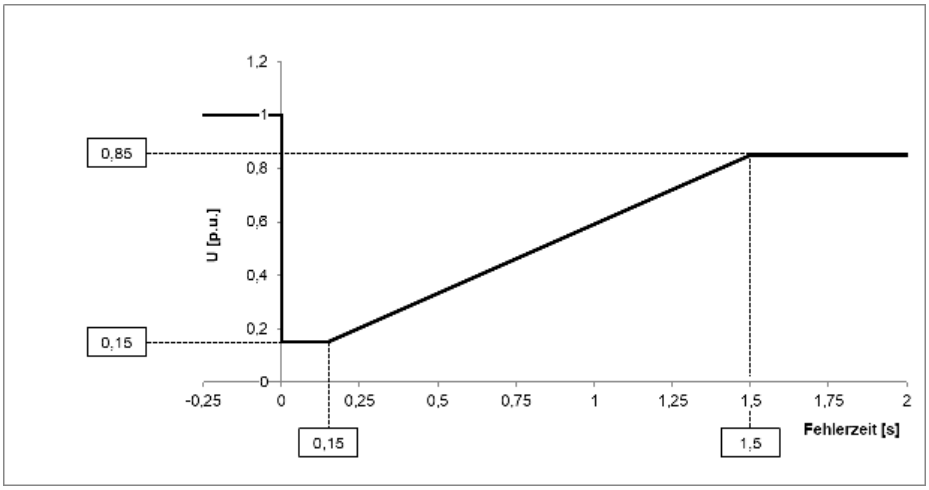


Abbildung 5: FRT-Profil nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene

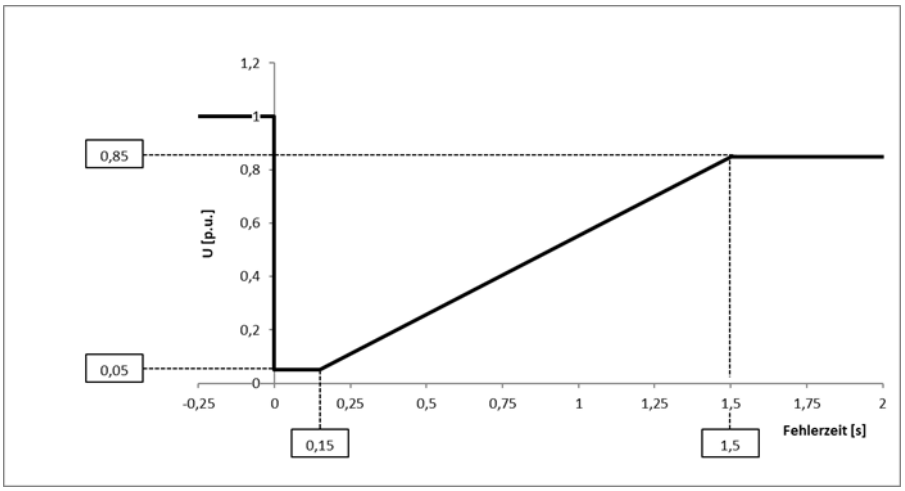


Abbildung 6: FRT-Profil nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene

5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall

Bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz in der Lage sein, Spannungseinbrüche mit einer Restspannung $U < 0{,}8\ U_n$ zu durchfahren, ohne sich dabei vom Netz zu trennen und ohne dabei einen Strom in das Netz des Netzbetreibers einzuspeisen (eingeschränkte dynamische Netzstützung).

In Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber und dessen ausdrücklicher Zustimmung können nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz, die in der Lage sind, bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, einen definierten Betriebspunkt zu halten, abweichend zur obigen Vorgabe die Wirk- und Blindstromeinspeisung oder die Wirk- und Blindleistungseinspeisung mit einer möglichst hohen Genauigkeit aufrechterhalten.

Bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz in der Lage sein, die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstromes stützen. Die Blindstromeinspeisung muss auch bei asymmetrischen Fehlern möglich sein.

Der relevante Netzbetreiber gibt im Netzanschlussvertrag vor, wie die Blindstromeinspeisung zu erfolgen hat oder ob keine Stromeinspeisung in das Netz des Netzbetreibers erfolgen soll (eingeschränkte dynamische Netzstützung).

Falls der relevante Netzbetreiber eine dynamische Blindstromstützung verlangt, sind folgende Vorgaben zu berücksichtigen:

Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz müssen bei symmetrischen und asymmetrischen Fehlern unter den folgenden Bedingungen eine dynamische Blindstromstützung bereitstellen:

- Bei Fehlerbeginn (Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung[11] bzw. bei einer Spannung am Netzanschlusspunkt von > 1,1 p.u. oder < 0,9 p.u.) müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen die Spannung durch Erhöhung oder Absenkung eines zusätzlichen Blindstromes $\Delta i_{B1,2}$ im Mit- und Gegensystem stützen;
- Der zusätzliche Blindstrom $\Delta i_{B1,2}$ ist proportional zur Spannungsabweichung $\Delta u_{1,2}$ und einem Verstärkungsfaktor *k*, welcher vom relevanten Netzbetreiber unter Berücksichtigung der wesentlichen Impedanzen zwischen der oder den Stromerzeugungseinheit(en) der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage und dem Netzanschlusspunkt vorgegeben wird. Sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtige Vorgabe für den Verstärkungsfaktor *k* macht, ist ein Wert $k = 2$ zu wählen.
  Für nachfolgende Formel wird das Verbraucher-Zählpfeilsystem verwendet.

  $\Delta i_{B1} = k * \Delta u_1$
  $\Delta i_{B2} = k * \Delta u_2$

  Δi_{B1}...zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem
  Δi_{B2}...zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem
  Δu_1... Änderung der Mitsystemspannung
  Δu_2... Änderung der Gegensystemspannung
  k...Verstärkungsfaktor ($2 \leq k \leq 6$), einstellbar in Schritten von 0,5 (ausgenommen Stromerzeugungsanlagen mit direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren[12] bei asymmetrischen Fehlern);

Nach Fehlerende[13] erfolgt der Übergang von der dynamischen Blindstromstützung zur statischen Spannungshaltung. Der Übergang sollte kontinuierlich und nicht sprungförmig erfolgen.

Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, einen Blindstrom von mindestens der Höhe des Bemessungsstromes einzuspeisen.

Ebenfalls zulässig ist eine kontinuierliche dynamische Netzstützung im Sinne der vorgenannten Anforderungen, die unabhängig von der Erfüllung der Kriterien für Fehlerbeginn und Fehlerende permanent und parallel zur stationären Spannungshaltung im Eingriff ist.

5.2.2.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe nach Fehlerklärung

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz gilt: Falls sich die Netzspannung nach Fehlerklärung wieder innerhalb des zulässigen Spannungsbandes befindet und der Wirkstrom während des Netzfehlers reduziert wurde, müssen

[11] Abweichung des gemessenen Momentanwerts einer Spannung um einen Betrag von mindestens 5 % des Momentanwerts der theoretisch fortgeführten Vorfehlerspannung (kann sich sowohl auf Leiter-Leiter als auch Leiter-Erde Spannungen beziehen); Vektorsprünge werden damit ebenso wie Kurzschlüsse als sprunghafte Spannungsänderung betrachtetohne Amplitudenänderung führen nicht zu Spannungsänderungen im Mit-/Gegensystem, bzw. das Mit-/Gegensystem ist bei Unstetigkeiten nicht definiert

[12] Doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren sind am Ständer auch direkt mit dem Netz gekoppelt.

[13] Zeitpunkt des Wiedereintritts der Netzspannung nach Fehlerklärung in das zulässige Spannungsband gem. ÖVE/ÖNORM EN 50160

Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, den Wirkstrom so schnell wie technisch möglich wieder auf den Vorfehlerwert zu steigern. Die Anschwingzeit darf maximal 1 s, bei rotierenden Maschinen maximal 6 s betragen.

Für alle anderen Stromerzeugungsanlagen gilt: Falls sich die Netzspannung nach Fehlerklärung wieder innerhalb des zulässigen Spannungsbandes befindet und die Wirkleistungsabgabe während des Netzfehlers reduziert wurde, müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, die Wirkleistungsabgabe so schnell wie technisch möglich wieder auf den Vorfehlerwert zu steigern.

Die Blindleistungsbereitstellung der Stromerzeugungsanlage folgt im Zeitverhalten wieder dem eingestellten Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung.

5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung

5.3.1 Spannungsbereiche

Unbeschadet der FRT-Fähigkeit muss eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein, während der in folgenden Tabellen angegebenen Zeiträume und innerhalb der in diesen Tabellen aufgeführten Netzspannungsbereiche, die als Spannung in Bezug auf den Referenzwert 1 p.u. angegeben sind, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb aufrechtzuerhalten:

Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0,85 p.u. – 0,9 p.u.	60 Minuten
0,9 p.u. – 1,1 p.u.	unbegrenzt
1,1 p.u. – 1,12 p.u.	10 Minuten

Tabelle 2: Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene in der Lage sein muss, bei Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1 p.u. ohne Trennung vom Netz zu arbeiten

Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0,85 p.u. – 0,9 p.u.	180 Sekunden
0,9 p.u. – 1,1 p.u.	unbegrenzt

Tabelle 3: Mindestzeiträume, in denen eine Stromerzeugungsanlage mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene in der Lage sein muss, bei Abweichungen der Spannung vom Referenzwert 1 p.u. ohne Trennung vom Netz zu arbeiten

5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz

Hinsichtlich der Spannungshaltung müssen Stromerzeugungsanlagen in der Lage sein, sich automatisch vom Netz zu trennen, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt Werte erreicht, die der relevante Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB festgelegt hat, siehe Kapitel 6.3.3 „Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz“.

5.3.3 Blindleistungskapazität

Die Anforderungen an die Blindleistungskapazität gelten bei Netzanschlusspunkt in NS-Ebene an den Klemmen des Generators/Umrichters. Bei Netzanschlusspunkt in der MS-Ebene gelten die Anforderungen an die Blindleistungskapazität am Netzanschlusspunkt.

Die Stromerzeugungsanlage muss unabhängig von der Anzahl der einspeisenden Phasen unter normalen stationären Betriebsbedingungen in den geforderten Blindleistungsbereichen betrieben werden können.

Die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage muss innerhalb der geforderten Blindleistungsbereiche einem vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung gemäß Kapitel 5.3.4 folgen können.

Für nachfolgende Grafiken wird das Erzeugerzählpfeilsystem EZS[14] verwendet.

5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

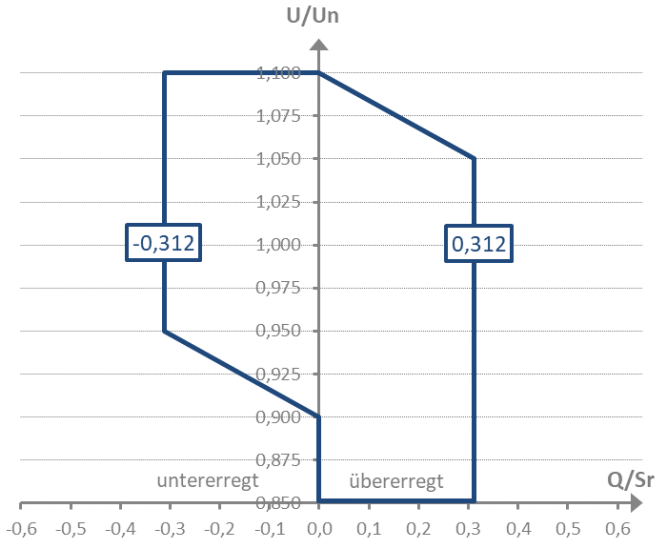


Abbildung 7: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3{,}68$ kVA (ohne Umrichter[15]) bei Nennscheinleistung

Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3{,}68$ kVA ohne Umrichter müssen einen Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0{,}95$ untererregt bis $\cos \varphi = 0{,}95$ übererregt ($Q_{max} = \pm 0{,}312\ S_r$) abdecken können.

[14] Im EZS ist die von der Stromerzeugungsanlage abgegebene Wirk- und induktive Blindleistung positiv, es gilt Q > 0 für übererregten (spannungserhöhenden) Betrieb, Q < 0 für untererregten (spannungsabsenkenden) Betrieb

[15] bei denen die gesamte elektrische Leistung des Generators über Leistungselektronik in das Netz abgegeben wird

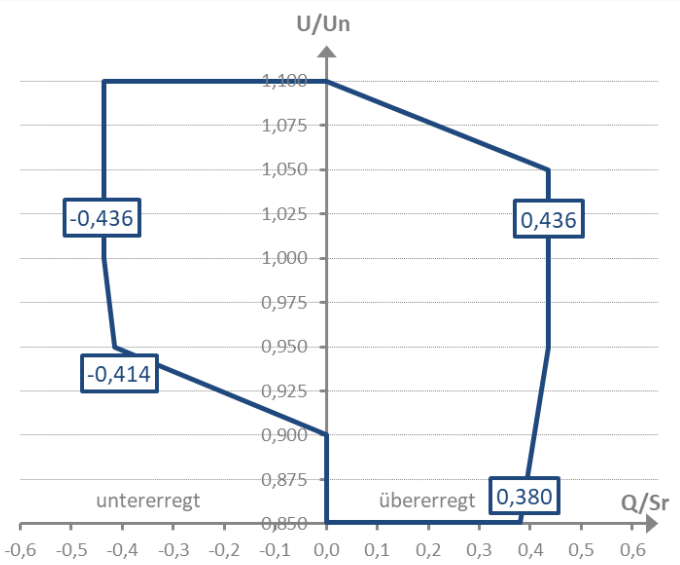


Abbildung 8: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen bei Nennscheinleistung (ausgenommen Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3{,}68$ kVA ohne Umrichter)

U ist die Betriebsspannung in V; U_n ist die Nennspannung in V; Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var und S_r ist die Nennscheinleistung der Stromerzeugungsanlage in VA.

Stromerzeugungsanlagen (ausgenommen Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3{,}68$ kVA ohne Umrichter) müssen bei Nennscheinleistung S_r einen Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 0{,}9$ untererregt bis $\cos \varphi = 0{,}9$ übererregt ($Q_{max} = \pm 0{,}436\ S_r$) abdecken können.

