



**Technische und organisatorische Regeln
für Betreiber und Benutzer
von Netzen**

**TOR Erzeuger:
Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsan-
lagen des Typs B**

(Maximalkapazität ≥ 250 kW und < 35 MW und
Nennspannung < 110 kV)

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	verantwortlich	Anmerkungen
1.0	1.7.2019	1.7.2019	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)

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)
Rudolfplatz 13a
1010 Wien

Tel: +43 1 24724-0

E-Mail: tor@e-control.at

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Einleitung	6
1 Begriffe und Abkürzungen	7
2 Anwendungsbereich	8
2.1 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen	8
2.2 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen	9
2.3 Anwendung auf Speicher	10
2.4 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V	10
3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise	11
3.1 Bestimmungen und Vorschriften	11
3.2 Verweise auf andere Netzwirkkodizes	11
3.3 Normative Verweise	11
4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen	13
4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage	13
4.2 Netzanschlussantrag	13
4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept	14
4.4 Netzanschlussvertrag	15
5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz	16
5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung	16
5.1.1 Frequenzbereiche	16
5.1.2 Frequenzgradienten	16
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)	16
5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert	18
5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz	18
5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)	19
5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM)	19
5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse	19
5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung	19
5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen	19
5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern	21
5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen	22
5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung	22
5.3.1 Spannungsbereiche	22
5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz	23
5.3.3 Blindleistungskapazität	23

5.3.4	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	25
5.3.5	Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen	27
5.3.6	Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung	27
5.4	Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz	28
5.4.1	Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber	28
5.4.2	Simulationsmodelle und Simulationsparameter	28
5.4.3	Systemschutz	29
5.5	Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau	29
5.5.1	Synchronisierungsvorrichtungen	29
5.5.2	Zuschaltbedingungen	29
5.5.3	Schwarzstartfähigkeit	30
5.5.4	Inselbetriebsfähigkeit	30
5.5.5	Schnelle Neusynchronisierung	30
5.6	Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch	30
6	Ausführung der Anlage und Schutz	31
6.1	Primärtechnik	31
6.1.1	Anschlussanlage und Symmetrie	31
6.1.2	Schaltstelle	31
6.1.3	Entkupplungsstelle	31
6.1.4	Sternpunktbehandlung	32
6.2	Sekundärtechnik	32
6.2.1	Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle	32
6.2.2	Backup-Systeme für Kommunikation	32
6.2.3	Regelsysteme und -einstellungen	33
6.2.4	Messinstrumente	33
6.3	Schutzeinrichtungen/Netzentkupplungsschutz	33
6.3.1	Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz	34
6.3.2	Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle	35
6.3.3	Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz	37
6.3.4	Prüfklemmleiste	38
7	Betriebserlaubnisverfahren	40
8	Konformität	41
8.1	Konformitätsnachweis	41
8.2	Konformitätstests und Konformitätssimulationen	42
8.3	Konformitätsüberwachung	44
8.3.1	Verantwortung des Netzbenutzers	44
8.3.2	Aufgaben des relevanten Netzbetreibers	44

9	Betrieb	45
9.1	Allgemeines	45
9.2	Zugang zur Anschlussanlage	45
9.3	Bedienung vor Ort	45
9.4	Instandhaltung	46
9.5	Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz	46
10	Zählung	47
10.1	Allgemeines	47
10.2	Einrichtungen für Zählung und Messung	47
Anhang		48
A1.	Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs	48
A2.	Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz	48
A3.	Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen	50
	Standardeinstellungen für die Q(U)-Regelung	50
	Standardeinstellungen für die Zuschaltbedingungen	50
	Passwortschutz für netzbetriebliche Einstellwerte	50
A4.	Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens	51
A5.	Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente	52
A6.	Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen	55
	Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen	55
	Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen	55
	Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen	56
	Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen	56
A7.	Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung	57

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 Netzanschlussvertrag¹ im Rahmen von Allgemeinen Vertragsbedingungen für die Betreiber von Verteiler- oder Übertragungsnetzen zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer² vereinbart.

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

- abschließend festgelegte Anforderungen aus der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABI 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, ABI L 220 vom 25.8.2016 Seite 1 (System Operation Guideline, SOGL) (SOGL Datenaustausch-V, BGBl. [noch offen]);
- 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 und Maßnahmen 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 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 Netzzugangsverträge gemäß EIWOG 2010 entsprechen dem Netzanschlussvertrag in diesem Teil der TOR

² Der Netzbenutzer übernimmt die Verpflichtungen des Eigentümers der Gesamtanlage 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.

1 Begriffe und Abkürzungen

Die in diesem Teil der TOR verwendeten Begriffsbestimmungen und -erklärungen sind in den **TOR Begriffen** gesammelt enthalten.

Die Basisspannung für die *p.u.*-Werte (Referenzspannung bzw. Spannung für den Referenzwert 1 p.u.) ist für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt³ auf der

- NS-Ebene die Nennspannung U_n ;
- MS- u. HS-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
BBE	Beschränkte Betriebserlaubnis
EBE	Endgültige Betriebserlaubnis
EIWOOG	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

³ 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 (vgl. Übergabestelle). In den Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber wird dieser sinngemäß als technisch geeigneter Anschlusspunkt zum Zeitpunkt des Anschlusskonzepts oder Netzzutrittsvertrags verwendet.

2 Anwendungsbereich

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 vom relevanten Netzbetreiber vorliegt.

Dieser Teil der TOR gilt für den Anschluss und Parallelbetrieb von neuen oder wesentlich geänderten bestehenden Stromerzeugungsanlagen vom Typ B an Verteilernetzen. Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität P_{max} ab 250 kW und weniger als 35 MW und einem Netzanschlusspunkt mit einer Nennspannung unter 110 kV sind gemäß RfG Schwellenwert-V als Typ B eingestuft.

Beim Anschluss von Stromerzeugungsanlagen an ein im Eigentum des Netzbenutzers stehendes 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 Netzbenutzer⁴ eine begründete schriftliche Erklärung.