In den Arbeitsbereichen $Q/P_{max} > 0$ und $U/p.u. < 0{,}85$ (übererregter Betrieb und Unterspannung) bzw. $Q/P_{max} < 0$ und $U/p.u > 1{,}1$ (untererregter Betrieb und Überspannung) soll die Stromerzeugungsanlage nach Können und Vermögen weiterhin spannungsstützend wirken.

5.3.3.2 Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

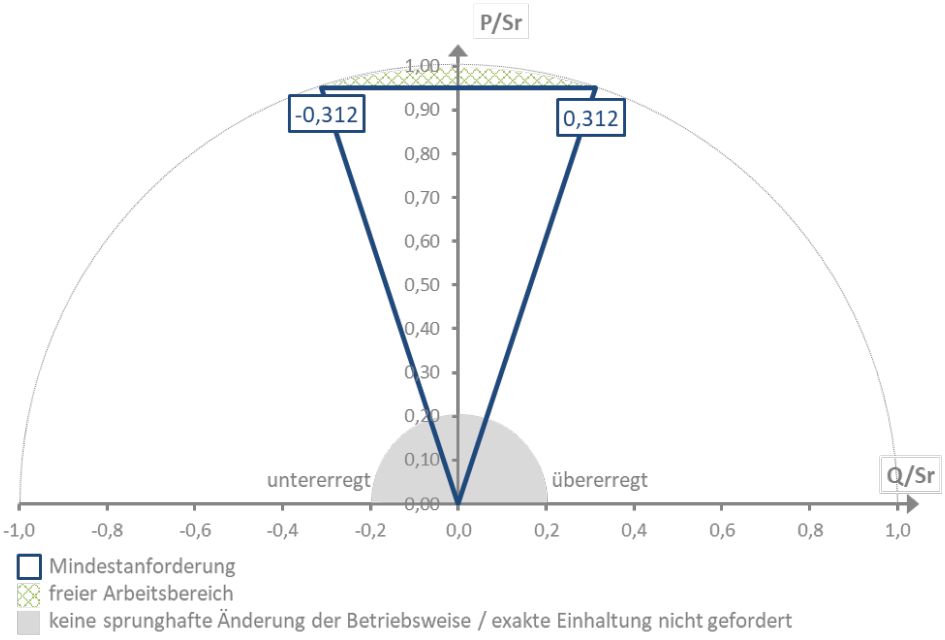


Abbildung 9: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3{,}68$ kVA (ohne Umrichter) unterhalb der Nennscheinleistung

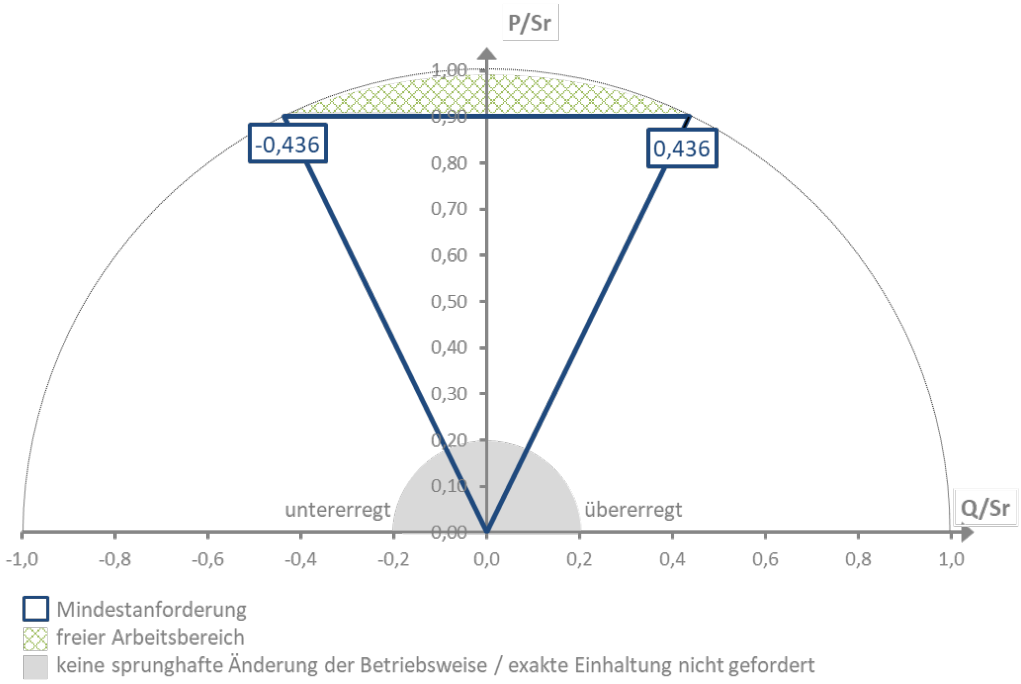


Abbildung 10: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r \leq 3{,}68$ kVA (nur Umrichter) unterhalb der Nennscheinleistung

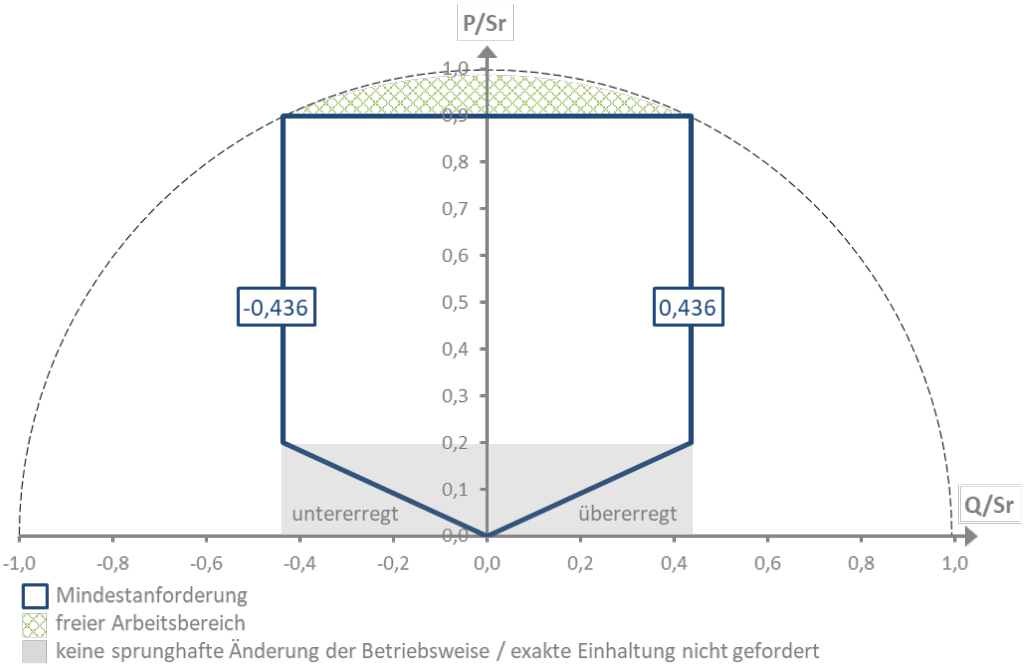


Abbildung 11: Blindleistungsbereich von Stromerzeugungsanlagen mit $S_r > 3{,}68$ kVA unterhalb der Nennscheinleistung

P ist die Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W; Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var und S_r ist die Nennscheinleistung der Stromerzeugungsanlage in VA.

Für Stromerzeugungsanlagen mit $S_r > 3{,}68$ kVA ohne Umrichter besteht die Möglichkeit einer weiteren Einschränkung des Blindleistungsbereichs unterhalb der Nennscheinleistung, wenn Wertebereiche (beispielsweise unter die minimale Erregungsgrenze) wegen der Grenzen im *PQ*-Diagramm des Generators nachweislich nicht angefahren werden können. Diese unzulässigen Betriebsbereiche werden aus dem Blindleistungsbereich gemäß Abbildung 11 ausgespart. Die

Grundauslegung des Generators hat jedoch immer auf den Verschiebungsfaktor nach Kapitel 5.3.3.1 zu erfolgen.

Im Arbeitsbereich $P < 0{,}2\ S_r$ darf sich das Blindleistungsverhalten der Stromerzeugungsanlage nicht sprunghaft ändern; eine exakte Einhaltung der Vorgabe wird in diesem Arbeitsbereich nicht gefordert (grauer Bereich in der Abbildung).

Ist in diesem Arbeitsbereich bei Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und $S_r > 3{,}68$ kVA ein minimaler Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ einstellbar, so ist $\cos \varphi = 0{,}4$ zu wählen.[16]

Für Stromerzeugungsanlagen, die nur oberhalb einer Mindestwirkleistung zeitlich unbegrenzt stabil betrieben werden können, ist $0{,}2\ P_{max}$ sinngemäß durch diese Mindestleistung für den stabilen Betrieb zu ersetzen.

5.3.3.3 Blindleistungskompensation

Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene

Der relevante Netzbetreiber kann verlangen, dass eine zusätzliche Blindleistung bereitzustellen ist, wenn sich der Netzanschlusspunkt weder an den Klemmen des Netztransformators der MS-Ebene noch an den Klemmen des Umrichters (Generators) befindet, falls kein Netztransformator vorhanden ist. Diese zusätzliche Blindleistung muss den Blindleistungsbedarf der MS-Leitung oder des MS-Kabels zwischen den Klemmen des Netztransformators der Stromerzeugungsanlage oder, falls kein Netztransformator vorhanden ist, zwischen den Klemmen des Umrichters (Generators) und dem Netzanschlusspunkt decken und ist vom Netzbenutzer bereitzustellen.

Stromerzeugungsanlagen mit Kompensationsbedarf

Stromerzeugungsanlagen, welche von ihrer Konstruktion her einen Blindleistungsbedarf aufweisen (z.B. Asynchrongeneratoren), der nicht aus dem Verteilernetz gedeckt werden soll, benötigen eine Einrichtung zur Blindleistungskompensation (z.B. Kondensatoren).

Die Art, Leistung und Schaltung der Blindleistungskompensationsanlage sowie die Regelungsart und der Kompensationsgrad (siehe TOR Hauptabschnitt D1) sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Kompensationskondensatoren dürfen nicht vor dem Generator zugeschaltet bzw. müssen gleichzeitig abgeschaltet werden. Es wird darauf hingewiesen, dass es bei der Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Verteilernetz unter bestimmten Umständen zu einer Eigenerregung des Generators durch die Kompensationskondensatoren kommen könnte, welche durch eine geeignete Schaltung vermieden werden muss.

Bei stark schwankendem Blindleistungsbedarf der Stromerzeugungsanlage muss die Blindleistungskompensation entsprechend geregelt werden. Eine Überkompensation ohne Vorgabe durch den Netzbetreiber ist zu vermeiden. Zur Vermeidung von Resonanzen und von unzulässigen Rückwirkungen auf Tonfrequenz- Rundsteueranlagen des Netzbetreibers können zusätzliche Maßnahmen (z.B. eine Verdrosselung der Kompensationskondensatoren) erforderlich sein. Art und Umfang solcher Maßnahmen sind in den TOR Hauptabschnitt D3 festgelegt.

5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Innerhalb ihrer Blindleistungsbereiche gem. Kapitel 5.3.3 muss sich die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage automatisch auf den im Rahmen des vom relevanten Netzbetreiber

[16] entspricht der blauen Linie in Abbildung 19 im Leistungsbereich $P < 0{,}2\ S_r$

vorgegebenen Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung bestimmten fixen Wert oder auf die bestimmte Kennlinie einstellen.

Für Stromerzeugungsanlagen wird eines der nachstehenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung vom Netzbetreiber vorgegeben:

Verfahren	Stromerzeugungsanlagen			
	nur Umrichter		alle anderen	
	$S_r \leq 3{,}68$ kVA	$S_r > 3{,}68$ kVA	$S_r \leq 3{,}68$ kVA	$S_r > 3{,}68$ kVA
fester Verschiebungsfaktor *cos φ* fix	x	x	x	x
Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie *cos φ (P)*	x	x		x
Blindleistungs-/Spannungskennlinie *Q (U)*	x	x		x
feste Blindleistung *Q* fix		x	x[17]	x

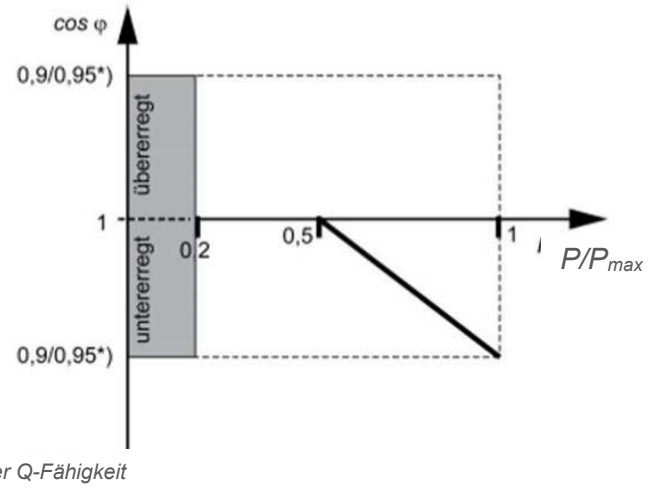
Tabelle 4: Vorgesehene Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung für Stromerzeugungsanlagen

Die Vorgabe eines Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung erfolgt im Netzanschlussvertrag. Der relevante Netzbetreiber darf in begründeten Fällen auch zu einem späteren Zeitpunkt ein anderes der vorgesehenen Verfahren vorgeben. Diese Änderung ist durch den Netzbenutzer innerhalb von 12 Monaten umzusetzen.

Der Standardeinstellwert ohne Vorgabe des Netzbetreibers ist ein fester Verschiebungsfaktor *cos φ* = 1 und eine feste Blindleistung *Q* fix = 0.

5.3.4.1 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung cos φ(P) im Niederspannungsnetz

Die *cos φ(P)-Regelung* soll standardmäßig deaktiviert sein.



**) abhängig von geforderter Q-Fähigkeit*

Abbildung 12: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie cos φ(P) im Niederspannungsnetz

[17] *Q* fix kann insbesondere bei Asynchrongeneratoren mit Fixkompensation sinnvoll sein

cos φ ist der Verschiebungsfaktor der Stromerzeugungsanlage; P ist die Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W; P_{max} ist die Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage in W; S_{max} ist die maximale Scheinleistung der Stromerzeugungsanlage in VA.