Die Bestimmungen dieses Teils der TOR, ausgenommen Kapitel 6.1.3 „Entkupplungsstelle“, Kapitel 6.3.2 „Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle“ und Kapitel 6.3.3 „Einstellwerte für den 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;
- 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;

2.1 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 und 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:

⁴ 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.

- 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 nichtsynchrone 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 muss der Anlagenregler ebenfalls die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen.

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 typgleiche oder 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.

2.2 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.

2.3 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.

Pumpspeicher-Stromerzeugungsanlagen mit variabler Drehzahl müssen die für synchrone Stromerzeugungsanlagen geltenden Anforderungen sowie die in Kapitel 5.2.2.1 „Verhalten im Fehlerfall“ beschriebenen Anforderungen erfüllen.

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.

2.4 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

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 (SNN) nach Art 2 Abs 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (System Operation Guideline, SO GL) gelten, können besondere Verpflichtungen - insbesondere zur Informationsübermittlung – bestehen.

Für ausgewählte (auch bestehende) Stromerzeugungsanlagen, die als Signifikante Netznutzer (SNN) 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“
- OVE E 8101 „Elektrische Niederspannungsanlagen“
- prEN 50549-1 “Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 1: Connection to a LV distribution network - Generating plants up to and including Type B”
- prEN 50549-1 “Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type 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“
- DIN VDE V 0126-1-1 „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen 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 bzw. der Bemessungsleistung (Nennleistung)⁵ der Stromerzeugungsanlage.

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

Bei Kombination von Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern und entsprechender Regelungstechnik sind diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten: Es wird die maximale Bemessungsleistung der Gesamtanordnung angesetzt, wie sie gemäß dem vom Netzbenutzer vorgesehenen Betriebskonzept am Netzanschlusspunkt wirksam werden kann (kumulierte netzwirksame Bemessungsleistung).⁶

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 vor Beginn einer detaillierten Projektierung einen Netzanschlussantrag beim relevanten Netzbetreiber mit 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;
- Gewünschter Beginn der Einspeisung;
- Höchstleistung in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzbenutzers entspricht (z.B. Engpassleistung, Peakleistung);
- Anlagen- und Betriebsart (z.B. Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraftwerk, Erdgas-BHKW, Voll- oder Überschusseinspeisung)
- Prognostizierte Jahresenergiemenge in kWh
- bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen sind die Informationen gem. EIWOG 2010 (§ 16a etc.) zu übermitteln;
- Lageplan, aus dem die Bezeichnungen und die Grenzen des Grundstückes sowie der Aufstellort hervorgehen (falls für Planung des Verteilernetzbetreibers notwendig);
- Projektpläne und technische Unterlagen, je nach Anforderung des Verteilernetzbetreibers
- einpolige Darstellung der elektrischen Einrichtungen und Angaben über die technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel;
- Nennstrom der Stromerzeugungsanlage oder Nennscheinleistung;
- Maximalstrom im Kurzschlussfall (Kurzschlussstrombeitrag⁷);
- geplante Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage;

⁵ 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.

⁶ Wird z.B. ein elektrischer Energiespeicher zwecks Eigenverbrauchsmaximierung so gesteuert, dass dieser nicht ins Netz einspeist, so bestimmt die maximale Bemessungsleistung der vorhandenen Stromerzeugungseinheiten die Maximalkapazität und die Leistung des elektrischen Energiespeichers ist nicht zu addieren.

⁷ durch den Betrieb einer Stromerzeugungsanlage wird der Netzkurzschlussstrom, insbesondere in der Umgebung des Netzanschlusspunktes, um den Kurzschlussstrom der Stromerzeugungsanlage erhöht

- Beschreibung des vorgesehenen Schutzkonzeptes mit Angaben über Schutzfunktionen und Einstellwerte.

Überschlägig können zur Ermittlung des Kurzschlussstrombeitrages einer Stromerzeugungsanlage folgende Werte angenommen werden:

- bei Synchrongeneratoren das 8-fache des Bemessungsstroms;
- bei Asynchrongeneratoren und doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren das 6-fache des Bemessungsstromes;
- bei Stromerzeugungsanlagen mit Wechselrichtern der Umrichter-Nennstrom.

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 Netzurückwirkungen“) ein Anschlusskonzept als Basis einer Anschlusszusage oder eines Angebots für Netzanschluss.

Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;
- den technisch geeigneten Netzanschlusspunkt (Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung⁸;
- die Maximalkapazität P_{max} am Netzanschlusspunkt;
- den Verknüpfungspunkt und die zulässigen Netzurückwirkungen der Stromerzeugungsanlage;
- die Nennspannung U_n bzw. die vereinbarte Versorgungsspannung U_C ;
- in Mittel- und Hochspannungsnetzen die zu erwartende minimale und maximale dreipolige (Netz)Kurzschlussleistung;
- ggf. den alternativen Blindleistungsbereich;
- 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 Netzbetreiber abgestimmten Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage vom Netzbetreiber festgelegt. Damit soll unter anderem sichergestellt werden, dass die Stromerzeugungsanlage keine unzulässigen Netzurückwirkungen verursacht.

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 mögliche Maximalkapazität sowie technische Alternativen für die Einspeisung der beantragten Höchstleistung in kW vor. Diese können z.B. sein:

- Netzanschlusspunkt mit höherer (Netz-)Kurzschlussleistung S_{kV} ;
- Spannungsregelung durch netztechnische Betriebsmittel;

⁸ diese kann nach dem Netzanschlussantrag des (zukünftigen) Netzbetreibers vom Netzbetreiber auch vorab mitgeteilt werden

- 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 geeignete Maßnahmen (z.B. Kurzschlussstrombegrenzung, Anlagenverstärkung) festzulegen.

4.4 Netzanschlussvertrag

Das Anschlusskonzept unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den Netzbetreiber (z.B. 6 Monate).

- Angaben zur Sternpunktbehandlung;
- Leistungsvorgabe durch den Netzbetreiber und Angaben zur Schnittstelle;
- Einbindung in das Konzept der Spannungsregelung;
- Beteiligung an der Erbringung von Netzdienstleistungen;
- Beteiligung an frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Großstörungen bzw. zur Verminderung ihrer Auswirkungen;

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 ⁹
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 in Folge des Frequenzgradienten verursacht wurde.

Eine Frequenzgradienten-getriggerte Schutzfunktion ist in Kapitel 6.3

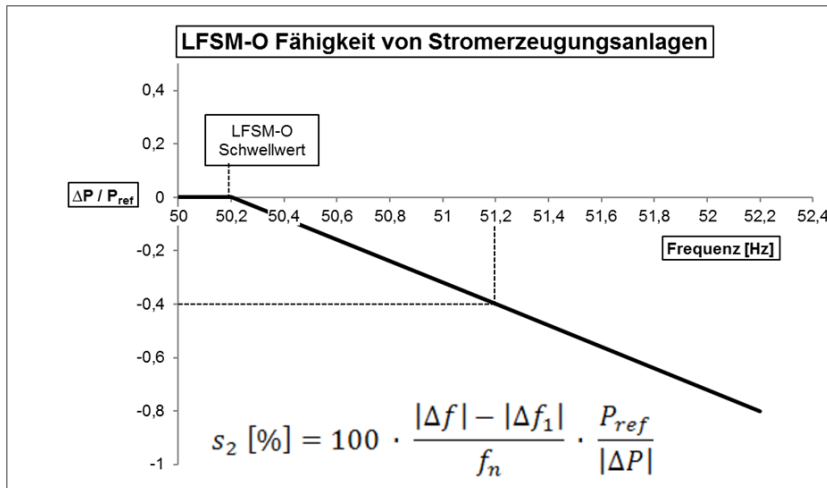
„Schutzeinrichtungen/Netzentkupplungsschutz“ grundsätzlich nicht vorgesehen. Der relevante Netzbetreiber kann unter bestimmten Umständen verlangen, dass eine Frequenzgradienten-getriggerte Schutzfunktion vorzusehen ist.

Die Parametrierung des Netzausfallschutzes (Generatorschutz) 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:

⁹ sollte dieser Zeitraum unter Berücksichtigung der Merkmale der Hauptantriebstechnologie der Stromerzeugungsanlage nicht möglich sein, der längstmögliche Zeitraum, zumindest jedoch 60 Minuten



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

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

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 nichtsynchrone 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.

Die Stromerzeugungsanlage muss die frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe nach einer möglichst kurzen anfänglichen Zeitverzögerung aktivieren können. Beträgt diese Zeitverzögerung mehr als zwei Sekunden, muss der Netzbetreiber die Verzögerung unter Vorlage technischer Nachweise gegenüber dem relevanten ÜNB begründen.

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.

Die Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus für synchrone Stromerzeugungsanlagen (inklusive Pumpspeicherkraftwerke) sind projektspezifisch mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Folgende Regelzeiten (An- und Einschwingzeit) im LFSM-O-Modus werden unter Berücksichtigung des momentan erreichbaren Standes der Technik für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen empfohlen:

$$T_A \leq 2 \text{ s für eine Wirkleistungsverringern von } 50 \% \text{ von } P_{max}$$

$$T_E \leq 20 \text{ s}$$

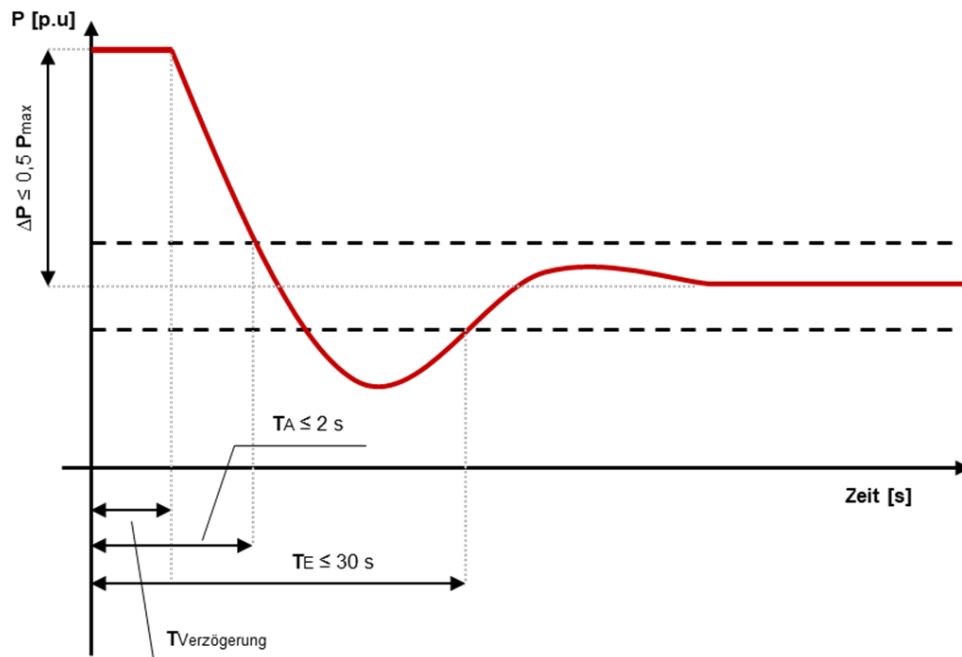


Abbildung 2: Beispiel für Anschlag- und Einschwingzeiten nicht-synchroner Stromerzeugungsanlagen im LFSM-O-Modus

T_A ist die Anschlagzeit zwischen dem sprunghaften Eintritt einer Regelabweichung und dem erstmaligen Erreichen des Toleranzbandes um den stationären Endwert der Regelgröße in s; T_E ist die Einschwingzeit in s, die benötigt wird, bis die Regelgröße dauerhaft im Toleranzband um den stationären Endwert verbleibt.