5.3.4.2 Standard-Kennlinie für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung Q(U) im Niederspannungsnetz

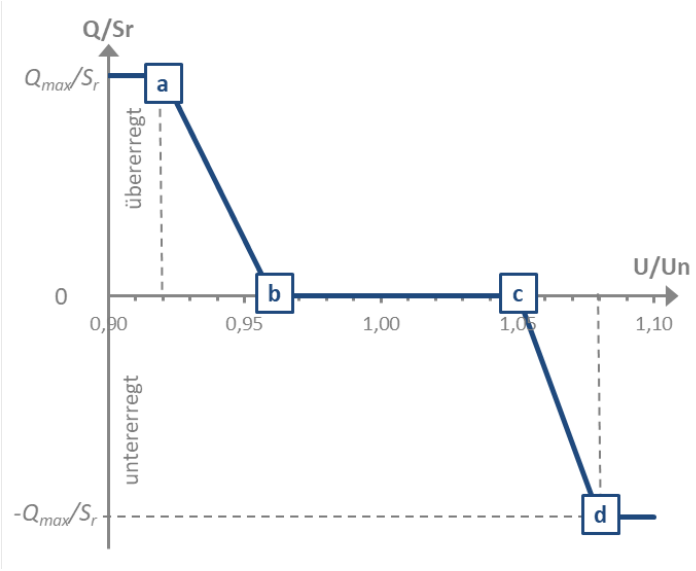


Abbildung 13: Blindleistungs-/Spannungskennlinie Q(U) im Niederspannungsnetz

Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var; Q_{max} ist die maximale Blindleistung im übererregten Bereich; $-Q_{max}$ ist die maximale Blindleistung im untererregten Bereich; S_r ist die Nennscheinleistung der Stromerzeugungsanlage in VA; U ist die Betriebsspannung und U_n ist die Nennspannung.

Folgende Standardeinstellung der vier Stützpunkte wird empfohlen:

Stützpunkt	U/U_n	Q/S_r	
a	0,92 U_n	Q_{max}/S_r	cos φ_{min} übererregt
b	0,96 U_n	0	cos $\varphi = 1$
c	1,05 U_n	0	cos $\varphi = 1$
d	1,08 U_n	$-Q_{max}/S_r$	cos φ_{min} untererregt

Tabelle 5: Stützpunkte der Blindleistungs-/Spannungskennlinie Q(U) im Niederspannungsnetz

Beim Verfahren der Blindleistungsregelung *Q(U)* müssen die Stützpunkte (minimal 4) der *Q(U)*-Kennlinie frei in der Blindleistung und der Spannung im Bereich gemäß Kapitel 5.3.3.1 parametrierbar sein (Schrittweite ≤ 1 % *Un*). Sofern nicht jede Phase einzeln geregelt wird, ist symmetrisch auf die höchste Phasenspannung[18] zu regeln. Für *P* und *Q* muss bei der Einstellung dasselbe Zählpfeilsystem gelten.

Die Dynamik der *Q(U)*-Regelung entspricht einem Filter erster Ordnung (*PT1*-Glied), mit einer konfigurierbaren Zeitkonstante[19] zwischen 3 s und 60 s, wobei standardmäßig eine Zeitkonstante von 5 s eingestellt werden muss. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss mindestens 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

[18] Falls diese Führungsgröße nicht verfügbar ist, kann auch der Mittelwert der Phasenspannungen herangezogen werden.
[19] muss unabhängig von den Zeitkonstanten anderer Regelfunktionen einstellbar sein

Die *Q(U)*-Regelung muss nach einem Sollwertsprung nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung (maximal 1 s) aktiviert werden. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

5.3.5 Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen aus der RfG-VO vorgesehen.

5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung

Zur Einhaltung des oberen Randwertes der Spannung gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 kann vom Netzbetreiber von Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz eine spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung gefordert werden.[20]

Die Anwendung und Festlegungen zur *P(U)*-Regelung werden im Netzanschlussvertrag vereinbart. Dabei sind die in Wechselrichter integrierten *P(U)*-Regelungen zu verwenden.

Für die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung kann der Netzbenutzer zwischen zwei Verfahren wählen:

a) Beim *P(U)*-Wirkleistungsbetriebsbereich wird die maximal zulässige Wirkleistungsabgabe entsprechend Abbildung 14 (a) abhängig von der Spannung begrenzt. Bei Überschreiten der Spannung U_{Knick} reduziert sich der zulässige Maximalwert von 100 % der Bemessungswirkleistung linear auf 0 bei U_{Grenz}

b) Die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung wird durch eine *P(U)*-Kennlinie realisiert. Bei Überschreiten der Spannung U_{Knick} erfogt eine lineare Reduktion der Einspeiseleistung um ΔP bezogen auf die momentane Einspeiseleistung P_{Knick} (Wirkleistung zum Zeitpunkt der Überschreitung von U_{Knick}) entsprechend Abbildung 14 (b).

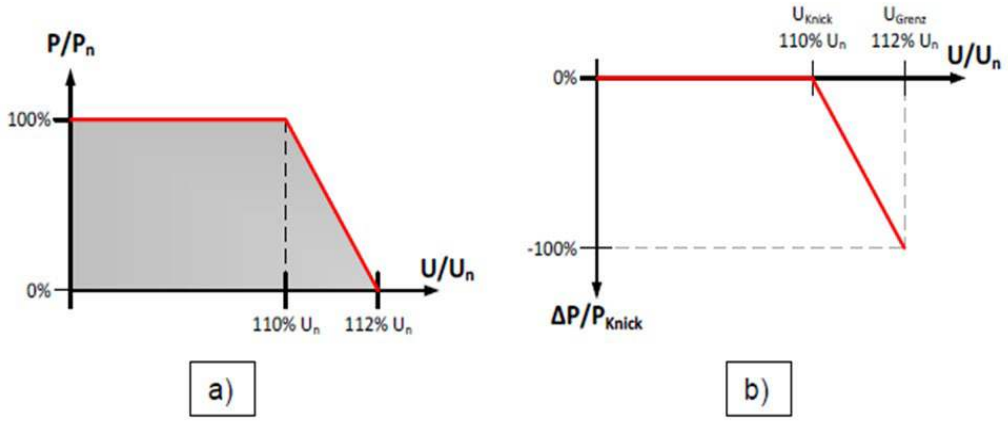


Abbildung 14: Standardeinstellungen der P(U)-Regelung

P ist die Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W; P_n ist die Nennwirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W; U ist die Betriebsspannung in V; U_n ist die Nennspannung des Netzes in V; U_{Knick} ist jene Betriebsspannung, bei der die P(U)-Regelung einsetzt, in V; U_{Grenz} ist jene Betriebsspannung, bei der die vollständige Reduktion der Wirkleistung erfolgt sein soll, in V; ΔP ist die Veränderung der Wirkleistung in W; P_{Knick} ist die Wirkleistung zum Zeitpunkt der Überschreitung von U_{Knick} in W.

Durch die Wahl des Knickpunktes $U_{Knick} = 1{,}10\ U_n$ wird vermieden, dass die Stromerzeugungsanlage im unzulässigen Spannungsbereich arbeitet.

[20] Damit soll bei konzeptgemäß seltenem Überschreiten des oberen Spannungsrandwertes die eingespeiste Wirkleistung verringert werden, bevor durch den Netzentkupplungsschutz eine Totalabschaltung der Anlage erfolgt.

Bei Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf Niederspannungsebene soll die *P(U)*-Regelung standardmäßig aktiv und nach Abbildung 14 Punkt a) konfiguriert sein.

Die Dynamik der *P(U)*-Regelung entspricht einem Filter erster Ordnung (*PT1*-Glied) mit einer konfigurierbaren Zeitkonstante zwischen 3 s und 60 s, wobei standardmäßig eine Zeitkonstante von 5 s eingestellt werden muss. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

Die *P(U)*-Regelung muss nach einem Sollwertsprung nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung (maximal 3 s) aktiviert werden. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Die Messstelle für die Umsetzung dieser Anforderungen ist, sofern nicht zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abweichend vereinbart, die Generatorklemme bzw. Anschlusspunkt des Wechselrichters.

Die Einstellwerte U_{Knick} und U_{Grenz} sind insbesondere zur Berücksichtigung der Auslegung der Energieableitung in der Anlage des Netzbenutzers im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber auch abweichend einstellbar. Die Regelung darf nicht zu Schwingungen oder Sprüngen in der Ausgangsleistung führen.

Stromerzeugungsanlagen, die nur oberhalb einer Mindestleistung betrieben werden können (z.B. Verbrennungskraftmaschinen) müssen die Wirkleistung entsprechend Verfahren a) oder b) nur bis zu dieser Mindestleistung reduzieren.

5.4 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz

5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber

Die Stromerzeugungsanlage muss über eine fernwirktechnische Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe innerhalb von 5 Sekunden zu beenden, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist.

Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Stromerzeugungsanlage ein. Er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich - siehe auch Kapitel 6.2.1 „Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle“. Die Änderung der Wirkleistungsabgabe erfolgt nach den technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.

In folgenden (technischen) Fällen ist der relevante Netzbetreiber berechtigt, eine vorübergehende Vorgabe bzw. Einschränkung der Wirkleistung bis hin zur Abschaltung vorzunehmen:

- um eine unmittelbare, auch bloß vermutete Gefahr für Personen oder Sachen abzuwenden;
- wenn dies durch die Befolgung behördlicher Anordnungen, Auflagen usw. erforderlich ist;
- bei einer durch höhere Gewalt oder sonstige, nicht in der Sphäre des Netzbetreibers liegende, Umstände bedingten Verhinderung der Erbringung der Netzdienstleistungen;
- bei Setzung von Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen gemäß TOR Systemschutzplan durch die Übertragungsnetzbetreiber;
- bei einem drohenden oder bereits eingetretenen Netzzusammenbruch;
- bei Durchführung betriebsnotwendiger Arbeiten im Netz.

Diese Maßnahmen werden einschließlich des Anlasses vom Netzbetreiber in geeigneter Form dokumentiert (z.B. Eintrag ins Betriebsbuch) und betroffenen Anlagenbetreibern auf Anfrage Auskunft erteilt.

5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.4.3 Systemschutz

Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene müssen die Vorgaben des nationalen Systemschutzplans gem. Art. 11 ER-VO bzw. TOR Systemschutzplan einhalten.

5.5 Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau

5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen

Stromerzeugungsanlagen müssen mit einer Synchronisationsvorrichtung ausgestattet sein.

Stromerzeugungsanlagen müssen innerhalb der in Tabelle 1 angegebenen Frequenzbereiche synchronisiert werden können.

Stromerzeugungsanlagen (mit Ausnahme von Asynchrongeneratoren) oder inselbetriebsfähige Netze mit Anlagen von Netzbenutzern mit integrierten Stromerzeugungsanlagen, die nicht spannungslos zugeschaltet werden, dürfen nur über Synchronisationsvorrichtungen bzw. erst nach Durchführung einer Kontrolle von Frequenzsynchronität und Spannungsgleichheit zwischen Netz und Anlagen von Netzbenutzern an das Netz geschaltet werden.

Bei inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlagen (einschließlich elektrischer Energiespeicher) ist nach Netzausfall und Spannungswiederkehr ein asynchrones Wiederzuschalten zu verhindern.

Wenn Netzentkupplungsschutz und Synchronisationsvorrichtungen in einem gemeinsamen Gerät realisiert werden, ist zu verhindern (z.B. mittels Prüfschalter), dass beim Einspeisen von analogen Prüfgrößen für die Schutzprüfung eine Fehlsynchronisierung möglich ist.

Bei Wechselrichtern mit eingebauter Netzsynchronisation ersetzt die eingebaute Frequenz- und Spannungsangleichung eine in einem getrennten Gerät realisierte Synchronisationsvorrichtung.

Die Einstellungen der Synchronisationsvorrichtungen müssen auf die Betriebsbedingungen des Netzes abgestimmt sein und werden vom Netzbetreiber vorgegeben.

5.5.2 Zuschaltbedingungen

Folgende Bedingungen gelten für die (automatische) Netzzuschaltung nach einer unbeabsichtigten Trennung, sowohl aufgrund eines gestörten Betriebs der Stromerzeugungsanlage, als auch aufgrund einer Netzstörung.

Eine automatische Netzzuschaltung von Stromerzeugungsanlagen muss möglich sein. Die Netzzuschaltung darf nur bei Erfüllung der folgenden Bedingungen erfolgen:

- $U/p.u.$ ≥ 0,85 sowie $U/p.u.$ ≤ 1,09; und
- Netzfrequenz zwischen 47,5 Hz und 50,10 Hz; und
- es steht kein Auslösekriterium des Netzentkupplungsschutzes an.

Die Wartezeit muss grundsätzlich zwischen 0 und 300 Sekunden einstellbar sein. Sofern der Netzbetreiber keine anderweitige Vorgabe für die Wartezeit macht, wird eine Wartezeit von 60 Sekunden empfohlen.

Nach einer automatischen Netzzuschaltung im Falle eines gestörten Betriebs darf die an das Netz abgegebene Wirkleistung den Gradienten von 10 % P_{max} pro Minute nicht überschreiten. Für das Erreichen der Mindestleistung für einen stabilen Betrieb können der Netzbenutzer und der relevante Netzbetreiber abweichende Gradienten im Einklang mit Kapitel 5.4.1 „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ vereinbaren.

Bei nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf Niederspannungsebene werden folgende Standardeinstellungen empfohlen:

- Wartezeit bei automatischer bzw. betriebsbedingter Zuschaltung: 60 s

- Wartezeit bei Zuschaltung nach einer Auslösung des Entkupplungsschutzes: 300 s

Als Einstellung für den maximalen Gradienten der Wirkleistungssteigerung bei einer Wiederzuschaltung nach einer Auslösung des Entkupplungsschutzes wird 10 % P_{max} pro Minute empfohlen.

Bei der Netzzuschaltung einer Stromerzeugungsanlage bzw. bei Zu- oder Abschaltungen von Kompensationseinrichtungen darf das Netz des relevanten Netzbetreibers nicht unzulässig beeinflusst werden (siehe TOR Teil D2).

Nicht selbsterregte Asynchrongeneratoren dürfen in der Regel nur im Bereich von 95 % bis 105 % ihrer Synchrondrehzahl zugeschaltet werden. Wird beim Zuschalten der maximal zulässige Spannungseinbruch überschritten, sind entsprechende Maßnahmen zur Strombegrenzung vorzusehen (siehe TOR Teil D2).