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 nicht-synchronen 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.

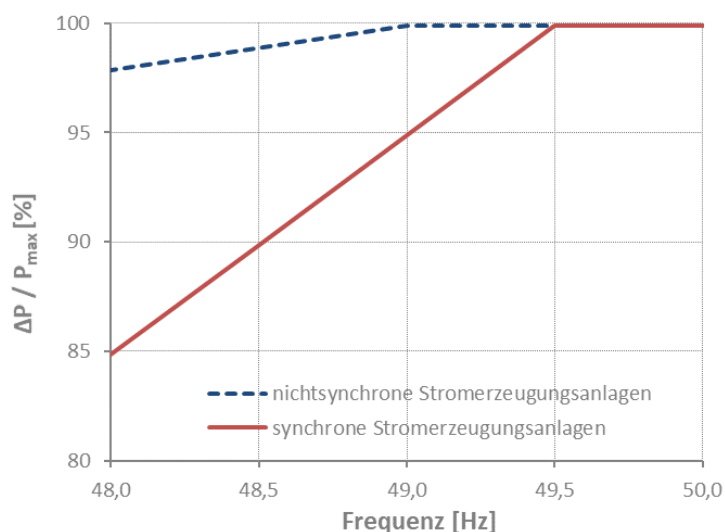


Abbildung 3: Zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

$\Delta P/P_{max}$ 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

Die Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse durch nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen kann zwischen dem Netzbewerber und dem relevanten ÜNB vereinbart werden, wobei insbesondere das Funktionsprinzip der für die Bereitstellung der synthetischen Schwungmasse installierten Regelungssysteme und die zugehörigen Leistungsparameter festgelegt werden.

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

Stromerzeugungsanlagen müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinanderfolgenden Fehlern ausgelegt sein. Wenn durch mehrere aufeinanderfolgende durchgeführte 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 am Netzanschlusspunkt) 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.

Auf Ersuchen des Netzbenutzers stellt der relevante Netzbetreiber folgende Ergebnisse der Berechnungen für die hinsichtlich der FRT-Fähigkeit zu berücksichtigenden Bedingungen am Netzanschlusspunkt vor und nach einem Fehler bereit:

- Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA;
- Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler (abgegebene Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt und Spannung am Netzanschlusspunkt); und
- Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler an jedem Netzanschlusspunkt in MVA.

Alternativ kann der relevante Netzbetreiber aus typischen Fällen abgeleitete generische Werte angeben.

Sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtigen Vorgaben macht, sind die Standardbedingungen gemäß Tabelle 10 in Kapitel 8.2 „Konformitätstests und Konformitätssimulationen“ zu berücksichtigen.

Die folgenden Diagramme zeigen auf der y-Achse den unteren Grenzwert eines Spannungs-Zeit-Profiles 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.

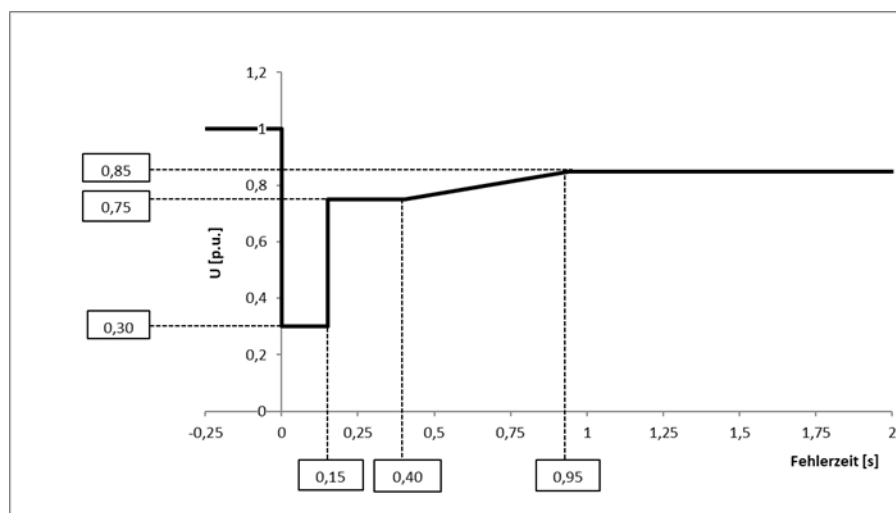


Abbildung 4: FRT-Profil synchroner Stromerzeugungsanlagen

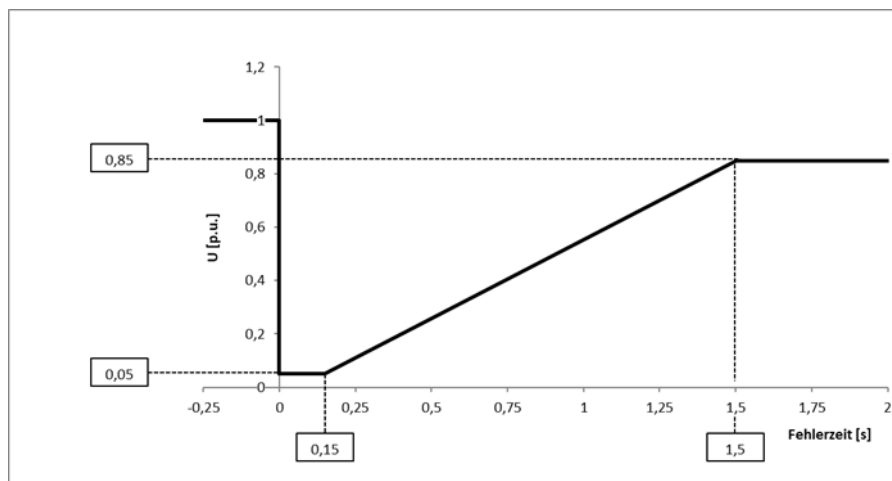


Abbildung 5: FRT-Profil nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

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).

Sofern nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz in der Lage sind, bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, einen definierten Betriebspunkt zu halten, sollen diese abweichend zur obigen Vorgabe die Wirk- und Blindstromeinspeisung mit einer möglichst hohen Genauigkeit aufrechterhalten.

Bei Fehlern, die eine FRT-Fähigkeit erfordern, müssen nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz die Netzspannung durch Einspeisung eines geeigneten Blindstromes stützen. Die Blindstromeinspeisung hat auch bei asymmetrischen Fehlern zu erfolgen.

Alternativ kann von diesen Vorgaben abgewichen werden, sofern es das Schutzkonzept des relevanten Netzbetreibers erfordert.

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

- Beim Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung¹⁰ 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 nicht-

¹⁰ 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 betrachtet

synchronen 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.

$$\Delta \dot{I}_{B1} = k * \Delta U_1$$

$$\Delta \dot{I}_{B2} = k * \Delta U_2$$

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 bei asymmetrischen Fehlern);

Nach Fehlerende¹¹ 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 Wirkleistungsabgabe nach Fehlerklärung

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 erfolgt schnellstmöglich.

5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen

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

¹¹ Zeitpunkt des Wiedereintritts der Netzspannung nach Fehlerklärung in das zulässige Spannungsband gem. ÖVE/ÖNORM EN 50160

Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0,85 p.u. – 0,9 p.u.	60 Minuten
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 für den 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 Erzeugerzählpeilsystem EZS¹² verwendet.

5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

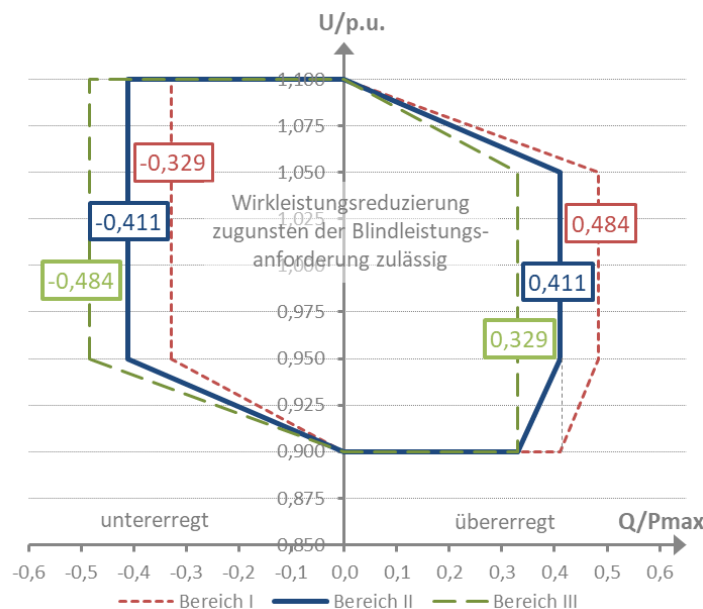


Abbildung 6: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität

U ist die Betriebsspannung; 1 p.u. ist ihr Referenzwert; Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var und P_{max} ist die Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage in W.

¹² 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

Blindleistungsbereich	Q/P_{max} (bei 1 p.u.)	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$
Bereich I	- 0,329 bis + 0,484	0,95 untererregt bis 0,9 übererregt
Bereich II	- 0,411 bis + 0,411	0,925 untererregt bis 0,925 übererregt
Bereich III	-0,484 bis + 0,329	0,9 untererregt bis 0,95 übererregt

Tabelle 4: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität

Es gilt grundsätzlich der Blindleistungsbereich II. In lokal begrenzten Ausnahmefällen kann vom relevanten Netzbetreiber alternativ im Netzanschlussvertrag der Blindleistungsbereich I oder III gefordert werden. Dies ist gegenüber dem Netzbenutzer nachvollziehbar und schlüssig zu begründen.

Eine Reduzierung der Wirkleistung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung ist zulässig.

In den Arbeitsbereichen $Q/P_{max} > 0$ und $U/p.u. < 0,9$ (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 und erforderlichenfalls ihre Betriebsweise gemäß den Vorgaben der TOR Systemschutz, anpassen.

5.3.3.2 Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

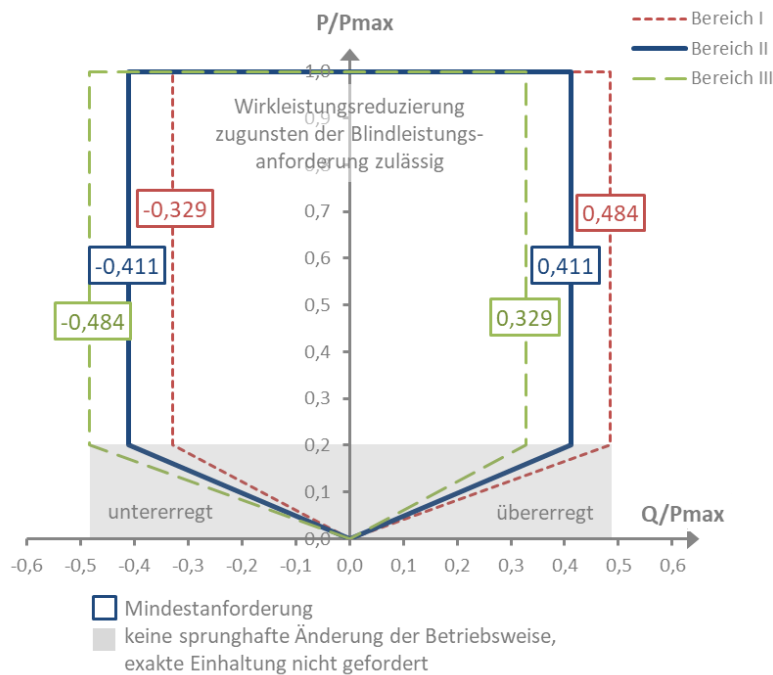


Abbildung 7: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen unterhalb der Maximalkapazität

P ist die Wirkleistung der Stromerzeugungsanlage in W; Q ist die Blindleistung der Stromerzeugungsanlage in var und P_{max} ist die Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage in W.