5.5.3 Schwarzstartfähigkeit

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.5.4 Inselbetriebsfähigkeit

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.5.5 Schnelle Neusynchronisierung

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch

Bezüglich der Übermittlung von Echtzeitdaten, Nichtverfügbarkeitsdaten und Fahrplänen an die relevanten Netzbetreiber sind keine Anforderungen vorgesehen.

6 Ausführung der Anlage und Schutz

6.1 Primärtechnik

6.1.1 Anschlussanlage und Symmetrie

Die (netzseitige) Anschlussanlage ist die physische Verbindung der Anlage eines Netzbenutzers mit dem Netzsystem. Sie beginnt am technisch geeigneten Anschlusspunkt (Netzzutrittspunkt) und endet an der im Netzanschlussvertrag vereinbarten Eigentumsgrenze. Der Netzbetreiber ist für die betriebsbereite Erstellung, Änderung und Erweiterung der Anschlussanlage, der Netzbenutzer für die nach der Eigentumsgrenze befindlichen Anlagenteile verantwortlich.

Stromerzeugungsanlagen einschließlich allfälliger elektrischer Energiespeicher sind als symmetrische dreiphasige Drehstromanlagen auszulegen, fest an das Netz anzuschließen und mit einer entsprechenden Schalt- und Entkupplungsstelle auszurüsten.

Die Einspeisung über eine berührungssichere Steckverbindung ist zulässig, wenn die Anlage insgesamt ausdrücklich für eine derartige Verwendung zugelassen ist.

Als Ausnahme können Stromerzeugungsanlagen unter Berücksichtigung einer maximalen resultierenden Unsymmetrieleistung von 3,68 kVA auch einphasig an das Verteilernetz angeschlossen werden. Somit können maximal 3 x 3,68 kVA einphasig (verteilt auf die drei Außenleiter) angeschlossen werden.

Wenn durch eine kommunikative Kopplung zwischen einphasigen Stromerzeugungseinheiten eine symmetrische Einspeisung der Stromerzeugungseinheiten in die einzelnen Außenleiter des Drehstromnetzes sichergestellt wird, ist die Stromerzeugungsanlage wie eine symmetrische Drehstromeinspeisung zu betrachten.

Bei Verwendung gleichstromgekoppelter Systeme (elektrischer Energiespeicher gemeinsam mit Gleichstromerzeugungsanlage am selben Wechselrichter angeschlossen) dürfen ebenfalls bis zu drei einphasige Wechselrichter mit je maximal 3,68 kVA an die drei Außenleiter angeschlossen werden.

Beim Einsatz wechselstromgekoppelter Systeme (elektrischer Energiespeicher inklusive Wechselrichter und Erzeugungsanlage wechselstromseitig angeschlossen) gilt zur Vermeidung unzulässiger Unsymmetrien im Netz folgende Fallunterscheidung:

- Fall 1: Einphasige Einspeisung, einphasiger Speicher
  Da Speichersysteme in der Regel zur Eigenverbrauchsmaximierung eingesetzt werden, wird bei derzeitigem Stand davon ausgegangen, dass die Speicher nicht ins Netz rückspeisen. Zum Erreichen minimaler Unsymmetrie sind in diesem Fall Erzeugungsanlage und Wechselrichter des elektrischen Energiespeichers an derselben Phase anzuschließen.
- Fall 2: Einphasige Einspeisung, dreiphasiger Speicher oder umgekehrt
  Die Scheinleistung eines einphasig angeschlossenen Wechselrichters, eines elektrischen Energiespeichers oder einer einphasig angeschlossenen Stromerzeugungseinheit darf 3,68 kVA betragen und es dürfen maximal 3 einphasige Geräte aufgeteilt auf die drei Phasen angeschlossen werden.
- Fall 3: Dreiphasige Einspeisung, dreiphasiger Speicher
  Der zulässige Unsymmetriegrad gemäß TOR D2 des AC-gekoppelten Systems ist mit einem Wert von $k_U = 0{,}7\%$ begrenzt.

6.1.2 Schaltstelle

Aus Gründen der Betriebsführung und Personensicherheit muss eine für den Netzbetreiber jederzeit zugängliche Schaltstelle mit Trennfunktion und Lastschaltvermögen vorhanden sein. Sie dient der Einhaltung der fünf Sicherheitsregeln gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 und kann mit der Entkupplungsstelle identisch sein.

In Niederspannungsnetzen kann die Schaltstelle entfallen, wenn die Wechselrichter mit einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gemäß ÖVE-Richtlinie R 25 ausgerüstet sind und die netzwirksame Bemessungsleistung des Netzbenutzers am Netzanschlusspunkt 30 kVA nicht übersteigt.

6.1.3 Entkupplungsstelle

Die Entkupplungsstelle sichert eine Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz. Die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle (Entkupplungsschalter) wird von der Schutzeinrichtung (Entkupplungsschutz) angesteuert und löst automatisch aus, wenn eine der Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung anspricht.

Die Entkupplungsstelle ist im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber festzulegen und kann auf der Ober- oder Unterspannungsseite vorgesehen werden. Die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle muss elektrisch unverzögert auslösbar sein und eine allpolige galvanische Trennung bewirken.

Sofern kein Inselbetrieb vorgesehen ist, können die dezentralen Schalteinrichtungen der einzelnen Stromerzeugungseinheiten (Generatorschalter, integrierte Schalteinrichtungen der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle) als Entkupplungsstelle verwendet werden.

Bei inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz kann eine vierpolige Abschaltung notwendig sein und vom Netzbetreiber gefordert werden. In diesem Fall sind die Sicherheitsvorschriften für die Trennung und Erdung eines PEN-Leiters besonders zu beachten.

Die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle muss mindestens Lastschaltvermögen haben und für die maximal abzuschaltende Kurzschlussleistung[21] ausgelegt sein.

Wenn Sicherungen als Kurzschlussschutz eingesetzt werden, ist das Schaltvermögen der Schalteinrichtung mindestens gemäß dem Ansprechbereich der vorgeschalteten Sicherung zu bemessen. Die Schalteinrichtung muss aber für die Zuschaltung der Stromerzeugungsanlage und zur Abschaltung der maximal möglichen Erzeugungsleistung geeignet sein.

Die Funktion der Schaltgeräte der Entkupplungsstelle muss überprüfbar sein.

Diese Überprüfung kann bei selbsttätig wirkenden Freischaltstellen gem. Kapitel 6.3.1 entfallen.

6.1.4 Sternpunktbehandlung

6.1.4.1 Netzanschluss im Niederspannungsnetz

Asynchrongeneratoren werden im Allgemeinen in Dreieckschaltung betrieben. Bei Sternschaltung ist der Sternpunkt isoliert zu betreiben.

Synchrone Stromerzeugungsanlagen können mit isoliertem Sternpunkt betrieben werden. Bei synchronen Stromerzeugungsanlagen, deren Sternpunkt mit dem PEN-Leiter des Netzes verbunden wird, darf dies nur dann direkt erfolgen, wenn der auftretende Oberschwingungsstrom über den

[21] Die maximal zu erwartende Kurzschlussleistung hängt vom Netz und der Stromerzeugungsanlage ab.

Sternpunkt weniger als ca. 20 % des Bemessungsstroms des Generators beträgt. Höhere Ströme erfordern gegebenenfalls den Einbau einer Sternpunktdrossel bzw. anderweitige Maßnahmen.[22]

6.1.4.2 Netzanschluss im Mittelspannungsnetz

Die Vorrichtungen zur Erdung des Sternpunkts auf der Netzseite von Netztransformatoren müssen den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers entsprechen.

6.2 Sekundärtechnik

6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle

Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsabregelung nach Kapitel 5.4.1 und zur allfälligen Blindleistungsvorgabe nach Kapitel 5.3.4 ist, falls vom relevanten Netzbetreiber im Netzanschlussvertrag vorgesehen, in Form von potentialfreien Kontakten zu realisieren, die am Fernwirkgerät (z.B. Funkrundsteuerempfänger, Gateway) des Netzbetreibers zur Verfügung gestellt werden. Allfällige Anforderungen an die Einrichtungen zur Übermittlung von Echtzeitdaten nach Kapitel 5.6 werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart.

6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

6.2.3 Regelsysteme und -einstellungen

Für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf Niederspannungsebene ist sicherzustellen, dass die in diesem Teil der TOR beschriebenen Einstellungen vom Netzbenutzer nicht verändert werden können sowie auch darüberhinausgehend gegen unerlaubte Veränderungen geschützt sind. Softwareupdates dürfen nicht zu einer Veränderung der Einstellungen führen. Dies kann beispielsweise durch einen geeigneten Passwortschutz der Einstellungen erreicht werden. Das Passwort darf dabei dem Benutzer nicht mitgeteilt werden.

Falls die tatsächlichen eingestellten Werte von den empfohlenen Standardeinstellungen abweichen, sollte dies am Gerät gekennzeichnet werden bzw. am Display oder beim Auslesen der Einstellungen (z.B. über eine Schnittstelle) ersichtlich sein.[23]

6.2.4 Messinstrumente

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen aus der RfG-VO vorgesehen.

6.3 Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz

Der relevante Netzbetreiber legt unter Berücksichtigung der Merkmale der Stromerzeugungsanlage die für den Schutz des Netzes erforderlichen Systeme und Einstellungen fest. Die für die Stromerzeugungsanlage und das Netz erforderlichen Schutzsysteme sowie die für die Stromerzeugungsanlage relevanten Einstellungen werden zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer abgestimmt und vereinbart. Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die geforderte Leistungsfähigkeit einer Stromerzeugungsanlage nicht gefährden.

[22] Die Sternpunktbelastbarkeit hängt im Allgemeinen von der Konstruktions- und Bauart des Generators ab. Im Wesentlichen ist dabei auf die Belastbarkeit des Generators bezüglich Schieflast und der Oberschwingungsströme 3. Ordnung und Vielfacher davon zu achten.

[23] Dies kann beispielsweise durch die Anmerkung „Einstellung TOR Erzeuger modifiziert“ oder durch die Hervorhebung der abweichend eingestellten Werte erfolgen.

Der elektrische Schutz der Stromerzeugungsanlage hat Vorrang vor betrieblichen Regelungen, wobei die Sicherheit des Netzes, die Gesundheit und Sicherheit der Mitarbeiter und der Öffentlichkeit sowie die Begrenzung etwaiger Schäden an der Stromerzeugungsanlage zu berücksichtigen sind.

Unter Berücksichtigung des vorhergehenden Absatzes müssen die Einstellungen der Schutzeinrichtungen so gewählt werden, dass sie den Netzbetrieb unterstützen und sicherstellen, dass Netzfehler immer zuerst von den Netzschutzeinrichtungen im kleinstmöglichen Umfang, selektiv abgeschaltet werden müssen. Stromerzeugungseinheiten dürfen bei Netzfehlern als letzte Objekte nur bei Gefahr abgeschaltet werden (Endzeitstaffelplan).

Grundsätzlich liegen Auswahl, Umfang und Funktionen der elektrischen Schutzeinrichtungen von Stromerzeugungseinheiten (Generatorschutz) allein im Ermessen und im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. Bei der Auswahl sind die Selektivität und Kompatibilität zu den Netzschutzeinrichtungen zu beachten.

Signifikanten Änderungen in den Betriebsverhältnissen ist durch eine rechtzeitige Überprüfung und Anpassung des Schutzkonzeptes zu entsprechen.

6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz

Die Festlegungen dieses Kapitels beziehen sich nicht auf die Schutzmaßnahmen für die Stromerzeugungsanlage oder Stromerzeugungseinheiten (Generatorschutz), sondern ausschließlich auf die Schutzfunktionen des Netzentkupplungsschutzes.

Die Schutzeinrichtung steuert den zentralen oder die dezentralen Entkupplungsschalter an, wenn bei gestörten Betriebszuständen eine der Schutzfunktionen in der Schutzeinrichtung anspricht.

Grundsätzlich ist eine zentrale Schutzeinrichtung als eigenes elektrisches Betriebsmittel vorzusehen.

Bis zu einer netzwirksamen Bemessungsleistung von maximal 30 kVA je Netzanschlusspunkt eines Netzbenutzers im Niederspannungsnetz können auch selbsttätig wirkende Freischaltstellen gemäß ÖVE-Richtlinie R 25 verwendet werden. Die angewandte Methode des Entkupplungsschutzes bleibt dem Anlagenbetreiber überlassen.

Die grundsätzliche Wirkungsweise der Schutzeinrichtungen und der Zuschaltverriegelungen ist in den Funktionsbeispielen in Anhang A2 wiedergegeben.

Eine Auslösung der Entkupplungsstelle durch die Schutzeinrichtungen braucht nur wirksam zu sein, wenn die Stromerzeugungsanlage parallel mit dem Netz betrieben wird.

Die einzelnen Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung können in Einzelgeräten oder in einem gemeinsamen Gerät realisiert werden.

Die Schutzfunktionen können sowohl in einer von der Anlagensteuerung getrennten als auch in einer gemeinsamen Hardware realisiert werden. Dieses gilt auch für Einrichtungen zur Zuschaltkontrolle und Zuschaltfreigabe. Wenn die Schutzfunktionen von der Anlagensteuerung getrennt ausgeführt werden, sind die Auslösekontakte der Schutzeinrichtungen direkt fest verdrahtet auf die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle zu führen.

Eine Arbeitsstromauslösung des Schaltgerätes der Entkupplungsstelle darf weder mit der Netzspannung noch mit der Generatorspannung betrieben werden oder davon abhängig sein. Unterspannungsauslöser in Ruhestromschaltung, die mit der Netzspannung oder der Generatorspannung betrieben werden, dürfen eingesetzt werden. Der Ausfall der Hilfsspannung oder das Ansprechen der Selbstüberwachung der Schutzeinrichtung muss zum Auslösen des Entkupplungsschalters führen. Diese Forderung gilt gleichermaßen für eigenständige Schutzeinrichtungen und für

kombinierte Geräte, in welchen Schutzfunktionen und Steuerungsfunktionen in einer gemeinsamen Hardware realisiert sind.

Die Schutzfunktionen müssen durch Vorgabe analoger Größen (Strom, Spannung) überprüfbar sein.
Diese Überprüfung kann bei selbsttätig wirkenden Freischaltstellen gem. Kapitel 6.3.1 entfallen.

Der Netzbetreiber kann die Schutzeinrichtungen plombieren oder sie auf andere Weise gegen ungewollte Veränderungen schützen bzw. schützen lassen (z.B. Codewortschutz).

Zusätzliche Schutz- und Sicherheitsbestimmungen für Stromerzeugungsanlagen, welche eine umschaltbare Versorgungsalternative zur allgemeinen Stromversorgung darstellen, sind etwa in ÖVE-EN 1 Teil 4 § 53 bzw. OVE E 8101-5-551 bzw. OVE E 8101-7-717 und OVE Richtlinie R 20 enthalten. Die Einhaltung der Kriterien hinsichtlich der Versorgungsqualität für den Inselbetrieb in der Anlage des Netzbenutzers liegt in der Verantwortung des Anlagenbetreibers.

Ersatzstromversorgungsanlagen, die in eine netzgespeiste Verbraucheranlage einspeisen können und nicht für Netzparallelbetrieb ausgerüstet sind, sind mit einer verriegelten Umschalteinrichtung (Umschaltung mit Unterbrechung) auszurüsten.

Stromerzeugungsanlagen für den reinen Inselbetrieb (z.B. Stromerzeugungsanlagen in den Anlagen des Netzbenutzers ohne Netzanschluss oder Ersatzstromversorgungsanlagen) unterliegen diesen Bedingungen nicht.

6.3.2 Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle

6.3.2.1 Spannungsschutzfunktionen

Die Spannungsschutzfunktionen müssen im Bereich von 45 Hz bis 55 Hz die Genauigkeit von ≤ 1 % erfüllen und dreiphasig mit einstellbarer Auslöseverzögerung ausgeführt werden. (Ausnahme siehe Tabelle 8: Einstellwerte für den Entkupplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle).

In Mittelspannungsnetzen mit isoliertem oder induktiv geerdetem Sternpunkt werden die Spannungen zwischen den Außenleitern, in Niederspannungsnetzen die Spannungen der Außenleiter gegen den Neutralleiter überwacht.

Die Ansprechwerte müssen mit einer Stufung von ≤ 0,5 % U_n einstellbar sein. Die Zeitverzögerung muss mindestens im Bereich von 0 s bis ca. 180 s mit einer Stufung von 0,05 s einstellbar sein.

Der Einsatz von mehrstufigen Relais bietet den Vorteil einer besseren Anpassung der Auslösewerte an die Netzgegebenheiten.

- Unterspannungsschutz U< bzw. U<<
  Der Unterspannungsschutz regt an, wenn eines der drei Messglieder das Unterschreiten des eingestellten Schwellwertes erkennt, d.h. die Messglieder sind logisch ODER-verknüpft. Das Rückfallverhältnis muss im Bereich von 1,01 bis 1,05 einstellbar sein.
- Überspannungsschutz U> bzw. U>>
  Der Überspannungsschutz regt an, wenn eines der drei Messglieder das Überschreiten des eingestellten Schwellwertes erkennt, d.h. die Messglieder sind logisch ODER-verknüpft. Das Rückfallverhältnis muss im Bereich von 0,95 bis 0,99 einstellbar sein

6.3.2.2 Frequenzschutzfunktionen

Der Frequenzschutz muss mindestens im Bereich von 0,7 U_n bis 1,3 U_n spannungsunabhängig sein. Die Messzeit muss kürzer als 100 ms sein, eine etwaige Zeitverzögerung muss auf "unverzögert" eingestellt werden können. Die Ansprechwerte müssen mit einer Stufung von ≤ 0,2 Hz

einstellbar sein und die Messgenauigkeit muss ≤ 50 mHz betragen. Die Frequenzschutzfunktionen können ein- oder dreiphasig ausgeführt sein. In isolierten und gelöschten Netzen sind ausschließlich verkettete Spannungen auszuwerten.

- Unterfrequenzschutz f<
- Überfrequenzschutz f>

6.3.2.3 Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q+ & U<)

Dieser Punkt gilt nur für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschluss auf der MS-Ebene.

Der Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q+ & U<) trennt die Stromerzeugungsanlage nach 0,5 s vom Netz, wenn die Spannung am Netzanschlusspunkt < 0,85 U_n bzw. U_c ist und wenn die Stromerzeugungsanlage gleichzeitig induktive Blindleistung aus dem Netz des Netzbetreibers aufnimmt. Für die Spannungsmessung sind immer die verketteten Spannungen heranzuziehen. Die Auslösungen der drei Messglieder werden logisch UND-verknüpft.

Der Schutz überwacht das systemgerechte Verhalten der Stromerzeugungsanlage nach einem Fehler im Netz. Stromerzeugungsanlagen, die den Wiederaufbau der Netzspannung durch Aufnahme von induktiver Blindleistung aus dem Verteilernetz oder durch mangelnde Spannungsstützung behindern, werden vor Erreichen der Endzeit der Netzschutzeinrichtungen vom Netz getrennt.

6.3.2.4 Erdschlussschutz (U_e>)

Der Netzbetreiber kann eine Erdschlusserfassung fordern, um im Erdschlussfall die Stromerzeugungsanlage vom Netz trennen zu können bzw. eine Zuschaltung zu verhindern.

Einstellbereiche: 0 bis 70 % Spannungsverlagerung in einem Zeitbereich von 0 bis 180 s.

6.3.2.5 Weitere Schutzfunktionen

Fallweise kann der Einsatz weiterer Schutzfunktionen zur Sicherstellung der Entkupplungsfunktion oder für einen gesicherten Netzbetrieb notwendig sein.

6.3.3 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz

Der Netzbetreiber legt im Rahmen des Gesamtschutzkonzeptes die Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz fest und kann zur Erreichung der Schutzziele gegebenenfalls Abänderungen verlangen. Dies erfolgt grundsätzlich in Abstimmung mit dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und unter Berücksichtigung ihrer technischen Möglichkeiten.

Die Einstellwerte der Spannungsschutzfunktionen müssen auf die Nennspannung U_n (bei Niederspannung) bzw. auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_C (bei Mittel- und Hochspannung) bezogen werden.

Wenn eine synchrone Stromerzeugungsanlage oder eine nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage, die nicht mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung betrieben wird, an ein Netz angeschlossen ist, welches mit einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) in einem vorgelagerten Netz betrieben wird, müssen Auslöseschwelle und Auslösezeit des Netzentkupplungsschutzes so bemessen sein, dass bei einem Lichtbogenfehler auf dieser Leitung der Lichtbogen in der verbleibenden spannungslosen Pause erlöschen kann und eine genügend lange Entionisationszeit gegeben ist.

Bei Bedarf an vollständiger dynamischer Netzstützung bzw. aktiviertem LV FRT (Low Voltage Fault Ride Through) sind ggf. längere Einstellzeiten für den Unterspannungsschutz als jene, die in folgenden Tabellen angegeben sind, erforderlich.

Eine Gesamtauslösezeit der einzelnen Schutzfunktionen einschließlich Eigenzeit des Schaltgerätes in der Entkupplungsstelle von maximal 0,2 s muss erreichbar sein.

6.3.3.1 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Niederspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkupplungsschutzes für synchrone Stromerzeugungsanlagen werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz U_{eff}>>	1,00 – 1,30 U_n	≤ 1,15 U_n	≤ 0,1 s
Überspannungsschutz U_{eff}> oder	1,00 – 1,30 U_n	1,11 U_n	≤ 60 s
Überwachungsschutz U_{eff}> mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes		1,11 U_n	≤ 0,1 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<	0,10 – 1,00 U_n	0,8 U_n	0,2 - 1 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<<	0,10 – 1,00 U_n	0,3 U_n	0,2 s
Überfrequenzschutz f>	50 – 55 Hz	51,5 Hz (50,2 – 51,5 Hz)[24]	≤ 0,1 s
Unterfrequenzschutz f<	45 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 0,1 s

Tabelle 6: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz synchroner Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

Als Grundeinstellungen des Netzentkupplungsschutzes für nichtsynchrone Anlagen werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz U_{eff}>>	1,00 – 1,30 U_n	≤ 1,15 U_n	≤ 0,1 s
Überspannungsschutz U_{eff}> oder	1,00 – 1,30 U_n	1,11 U_n	≤ 60 s
Überwachungsschutz U_{eff}> mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes		1,11 U_n	≤ 0,1 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<	0,10 – 1,00 U_n	0,8 U_n	1,5 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<<	0,10 – 1,00 U_n	0,25 U_n	0,5 s
Überfrequenzschutz f>	50 – 55 Hz	51,5 Hz (50,2 – 51,5 Hz)[24]	≤ 0,1 s
Unterfrequenzschutz f<	45 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 0,1 s

Tabelle 7: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

Kommen Wechselrichter mit eingeschränkter dynamischer Netzstützung gemäß Punkt 5.2.2.1 mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle gem. Kapitel 6.3.1 zur Anwendung, so müssen sie die Abschaltung unter den in Tabelle 8 festgelegten Netzbedingungen sicherstellen.

[24] Der Einstellwert von 50,2 – 51,5 Hz gilt für Stromerzeugungsanlagen, welche technologiebedingt nicht in der Lage sind, die Bestimmungen des Kapitels 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ zu erbringen. Dieser Wert wird vom Netzbetreiber vorgegeben (gestaffelte Auslösung).

Funktion	Einstellwerte	
Überspannungsschutz U_{eff}>>	1,15 U_n	≤ 0,1 s
Überspannungsschutz U_{eff}> mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes (Überwachung der Spannungsqualität)	1,11 U_n[25]	≤ 0,1 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<	0,8 U_n	≤ 1,5 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<<	0,25 U_n	≤ 0,5 s
Überfrequenzschutz f>	51,5 Hz	≤ 0,1 s
Unterfrequenzschutz f<	47,5 Hz	≤ 0,1 s
Netzausfall[26]		≤ 5 s

Tabelle 8: Einstellwerte für den Entkupplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle

6.3.3.2 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Mittelspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkupplungsschutzes für synchrone Stromerzeugungsanlagen werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz U>>	1,00 – 1,30 U_n	1,05 – 1,15 U_C	≤ 0,10 s
Überspannungsschutz U>	1,00 – 1,30 U_n	1,02 – 1,05 U_C	≤ 60 s
Unterspannungsschutz U<	0,10 – 1,00 U_n	0,7 U_C	0 – 1 s
Unterspannungsschutz U<<	0,10 – 1,00 U_n	0,3 U_C[27]	≤ 0,2 s
Überfrequenzschutz f>	50 – 55 Hz	51,5 Hz	≤ 0,10 s
Unterfrequenzschutz f<	45 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 0,10 s
Blindleistungs-/Unterspannungsschutz Q+&U<	0,70 – 1,00 U_n	0,85 U_C	t_1 = 0,5 s

Tabelle 9: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz synchroner Stromerzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkupplungsschutzes für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz U>>	1,00 – 1,30 U_n	1,05 – 1,15 U_C	≤ 0,10 s
Überspannungsschutz U>	1,00 – 1,30 U_n	1,02 – 1,05	≤ 60 s
Unterspannungsschutz U<	0,10 – 1,00 U_n	0,8 U_C	0,2 - 1,5 s
Unterspannungsschutz U<<	0,10 – 1,00 U_n	0,3 U_C[27]	≤ 0,2 – 0,5 s
Überfrequenzschutz f>	50 – 55 Hz	51,5 Hz	≤ 0,10 s
Unterfrequenzschutz f<	45 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 0,10 s
Blindleistungs-/Unterspannungsschutz Q+&U<	0,70 – 1,00 U_n	0,85 U_C	t_1 = 0,5 s

Tabelle 10: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

[25] einzustellen zwischen 1,10 U_n und 1,15 U_n um den Spannungsfall zwischen dem Einbauort und dem Verknüpfungspunkt zu berücksichtigen. Der Auslieferungszustand ist eine Auslöseschwelle 1,11 U_n. Ist eine Einstellung der Auslöseschwelle nicht möglich, so ist ein Einstellwert von 1,10 U_n bei der Auslieferung vorzusehen. Am Verknüpfungspunkt sind die Vorgaben der ÖNORM EN 50160 einzuhalten.

[26] Bei Netzausfall (auch bei gleichzeitig angepasster Erzeugung und Verbrauch von Wirk- und Blindleistung) muss der Wechselrichter den Einspeisebetrieb innerhalb von 5 s beenden. Diese Anforderungen gelten unabhängig von der Einspeiseleistung des Wechselrichters.

[27] Diese Spannungsstufe bewirkt eine schnelle Netztrennung bei kraftwerksnahen Kurzschlüssen (siehe Kapitel 6.3.2.1 „Spannungsschutzfunktionen“).

Anmerkungen: Die Einstellwerte beziehen sich auf die vereinbarte Spannung U_C im Mittelspannungsnetz. Diese sind entsprechend der Wandlerübersetzung auf die Sekundärspannung umzurechnen. U_n ist die sekundäre Wandlernennspannung und damit die Bezugsspannung der Schutzeinrichtung. Zu beachten ist, dass sich die Abschaltzeiten aus der Summe der Einstellzeiten und der Eigenzeiten von Schaltgerät und Schutz ergeben.

6.3.4 Prüfklemmleiste

Zur Durchführung der Funktionsprüfung der Schutzeinrichtungen ist als Schnittstelle eine Klemmenleiste mit Längstrennung und Prüfbuchsen vorzusehen, die an gut zugänglicher Stelle anzubringen ist. Über diese Klemmenleiste sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die Auslösungen für den Kuppelschalter zu führen (siehe Abbildung 15).

Bei Anlagen mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle gem. Kapitel 6.3.1 kann auf die Prüfklemmenleiste verzichtet werden.