Im Arbeitsbereich $P < 0,2 P_{max}$ 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).

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 Eigenerrregung 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 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:

- fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ fix;
- Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi (P)$;
- Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q (U)$;

- feste Blindleistung Q_{fix}^{13} .

Der Netzbetreiber kann fixe Werte im Rahmen eines Fahrplans vorschreiben.

Bei Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität ≥ 1 MW kann der Netzbetreiber auch fixe Werte als Online-Sollwertvorgabe sowie eine Umschaltung zwischen den vorgesehenen Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung über eine fernwirktechnische Schnittstelle vorschreiben. Die Sollwerte sind spätestens nach einer Minute an der Messstelle zu realisieren.

Der Standardeinstellwert ohne Vorgabe des Netzbetreibers ist ein fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$.

Ein abweichendes Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung, z.B. $\cos \varphi(U)$, kann mit dem Netzbetreiber vereinbart werden.

Um bei schwankender Wirkleistungseinspeisung Spannungssprünge zu vermeiden, sollte eine Kennlinie mit kontinuierlichem Verlauf und begrenzter Steilheit gewählt werden.

5.3.4.1 Standard-Kennlinien für Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung im Niederspannungsnetz

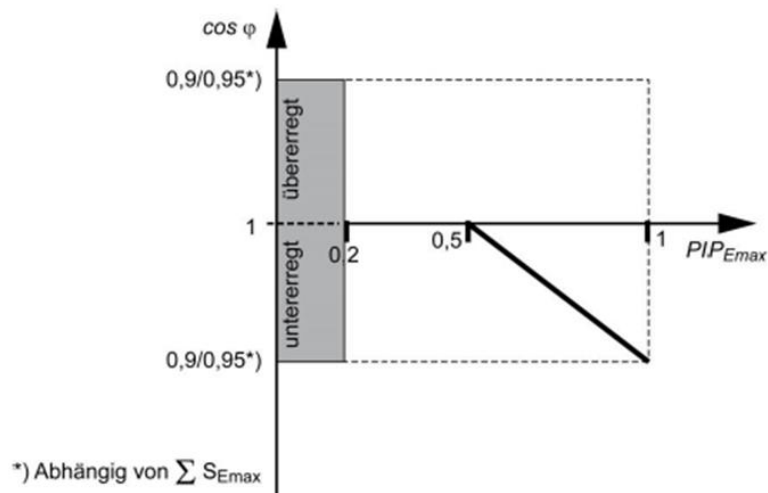


Abbildung 8: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie $\cos \varphi(P)$ im Niederspannungsnetz

$\cos \varphi$ 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.

¹³ Ist nur in regional begründeten Fällen und in vollem Ausmaß unterhalb der Maximalkapazität zeitlich eingeschränkt vorgesehen.

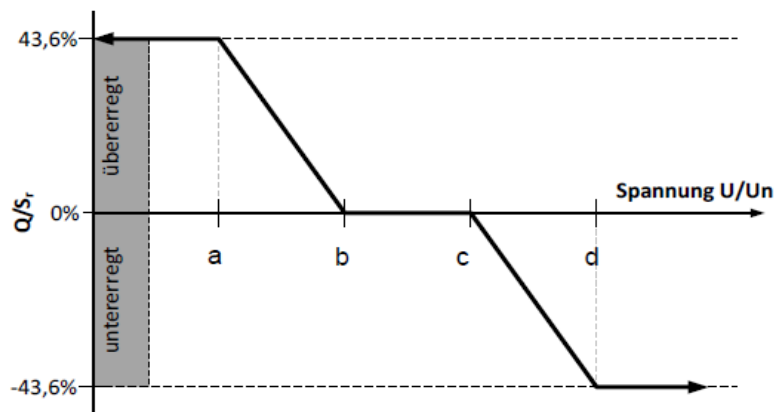


Abbildung 9: Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ im Niederspannungsnetz

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

Folgende Standardeinstellung der vier Stützpunkte in Abbildung 9 wird empfohlen:

Stützpunkt	U/U_n	Q/S_r	
a	$0,92 U_n$	0,436	$\cos \varphi = 0,9$ übererregt
b	$0,96 U_n$	0	$\cos \varphi = 1$
c	$1,05 U_n$	0	$\cos \varphi = 1$
d	$1,08 U_n$	-0,436	$\cos \varphi = 0,9$ 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 $\leq 1\% U_n$). Sofern nicht jede Phase einzeln geregelt wird, ist symmetrisch auf die höchste Phasenspannung¹⁴ zu regeln. Für P und Q muss bei der Einstellung dasselbe Zählpeilsystem gelten.

Die Dynamik der $Q(U)$ -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 $Q(U)$ -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

Synchrone Stromerzeugungsanlagen müssen über ein permanentes automatisches Erregersystem verfügen, das eine konstante Generatorklemmenspannung mit einem wählbaren Sollwert sicherstellt, ohne dass im Arbeitsbereich der synchronen Stromerzeugungsanlage instabile Zustände auftreten.

5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

¹⁴ Alternativ kann auch, wie derzeit in der EN 50438 festgelegt, der Mittelwert der Phasenspannungen herangezogen werden, auch wenn dies in manchen Fällen zu einer Minderung der Wirksamkeit der $Q(U)$ -Regelung führen würde

5.4 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz

Stromerzeugungsanlagen müssen die folgenden allgemeinen Anforderungen hinsichtlich des Netzmanagements erfüllen:

5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber

Zur Regelung der abgegebenen Wirkleistung muss die Stromerzeugungsanlage über eine Schnittstelle (Eingangsport) verfügen, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe zu verringern, nachdem dort eine entsprechende Anweisung eingegangen ist.