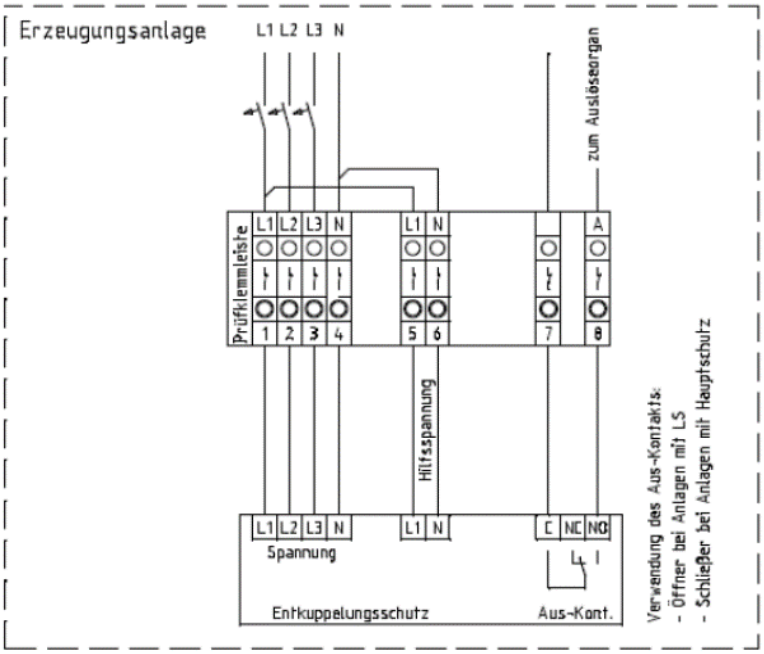


Abbildung 15: Typischer Aufbau einer Prüfklemmleiste

7 Betriebserlaubnisverfahren

Der (zukünftige) Netzbenutzer weist dem relevanten Netzbetreiber nach, dass er die Anforderungen gemäß Kapitel 5 „Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz“ und Kapitel 6 „Ausführung der Anlage und Schutz“ sowie die projektspezifisch vereinbarten Anforderungen aus dem Netzanschlussvertrag erfüllt und durchläuft dazu das für jede Stromerzeugungsanlage beschriebene Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss.

Die Inbetriebsetzung und der erstmalige Parallelbetrieb der Stromerzeugungsanlage im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens dürfen nur in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber erfolgen.

Der grundsätzliche Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens ist in Anhang A4 dargestellt. Der relevante Netzbetreiber erklärt und veröffentlicht die Einzelheiten des Betriebserlaubnisverfahrens.

Das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage umfasst die Vorlage eines Installationsdokuments. Der Netzbenutzer stellt sicher, dass die verlangten Angaben in ein Installationsdokument eingetragen sind, das der relevante Netzbetreiber bereitstellt und das diesem vorgelegt wird.

Das Installationsdokument enthält allgemeine Daten, technische Daten sowie Nachweise der Konformität der Stromerzeugungsanlage gemäß Kapitel 8.1. Die Vorlage für ein Installationsdokument ist in Anhang A5 enthalten.

Für jede Stromerzeugungsanlage innerhalb der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung wird ein gesondertes Installationsdokument vorgelegt. Wurden mehrere baugleiche Stromerzeugungsanlagen/-einheiten im Zuge eines Gesamtprojektes errichtet, dann reicht die Vorlage eines einziges Installationsdokuments.

Der relevante Netzbetreiber stellt sicher, dass die verlangten Angaben im Auftrag des Netzbenutzers von Dritten vorgelegt werden können.

Nach der Annahme des vollständigen, angemessenen Installationsdokuments für Stromerzeugungsanlagen erteilt der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer die Betriebserlaubnis.

Der Netzbenutzer stellt sicher, dass dem relevanten Netzbetreiber die dauerhafte Außerbetriebnahme einer Stromerzeugungsanlage mitgeteilt wird. Der relevante Netzbetreiber sorgt dafür, dass Dritte, einschließlich Aggregatoren, eine solche Mitteilung vornehmen können.

8 Konformität

8.1 Konformitätsnachweis

Der Netzbenutzer erbringt den Nachweis der Konformität der Stromerzeugungsanlage im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens durch Vorlage folgender Unterlagen:

- Prüfbericht des Netzentkupplungsschutzes bzw. der Schutzeinrichtung einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens[28] (ausgenommen Anlagen mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle und entsprechendem Prüfbericht).
- Bestätigung der vertragskonformen Errichtung durch den Anlagenerrichter und den Netzbenutzer;

Auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers sind vom Netzbenutzer im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens noch eine oder mehrere der folgenden Unterlagen bereitzustellen:

- CE-Konformitätserklärungen für Geräte bzw. elektrische Betriebsmittel (je nach Anwendbarkeit z.B. nach EN 61000-3-2 und EN 61000-3-3 bzw. EN 61000-3-11 und EN 61000-3-12);
- Prüfberichte einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens für selbsttätig wirkende Freischaltstellen in Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene nach ÖVE-Richtlinie R 25[29], oder
- Prüfberichte einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene gemäß Prüfnorm ÖVE-Richtlinie R 25, worin auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ (siehe Anhang A3) bestätigt wurde[30], oder
- Prüfberichte einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene gemäß VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100, sofern der Anlagenerrichter bzw. eine Elektrofachkraft bestätigt, dass ein Setup mit den Ländereinstellungen „Österreich“ - siehe Anhang A3 - unter Berücksichtigung abweichender spezifischer Netzbetreibervorgaben durchgeführt wurde;
- Bestätigung des Anlagenerrichters bzw. einer Elektrofachkraft für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, dass ein Setup mit den Ländereinstellungen „Österreich“ - siehe Anhang A3 - unter Berücksichtigung abweichender spezifischer Netzbetreibervorgaben durchgeführt wurde.

[28] z.B. akkreditierte Prüfstelle, Ziviltechniker, Universitätsinstitut oder Inhaber eines Gewerbes mit entsprechender Befähigung (Elektrotechnik, Elektrofachkraft)

[29] Ein integrierter Netz- und Anlagenschutz gemäß VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100 gilt ebenfalls als selbsttätig wirkende Freischaltstelle im Sinne dieses Teils der TOR, sofern die Einhaltung der Schutzfunktionen und Einstellwerte dieses Teils der TOR von einer Elektrofachkraft bestätigt wurde.

[30] Prüfberichte sind erst nach Ablauf einer Übergangsfrist von 12 Monaten nach Inkrafttreten (1.3.2020) dieser Prüfnorm erforderlich. Ab 1.12.2019 bis zum Ablauf dieser Übergangsfrist (1.3.2021) sind Herstellererklärungen abzugeben, welche auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ gemäß Anhang A3 enthalten. Es werden auch Prüfberichte auf Basis VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100 anerkannt, sofern zusätzlich zu prüfende Eigenschaften gemäß ÖVE-Richtlinie R 25, insbesondere die *Q(U)*- und *P(U)*-Regelung, erfolgreich geprüft wurden und auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ gemäß Anhang A3 bestätigt wurde. Bereits nach VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100 geprüfte Eigenschaften, deren Konformität mit den Anforderungen dieses Teils der TOR durch reine Parametrierung der Stromerzeugungseinheiten erreicht werden kann, bedürfen keiner ergänzenden Prüfung nach ÖVE-Richtlinie R 25, sofern die Einhaltung der Parameter dieses Teils der TOR von einer Elektrofachkraft bestätigt wurde.

Anstatt die entsprechenden Prüfungen, Tests und Simulationen (ganz oder zum Teil) durchzuführen, können Netzbenutzer die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle[31] ausgestellten Betriebsmittelbescheinigungen nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.

Dem Netzbetreiber bleibt es vorbehalten, bei der Überprüfung folgender Punkte anwesend zu sein:

- Trennfunktion der Schaltstelle und Kontrolle der Zugänglichkeit;
- Schutzeinrichtungen der Entkupplungsstelle durch Vorgabe analoger Prüfgrößen und Erstellung eines Prüfprotokolls mit Ansprechwerten und Auslösezeiten;
- Auslösung des Entkupplungsschaltgerätes durch den Netzentkupplungsschutz;
- Zu- und Abschaltung sowie Funktionsprüfung allfälliger Kompensationseinrichtungen;
- Einhaltung der Grenzwerte der Netzrückwirkungen;
- Einhaltung der Zuschaltbedingungen;
- Blindleistungs- und Spannungsregelung;
- gegebenenfalls relevante Betriebsmesseinrichtungen.

Das Prüfprotokoll der Prüfung der Schutzfunktionen des Netzentkupplungsschutzes muss mindestens folgende Kontrollen beinhalten:

- der Ansprech- und Rückfallwerte der Schutzfunktionen durch Einspeisen analoger Prüfgrößen;
- der Auslösezeiten der Schutzfunktionen;
- der Auslösung der Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle durch die Schutzfunktionen.

Bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gem. Kapitel 6.3.1 ist die Kontrolle laut Angaben der Prüfanstalt oder des Herstellers durchzuführen.

8.2 Konformitätstests und Konformitätssimulationen

Der relevante Netzbetreiber gibt öffentlich bekannt, wie die Verantwortlichkeiten für Konformitätstests und -simulationen zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber aufgeteilt sind.

8.3 Konformitätsüberwachung

8.3.1 Verantwortung des Netzbenutzers

Der Netzbenutzer stellt sicher, dass jede Stromerzeugungsanlage während der gesamten Lebensdauer der Anlage die nach diesem Teil der TOR geltenden Anforderungen erfüllt.

Dazu erstellt der Netzbenutzer regelmäßig (in Arbeitsstätten entsprechend der geforderten Zeitabstände von wiederkehrenden Prüfungen gemäß ESV 2012, sonst jedoch zumindest alle 5 Jahre) die in Anhang A8 angeführten Informationen und Unterlagen und übermittelt diese auf Verlangen dem relevanten Netzbetreiber.

Der Netzbenutzer kann hierbei auf gemäß der Verordnung (EG) Nr. 765/2008 ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen zurückgreifen.

Der Netzbenutzer unterrichtet den relevanten Netzbetreiber über jede geplante Änderung an den technischen Fähigkeiten einer Stromerzeugungsanlage, die die Erfüllung der nach diesem Teil der TOR geltenden Anforderungen beeinträchtigen könnte, bevor er diese Änderung in die Wege leitet.

[31] bezeichnet gemäß Art 2 Z 46 RfG-VO eine Stelle, die Betriebsmittelbescheinigungen ausstellt und nach ÖVE/ÖNORM EN ISO 17065 akkreditiert ist.

Der Netzbenutzer unterrichtet den relevanten Netzbetreiber über alle Störungen oder Ausfälle einer Stromerzeugungsanlage, die die Erfüllung der Anforderungen dieses Teils der TOR beinträchtigen, unverzüglich nach deren Eintreten.

8.3.2 Aufgaben des relevanten Netzbetreibers

Der relevante Netzbetreiber gibt öffentlich bekannt, wie die Verantwortlichkeiten für die Konformitätsüberwachung zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber aufgeteilt sind.

Der relevante Netzbetreiber prüft während der gesamten Lebensdauer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung, ob eine Stromerzeugungsanlage die nach diesem Teil der TOR geltenden Anforderungen erfüllt. Der Netzbenutzer wird über das Ergebnis dieser Prüfung unterrichtet.

Der Netzbetreiber ist in Einzelfällen und nach angemessener Vorankündigung berechtigt, dazu auch vor Ort Prüfungen, insbesondere des Netzentkupplungsschutzes, vorzunehmen.

Wenn der Netzbenutzer die in Kapitel 8.3.1 angeführten Informationen und Unterlagen regelmäßig erstellt und auf Verlangen dem Netzbetreiber vorlegt, so wird davon ausgegangen, dass die Verpflichtung gemäß Art. 41 Abs. 1 RfG-VO erfüllt ist.

Der relevante Netzbetreiber kann für diese Prüfung auf von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen zurückgreifen.

9 Betrieb

9.1 Allgemeines

Der Betrieb von elektrischen Anlagen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 umfasst alle Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit die elektrische Anlage funktionieren kann. Dies umfasst Schalten, Regeln, Überwachen und Instandhalten sowie elektrotechnische und nichtelektrotechnische Arbeiten.

Bei dem Betrieb der Anschlussanlage sind zusätzlich zu den jeweils gültigen gesetzlichen und behördlichen Vorschriften, insbesondere bei Schalthandlungen und Arbeiten am Netzanschlusspunkt, die Bestimmungen und Richtlinien des Netzbetreibers einzuhalten.

In einem zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Netzbetreiber abzuschließenden Vertrag sollten z.B. folgende Punkte enthalten sein:

- Eigentumsgrenze und gegebenenfalls Grenze des Zuständigkeitsbereiches (z.B. Verfügungsbereich, Betriebsführungsbereich, Zugangsberechtigungen) zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber sind zu definieren,
- Benennung eines Anlagenbetreibers mit der Gesamtverantwortung für den sicheren Betrieb der elektrischen Anlage gem. ÖVE/ÖNORM EN 50110-1,
- Art und Weise der Sicherstellung der Funktionalität des Netzentkupplungsschutzes und der Entkupplungsschalteinrichtungen (z.B. Wiederholungsprüfungen), Art und Weise der Dokumentation von Prüfungen,
- Ergänzende Vereinbarungen zum Informationsaustausch,
- Vorgangsweise bei betriebsnotwendigen Arbeiten und geplanten Abschaltungen im Netz,
- Der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage muss mindestens einen Schaltberechtigten für Schalthandlungen an der Schaltstelle namhaft machen,

9.2 Zugang zur Anschlussanlage

Dem relevanten Netzbetreiber ist nach Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber Zugang zur Schaltstelle, zu den Einrichtungen des Netzbetreibers (z.B. Zähleinrichtungen) und den in seinem Verfügungsbereich liegenden Anlagenteilen in der Anschlussanlage zu ermöglichen.

9.3 Bedienung vor Ort

Für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene gilt:

Der Netzbetreiber ordnet für die in seinem ausschließlichen Verfügungsbereich stehenden Anlagenteile die Schalthandlungen an (Schaltanweisung). Sofern sich Schaltgerate im gemeinsamen Verfügungsbereich von Netzbetreiber und Anlagenbetreiber befinden, stimmen sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber bzw. deren Beauftragte über die Schalthandlungen in diesen Schaltfeldern ab und legen jeweils im konkreten Fall fest, wer die Schalthandlung anordnet. Die Schalthandlungen für die übrigen Anlagenteile werden durch den Anlagenbetreiber oder dessen Beauftragte angeordnet. Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung des Verfügungsbereichs-Berechtigten (Netzbetreiber und/oder Anlagenbetreiber) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen vorgenommen werden.

9.4 Instandhaltung

Für die ordnungsgemäße Instandhaltung der Stromerzeugungsanlage und deren Betriebsmittel ist der Netzbenutzer verantwortlich.

Der Anlagenbetreiber hat in periodischen Abständen die entsprechenden Anlagenüberprüfungen gemäß den gesetzlichen Vorgaben und Vorschriften vorzunehmen. Insbesondere hat der

Anlagenbetreiber die Schutz- und Entkupplungseinrichtungen von einer hierzu befugten Person prüfen zu lassen und auf Verlangen dem Netzbetreiber die entsprechenden Prüfbefunde unentgeltlich zur Verfügung zu stellen.

Bei Einsatz von selbsttätig wirkenden Freischaltstellen gem. Kapitel 6.3.1 ist die Kontrolle laut Angaben der Prüfanstalt oder des Herstellers durchzuführen.

Freischaltungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit dem Netzbetreiber.

9.5 Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz

Bei geplanten Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln durch den Netzbetreiber sowie bei wartungsbedingten Schaltzustandsänderungen kann es erforderlich sein, die Stromerzeugungsanlage vorübergehend vom Netz zu trennen oder in ihrer Leistung zu reduzieren. Die Durchführung dieser Arbeiten erfolgt mit angemessener Vorankündigung.

Der Netzbetreiber ist bei unmittelbarer Gefahr und im Störungsfall berechtigt, die Stromerzeugungsanlage vom Netz zu trennen. Wegen der jederzeit möglichen Rückkehr der Spannung im Falle einer Unterbrechung der Netzversorgung ist das Netz als dauernd unter Spannung stehend zu betrachten. Eine Verständigung vor Wiederzuschaltung durch den Netzbetreiber erfolgt üblicherweise nicht.

10 Zählung

10.1 Allgemeines

Alle Aufgaben im Zusammenhang mit der Zählung und Datenbereitstellung müssen vom Netzbetreiber unter Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere des ElWOG 2010 und des Maß- und Eichgesetzes 1950 (MEG) in der jeweils geltenden Fassung, der Allgemeinen Bedingungen des relevanten Netzbetreibers, den TOR Teil F „Zählwerterfassung und Zählwertübertragung“ und der Sonstigen Marktregeln, insbesondere Kapitel 6 „Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile“, nach transparenten, objektiven und diskriminierungsfreien Kriterien durchgeführt werden.

10.2 Einrichtungen für Zählung und Messung

Die Einrichtungen für Zählung und Messung sind nach den Anforderungen des relevanten Netzbetreibers auszuführen.

Die Klassengenauigkeit der Wandlerkerne bzw. Wandlerwicklungen für die Zählung muss der im TOR Teil F geforderten Klassengenauigkeit der Zähleinrichtungen entsprechen. An jeder Zähl-/Messstelle werden durch die Netzbetreiber in der Regel Wirk- und Blindenergie in jeder Richtung (Lieferung und Bezug) sowie Wirk- und Blindleistung gemessen. Für die Ausführung der Einrichtungen für Zählung/Messung und Transfer der diesbezüglichen Daten ist der vom Netzbetreiber angewandte Standard zu beachten.

Anhang

Für den Fall von inhaltlichen Widersprüchen zwischen dem Hauptteil dieser TOR (Punkte 1 bis 10) und den Anhängen (Anhang A1 bis A8) geht der Inhalt des Hauptteils den Anhängen vor. Dies gilt nur insofern, als der jeweilige Inhalt der Anhänge nicht aufgrund von Gesetzen oder Verordnungen verbindlich erklärt wurde.

A1. Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz

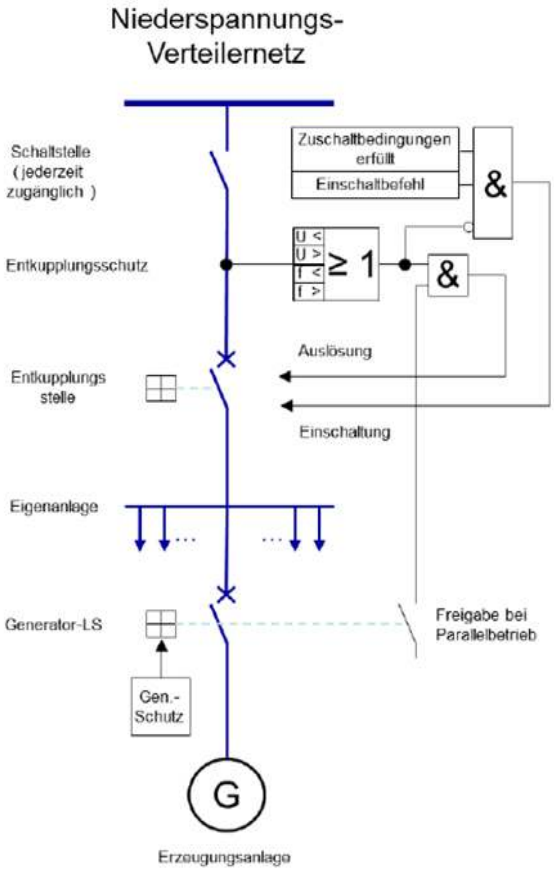


Abbildung 16: Netzanschluss am Niederspannungs-Verteilernetz mit zweiseitig versorgbarer Anlage des Netzbenutzers

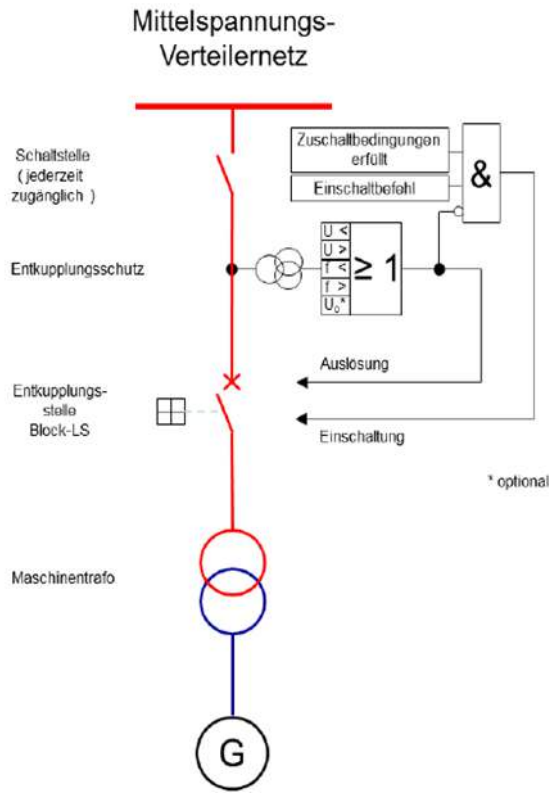


Abbildung 17: Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkupplungsschutz

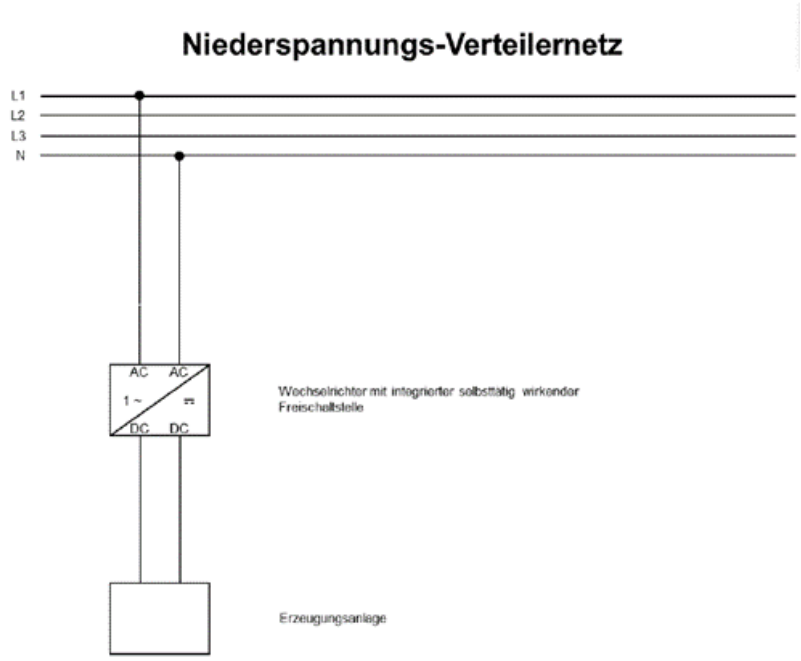


Abbildung 18: Netzanschluss bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstellen für einphasige Wechselrichter (max. 3,68 kVA)

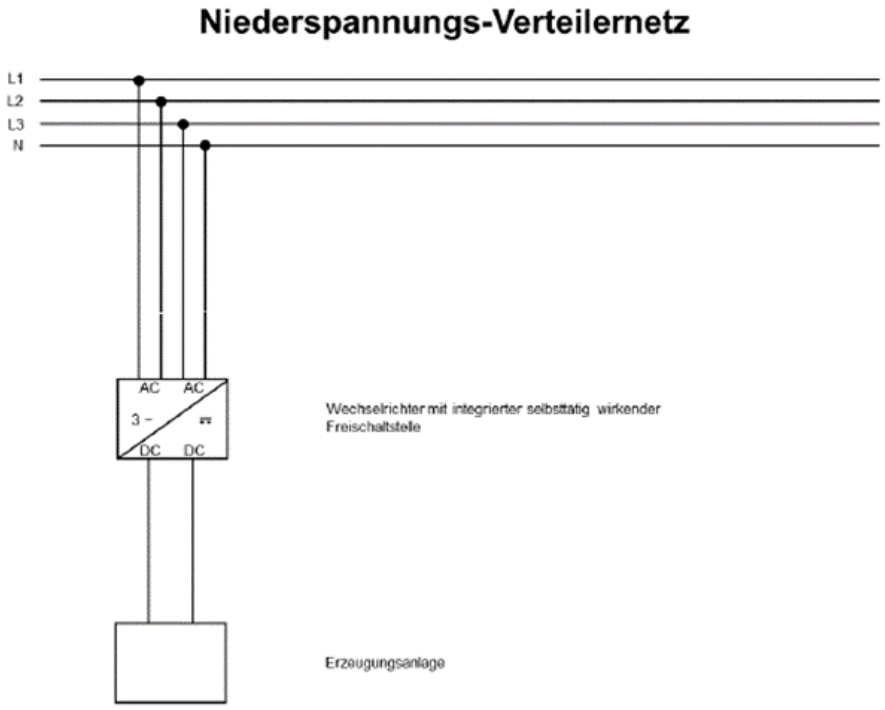


Abbildung 19: Netzanschluss bei Einsatz einer selbsttätig wirkenden Freischaltstelle für mehrphasige Wechselrichter (max. 30 kVA)

A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen

Die einheitliche Vorgabe von Einstellwerten für umrichterbasierte Stromerzeugungsanlagen für den Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen hat zum Ziel, die Planungssicherheit auf Seiten der Hersteller, der Errichter von elektrischen Anlagen und der relevanten Netzbetreiber zu erhöhen. Insbesondere sollen dadurch Fehleinstellungen und eine damit verbundene mögliche Beeinträchtigung der betrieblichen Sicherheit der Netze vermieden werden.

Die in diesem Anhang beschriebenen Standardwerte stellen eine Zusammenstellung von Richtwerten dar, die als Teil eines Satzes von Einstellungen im Wechselrichter zusammengefasst werden können. Sämtliche Parameter müssen einzeln einstellbar sein. Vor der Erstinbetriebnahme der Anlage sind die von der Standardeinstellung abweichenden Parameter nach Vorgabe des Netzbetreibers entsprechend einzustellen.

Falls die tatsächlichen eingestellten Werte von der empfohlenen Standardeinstellung abweichen, sollte dies am Gerät gekennzeichnet werden bzw. am Display oder beim Auslesen der Einstellungen (z.B. über eine Schnittstelle) ersichtlich sein.

Anmerkung:

Dies kann beispielsweise durch die Anmerkung „Einstellung TOR Erzeuger modifiziert“ oder durch die Hervorhebung der abweichend eingestellten Werte erfolgen.

Hinweis:

Die Überprüfung der Funktionen und deren Einstellungen zum Zweck des Nachweises der Erfüllung der Anforderungen erfolgt nach Maßgabe von Punkt 8.1.

Blindleistungsbereich von Umrichtern

Die Blindleistung des Umrichters muss innerhalb des Blindleistungsbereichs gemäß Punkt 5.3.3.2 frei einstellbar sein und einer vom relevanten Netzbetreiber vorgegebenen Regelstrategie folgen können.
Ist am Umrichter für den Arbeitsbereich $P < 0{,}2\ S_r$ ein minimaler $\cos \varphi$ einstellbar, so ist $\cos \varphi = 0{,}4$ zu wählen.

Nach Punkt 5.3.4 wird für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern eines der nachstehenden Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung vom Netzbetreiber vorgegeben:

1a. fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ fix;
1b. Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi\ (P)$;
1c. Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q\ (U)$;
1d. feste Blindleistung Q fix

Als Standardeinstellung ohne Vorgabe des Netzbetreibers sollte ein fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ bzw. eine feste Blindleistung von $Q = 0$ eingestellt werden.

1a. fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ fix

Der Standardparameter ist $\cos \varphi = 1$.

1b. Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi\ (P)$

Für die $\cos \varphi\ (P)$-Regelung werden folgende Standardwerte für die Einstellung der Stützpunkte der Kennlinie empfohlen:

Stützpunkt	$\cos \varphi$	P/P_{Emax}
a	1	0
b	1	0,5
c	0,9 untererregt	1

1c. Blindleistungs-/Spannungskennlinie *Q(U)*

Für die *Q(U)*-Regelung werden folgende Standardwerte für die Einstellung der Stützpunkte der Kennlinie empfohlen.

Stützpunkt	U/U_n	Q/P_{rmax}	
a	0,92 U_n	Q_{max}/P_{max}	$cos\ \varphi_{min}$ übererregt
b	0,96 U_n	0	$cos\ \varphi = 1$
c	1,05 U_n	0	$cos\ \varphi = 1$
d	1,08 U_n	$-Q_{max}/P_{max}$	$cos\ \varphi_{min}$ untererregt

Das Verhältnis Q_{max}/P_{max} ist 0,436. Bei Stromerzeugungsanlagen mit $Sr \leq 3{,}68$ kVA kann 0,312 eingestellt werden.