Bei Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität $P_{max} < 1$ MW erfolgt dies durch Vorgabe eines Sollwerts in Form der maximalen Wirkleistungsabgabe im Verhältnis zur Maximalkapazität. Die Sollwerte werden vom Netzbetreiber in maximal 4 Stufen, z.B. 100 %, 60 %, 30 % und 0 %, vorgegeben.

Die Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe muss in jedem Betriebszustand und bei jedem Betriebspunkt möglich sein.

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, den Sollwert innerhalb von 5 Minuten zu erreichen. Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (nur Umrichter) müssen in der Lage sein, den Sollwert innerhalb von 1 Minute zu erreichen.

Kann der Sollwert im Falle einer vorgegebenen Wirkleistungsreduktion innerhalb des vorgegebenen Zeitraums nicht erreicht werden, ist die Stromerzeugungsanlage abzuschalten.

Wenn technisch nicht anders möglich, kann die Wirkleistungsreduktion auch durch Abschaltung von Stromerzeugungseinheiten realisiert werden. Unterhalb der Mindestleistung dürfen sich die Stromerzeugungseinheiten vom Netz trennen.

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 Wirkleistungseinspeisung erfolgt nach den technischen Möglichkeiten der Stromerzeugungsanlage in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.

In folgenden Fällen ist der relevante Netzbetreiber berechtigt, eine vorübergehende Vorgabe bzw. Einschränkung der Wirkleistung vorzunehmen:

- betriebsnotwendige Arbeiten bzw. Gefahr von Überlastungen im Verteilernetz;
- potenzielle Gefahr für den sicheren Systembetrieb;
- Gefährdung der statischen oder der dynamischen Netzstabilität;
- systemgefährdender Frequenzanstieg;
- Instandsetzungen bzw. Durchführung von Baumaßnahmen im Verteilernetz.

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

Netzbenutzer können in Abstimmung dem relevanten Netzbetreiber Simulationsmodelle, die das Verhalten der Stromerzeugungsanlage sowohl durch statische als auch dynamische Simulationen (50-Hz-Komponente) gemäß Kapitel 8.2 oder durch Simulation transienter elektromagnetischer Vorgänge widerspiegeln, vorlegen.

Der Netzbenutzer legt dem relevanten Netzbetreiber auf Aufforderung alle erforderlichen Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) für die nachstehend angeführten Teile vor, damit dieser Simulationen des statischen als auch dynamischen Betriebsverhaltens erforderlichenfalls selbst

durchführen kann. Dazu stellt der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer ein geeignetes Formular zur Verfügung (siehe Vorlage eines Nachweisdokuments in Anhang A5) oder veröffentlicht dieses auf seiner Homepage.

- Generator und Antriebsmaschine;
- Drehzahl- und Leistungsregelung;
- Spannungsregelung, einschließlich eines ggf. vorhandenen Pendeldämpfungsgeräts (PSS) und Erregersystems;
- Umrichtermodelle für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen.

5.4.3 Systemschutz

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

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, eine automatische Umschaltung des Verfahrens der Blindleistungsbereitstellung auf ein spannungsstützendes Verfahren zu ermöglichen:

- Verfahren einer Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$ gem. Kapitel 5.3.4.

Die entsprechenden Einstellparameter sowie die betrieblichen Anforderungen sind in den TOR Systemschutzplan definiert bzw. mit dem relevanten Netzbetreiber abzustimmen.

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 „Mindestzeiträume, in deren eine Stromerzeugungsanlage in der Lage sein muss, bei Abweichungen von der Nennfrequenz ohne Trennung vom Netz zu arbeiten“ angegebenen Frequenzbereiche synchronisiert werden können.

Stromerzeugungsanlagen (mit Ausnahme von Asynchrongeneratoren) oder inselbetriebsfähige Netze mit Anlagen von Netzbenutzern mit integrierten Stromerzeugungsanlagen 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.

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:

- $U/p.u. \geq 0,85$ sowie $U/p.u. \leq 1,09$; 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 Netzbetreiber und der relevante Netzbetreiber abweichende Gradienten im Einklang mit Kapitel 5.4.1 „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ vereinbaren.

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).

Bei inselbetriebsfähigen Stromerzeugungsanlagen mit Wechselrichtern, die nicht spannungslos zugeschaltet werden, sind die Zuschaltbedingungen für Synchrongeneratoren einzuhalten.

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

- Gesamteinrichtungen zur Stromerzeugung müssen in der Lage sein, mit dem relevanten Netzbetreiber oder dem relevanten ÜNB in Echtzeit oder periodisch mit Erfassung des Zeitpunkts Informationen auszutauschen, wobei die Vorgaben des relevanten Netzbetreibers oder des relevanten ÜNB einzuhalten sind;
- der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB den Inhalt des Informationsaustauschs einschließlich einer genauen Liste der von der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung zu übermittelnden Daten fest.

Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs (Stammdaten, Echtzeitdaten, Nichtverfügbarkeiten, Fahrpläne) für signifikante Netznutzer gemäß Art 2 Abs 1 SOGL werden in der SOGL Datenaustausch-V festgelegt und sind in Anhang A1 angegeben. Damit verbundene weitere organisatorische und technische Anforderungen (z.B. Änderungsmitteilungen, Übermittlungsfrequenz, Zeitstempel, Formate, Protokolle, Sicherheitsvorschriften etc.) für den Datenaustausch werden nach den wichtigsten organisatorischen Anforderungen, Aufgaben und Zuständigkeiten im Zusammenhang mit dem Datenaustausch gemäß Art 40 Abs 6 SOGL (Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities – KORRR) vom relevanten ÜNB bzw. VNB spezifiziert und veröffentlicht.

6 Ausführung der Anlage und Schutz

6.1 Primärtechnik

6.1.1 Anschlussanlage und Symmetrie

Die Anschlussanlage ist die physische Verbindung der Anlage eines Netzbenutzers mit dem Netzsystem. Sie beginnt am Netzanschlusspunkt 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.