Als Einstellung für die Dynamik der *Q(U)*-Regelung muss ein Wert von 5 s (entsprechend der Zeitkonstante eines Filters erster Ordnung (PT1-Verhalten) eingestellt werden. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

Die *Q(U)*-Regelung muss nach einem Sollwertsprung nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung (maximal 1 s) aktiviert werden. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Anmerkung:

Die Zeitkonstante der *Q(U)*-Regelung muss unabhängig von den Zeitkonstanten anderer Regelfunktionen (beispielsweise der *P(U)*-Regelung) einstellbar sein.

1d. feste Blindleistung *Q* fix

Als Standardparameter wird eine feste Blindleistung von $Q = 0$ empfohlen.

2. Standardeinstellungen für die Wirkleistungsregelung

2a. Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz LFSM-O

Die Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) gemäß Punkt 5.1.3 muss standardmäßig für Umrichter aktiviert sein.

Für die LFSM-O Regelung müssen folgende Standardwerte eingestellt werden.

Beginn der Leistungsreduzierung ab	50,2 Hz
Statik s_2	5% (entspricht 40% P_M/Hz)

Die Dynamik der LFSM-O Regelung muss so eingestellt werden, dass eine Anschwingzeit von <2 s erreicht wird. Eine allenfalls einstellbare zusätzliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

2b. Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung *P(U)*

Die spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung (*P(U)*-Regelung) gemäß Punkt 5.3.6 sollte standardmäßig für Umrichter bei Auslieferung aktiv sein.

Für die *P(U)*-Regelung gelten folgende Standardwerte für die Einstellung der Stützpunkte der Kennlinie:	U/U_n	P/P_n
Stützpunk a	110% U_n	100%
Stützpunkt b	112% U_n	0%

Die Dynamik der *P(U)*-Regelung entspricht einem Filter erster Ordnung (PT1-Verhalten), mit einer konfigurierbaren Zeitkonstante zwischen 3s und 60s, wobei standardmäßig eine Zeitkonstante von 5s eingestellt werden muss. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

Die *P(U)*-Regelung muss nach einem Sollwertsprung nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung (maximal 3 s) aktiviert werden. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Anmerkung:

Die Dynamik der Zeitkonstante der *P(U)*-Regelung muss unabhängig anderer Regelfunktionen (beispielsweise der *Q(U)*-Regelung) einstellbar sein.

3. Standardeinstellungen für die FRT Fähigkeit

Umrichter sollten in Bezug auf ihre FRT Fähigkeit so eingestellt werden, dass Spannungseinbrüche mit einer Restspannung $U < 0{,}8\ U_n$ durchfahren werden, ohne dabei einen Strom einzuspeisen (eingeschränkte dynamische Netzstützung nach Punkt 5.2.2.1).

4 Standardeinstellungen für die Zuschaltbedingungen

Für die Zuschaltung an das Netz nach Punkt 5.5.2 werden folgende Einstellwerte (Zuschaltbedingungen) empfohlen:

- U ≥ 0,85 p.u. sowie U ≤ 1,09 p.u.; und
- Netzfrequenz >47,5 Hz und <50,10 Hz;

Als Einstellung für die minimale Wartezeit werden folgende Werte empfohlen

- Bei automatischer bzw. betriebsbedingter Zuschaltung: 60 s
- Bei Zuschaltung nach einer Auslösung des Entkupplungsschutzes: 300 s

Als Einstellung für den maximalen Gradienten der Wirkleistungssteigerung bei einer Wiederzuschaltung nach einer Auslösung des Entkupplungsschutzes wird ein Gradient von 10 % P_{max} pro Minute empfohlen.

5 Standardeinstellungen für den Netzentkupplungsschutz

Als Grundeinstellungen des Netzentkupplungsschutzes für nichtsynchrone Anlagen werden im Niederspannungsnetz folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{eff}>>$	1,15 U_n	≤ 0,1 s
Überwachungsschutz $U_{eff}>$ mit Überwachung des gleitenden 10-min-Mittelwertes	1,11 U_n	≤ 0,1 s
Unterspannungsschutz $U_{eff}<$	0,80 U_n	1,5 s
Unterspannungsschutz $U_{eff}<<$	0,25 U_n	0,5 s
Überfrequenzschutz $f>$	51,5 Hz	≤ 0,1 s
Unterfrequenzschutz $f<$	47,5 Hz	≤ 0,1 s
Netzausfall		≤ 5,0 s

Passwortschutz für Einstellwerte

Für die in diesem Anhang beschriebenen Einstellungen ist sicherzustellen, dass sie vom Benutzer nicht verändert werden können sowie auch darüberhinausgehend gegen unerlaubte Veränderungen geschützt sind. Softwareupdates dürfen nicht zu einer Veränderung der Einstellungen führen.

Dies kann beispielsweise durch einen geeigneten Passwortschutz der Einstellungen erreicht werden. Das Passwort darf dabei dem Benutzer nicht mitgeteilt werden.

A4. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

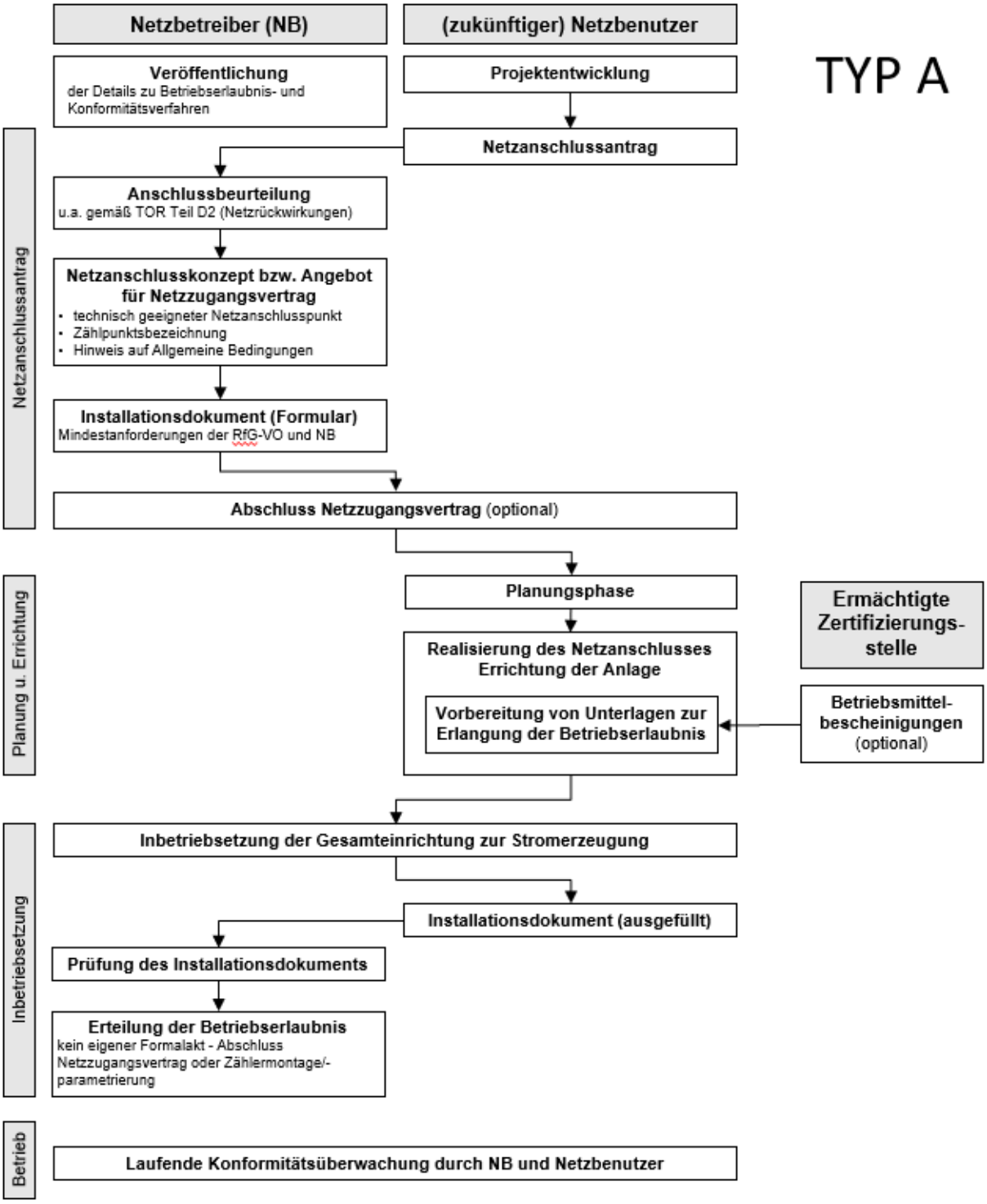


Abbildung 20: Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente

Installationsdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs A

Diese Vorlage enthält die harmonisierten Mindestanforderungen der österreichischen Netzbetreiber sowie die erforderlichen Nachweise zur Erlangung der Betriebserlaubnis. Jeder Netzbetreiber veröffentlicht auf Basis dieser Vorlage eine detaillierte Liste der vom Netzbenutzer im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen.

Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem Netzbenutzer fest, welche zusätzlich erforderlichen (projektspezifischen) Unterlagen zur Erlangung der Betriebserlaubnis erforderlich sind und hält dies in diesem Installationsdokument fest.

... Angaben durch Anschlusswerber
... Angaben durch Netzbetreiber

Allgemeine Daten der Stromerzeugungsanlage	Angaben	Anmerkungen
Name und Anschrift des Netzbenutzers		
Gewünschter Beginn der Einspeisung		
Auflistung der Einzelanlagen samt Anschrift (Grundstücksnummer etc.)		Hersteller, Artikel-, Chargen-, Typen- oder Seriennummer KG-Name Grst.Nr
Art der Primärenergiequelle		Wind/Wasser/Sonne/ Gas/ usw.

Technische Daten der Stromerzeugungsanlage		Technische Werte aus dem Netzanschlussantrag		Tatsächliche Werte nach IBN		Abweichung nach IBN zu Vorgaben [%]
Netzanschlusspunkt						
Maximale beantragte Höchstleistung (Einspeiseleistung)			kW		kW	
Prognostizierte Jahresenergiemenge			kWh		kWh	
Daten der Anlage						
Generator-/Wechselrichternennleistung			kVA		kVA	
Betriebsweise		o Volleinspeisung o Überschusseinspung				
Energiespeicher	Nennleistung		kW		kW	
Inselbetriebsfähigkeit		o ja o nein				
Schutzkonzept		o Netzentkupplungsschutz o Selbsttätig wirkende Freischaltstelle				
xd''	bei Synchronmaschine					
Nennleisteistungsfaktor (cos phi)	bei Synchronmaschine					
Generator Verhältnis Anzugsstrom / Bemessungsstrom	bei Asynchronmaschine					
Anlauf der ASM	bei Asynchronmaschine	o über Netz o über Turbine				

Angaben zum Netzanschlusspunkt	Technische Werte aus der Vorplanung			
Netzanschlusspunkt				
Maximalkapazität P_{max} am Netzanschlusspunkt		kW	kW	
Rückleistungsbeschränkung		kVA	kVA	
Nennspannung U_n bzw. vereinbarte Versorgungsspannung U_c		kV		

Anforderungen an die Stromerzeugungsanlage		Technische Anforderungen des Netzbetreibers aus der Vorplanung			
Vorgegebene Blinleistungsregelstrategie	z.B. Q(U), Qfix, cos φ				
Schutzeinstellungen bezogen auf Nennspannung UN bzw. vereinbarte Spannung Uc	Einstellwert Überspannung Ueff >>		%/U	%/U	
	Einstellwert Überspannung Ueff >> Verzögerungszeit		Sek	Sek	
	Einstellwert Überspannung Ueff >		%/U	%/U	
	Einstellwert Überspannung Ueff > Verzögerungszeit		Sek	Sek	
	Einstellwert Unterspannung Ueff <<		%/U	%/U	
	Einstellwert Unterspannung Ueff << Verzögerungszeit		Sek	Sek	
	Einstellwert Unterspannung Ueff <		%/U	%/U	
	Einstellwert Unterspannung Ueff < Verzögerungszeit		Sek	Sek	
	Einstellwert Unterfrequenz		Hz	Hz	
	Einstellwert Unterfrequenz Auslösezeit		Sek	Sek	
	Einstellwert Überfrequenz		Hz	Hz	
	Einstellwert Überfrequenz Verzögerungszeit		Sek	Sek	
Einstellwerte für den LFSM-O-Modus (frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenz)	Frequenzschwellwert für Beginn des LFSM-O Modus	50,2	Hz	Hz	
	Einzustellende Statik	5	%	%	
	Maximale Zeitverzögerung zur Aktivierung des LFSM-O Modus	≤ 2	Sek	Sek	
Vorgaben zur dynamischen Netzstützung (bei nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen)		o eingeschränkte dyn. Netzstützung o dyn. Blindstromstützung			
Unterlagen, die durch den Netzbenutzer vorzuhalten und auf Anforderungen des Netzbetreibers bereitzustellen sind	Prüfbericht des Netzentkupplungsschutzes bzw. der Schutzeinrichtung Prüfbericht der selbsttätig wirkenden Freischaltstelle gemäß ÖVE-Richtlinie R 25				
	CE-Konformitätserklärungen für Geräte bzw. elektrische Betriebsmittel				
	Prüfbericht gemäß ÖVE-Richtlinie R 25				
	Bestätigung des Anlagenerrichters bzw. einer Elektrofachkraft, dass ein Setup mit den empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen „Österreich" durchgeführt wurde				

Bestätigung der vertragskonformen Anlagenerrichtung

Die Stromerzeugungsanlage erfüllt die Anforderungen der Verordnung EU 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger und den in diesem Zusammenhang verordneten nationalen Festlegungen für Stromerzeugungsanlagen des Typs A sowie die im Netzzugangsvertrag festgelegten Anforderungen.

Unterschriften

Netzbenutzer | Anlagenerrichter

Tabelle 11: Installationsdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs A zur Erlangung der Betriebserlaubnis

A6. Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen

Diesbezüglich sind keine Anforderungen vorgesehen.

A7. Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle

Diesbezüglich sind keine Anforderungen vorgesehen.

A8. Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung

Es sind wiederkehrende Kontrollen nach Maßgabe bzw. in Anlehnung an § 7 Abs 3 Z 1 ESV 2012 (zumindest Kontrolle der Funktion von Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen) durchzuführen.