Für die Errichtung der Anschlussanlage sind die TAEV einzuhalten. Die Anforderungen hinsichtlich der Ausführung der Anschlussanlage sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

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

Die elektrischen Anlagen müssen so ausgelegt, konstruiert und errichtet werden, dass sie den mechanischen und thermischen Auswirkungen eines Kurzschlussstromes sicher standhalten können.

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 Entkopplungsstelle 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 Summe der Nennscheinleistungen (kumulierte netzwirksame Bemessungsleistung) aller Wechselrichter des Netzbenutzers am Netzanschlusspunkt 30 kVA nicht übersteigt.

6.1.3 Entkopplungsstelle

Die Entkopplungsstelle sichert eine Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz und von der übrigen Anlage des Netzbenutzers. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle (Entkopplungsschalter) wird von der Schutzeinrichtung (Entkopplungsschutz) angesteuert und löst automatisch aus, wenn eine der Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung anspricht.

Die Entkopplungsstelle ist im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber festzulegen und kann auf der Ober- oder Unterspannungsseite vorgesehen werden. Die Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle 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 Entkopplungsstelle verwendet werden.

Werden Stromerzeugungsanlagen und/oder elektrische Energiespeicher auch zur Ersatzstromversorgung einer Anlage des Netzbenutzers eingesetzt, so ist eine zentrale Entkopplungsstelle vorzusehen.

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 Entkopplungsstelle muss mindestens Lastschaltvermögen haben und für die maximal abzuschaltende Kurzschlussleistung¹⁵ 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 Entkopplungsstelle 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 Sternpunkt weniger als ca. 20 % des Bemessungsstroms des Generators beträgt. Höhere Ströme erfordern gegebenenfalls den Einbau einer Sternpunktdrossel bzw. anderweitige Maßnahmen.¹⁶

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

6.2.1.1 Stromerzeugungsanlagen mit $P_{max} < 1$ MW

Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe nach Kapitel 5.4.1 ist 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.

6.2.1.2 Stromerzeugungsanlagen mit $P_{max} \geq 1$ MW

Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe nach Kapitel 5.4.1, zur Blindleistungsvorgabe nach Kapitel 5.3.4 und zur Übermittlung von Echtzeitdaten nach Kapitel 5.6 ist mit einem gängigen Kommunikationsstandard (z.B. IEC 61850) nach Wahl des relevanten Netzbetreibers im Netzanschlussvertrag, auszustatten.

6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation

Stromerzeugungsanlagen mit Online-Sollwertvorgabe nach Kapitel 6.2.1.2 müssen Kommunikationssysteme mit Backup-Stromversorgungsquellen aufweisen, um mindestens 8 Stunden lang er-

¹⁵ Die maximal zu erwartende Kurzschlussleistung hängt vom Netz und der Stromerzeugungsanlage ab.

¹⁶ Die Sternpunktbelastbarkeit hängt im Allgemeinen von der Konstruktions- und Bauart des Generators ab. Im Wesentlichen ist dabei auf die Belastbarkeit des Generators bezüglich Schiefast und der Oberschwingungsströme 3. Ordnung und Vielfacher davon zu achten.

forderliche Informationen austauschen zu können, falls die externe Stromversorgung vollständig ausfällt.

Stromerzeugungsanlagen, die signifikante Netznutzer gem. Art. 23 (4) ER-VO sind, müssen Kommunikationssysteme mit ausreichender Redundanz und Backup-Stromversorgungsquellen aufweisen, um mindestens 24 Stunden lang für den Netzwiederaufbauplan erforderliche Informationen austauschen zu können, falls die externe Stromversorgung vollständig ausfällt oder einzelne Kommunikationsanlagen nicht zur Verfügung stehen.

6.2.3 Regelsysteme und -einstellungen

- i. die Systeme und Einstellungen der verschiedenen Regeleinrichtungen der Stromerzeugungsanlage, die für die Stabilität des Übertragungsnetzes und für Notfallmaßnahmen erforderlich sind, werden zwischen dem relevanten ÜNB, dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbetreiber abgestimmt und vereinbart;
- ii. alle Änderungen an den unter Ziffer i genannten Systemen und Einstellungen der verschiedenen Regelungseinrichtungen der Stromerzeugungsanlage werden zwischen dem relevanten ÜNB, dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbetreiber abgestimmt und vereinbart, insbesondere wenn sie in den in Ziffer i genannten Umständen angewandt werden.

6.2.4 Messinstrumente

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

6.3 Schutzeinrichtungen/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 Netzbetreiber abgestimmt und vereinbart. Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die geforderte Leistungsfähigkeit einer Stromerzeugungsanlage nicht gefährden.

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 (Endzeitstafelplan).

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.

Schutzsysteme können die folgenden Aspekte umfassen:

- externe und interne Kurzschlüsse
- unsymmetrische Lasten (negative Phasenfolge)

- Stator- und Rotor-Überlast
- Über-/Unterregung
- Über-/Unterspannung am Netzanschlusspunkt
- Über-/Unterspannung an den Klemmen des Umrichters (Generators)
- Verbundnetzpendelungen
- Einschaltströme
- asynchroner Betrieb (Polschlupf)
- Schutz vor unzulässiger Wellentorsion (z. B. subsynchrone Resonanzen)
- Leitungsschutz der Stromerzeugungsanlage
- Transformatorschutz
- Back-up-Systeme für Schutz- und Schaltfehler
- Übererregung (U/f)
- Rückleistung
- Frequenzgradient und
- Verlagerungsspannung.

Der Netzbenutzer organisiert seine Schutz- und Regelvorrichtungen gemäß der folgenden (absteigend geordneten) Prioritätsliste:

- 1) Schutz des Netzes und der Stromerzeugungsanlage;
- 2) ggf. synthetische Schwungmasse;
- 3) Frequenzregelung (Anpassung der Wirkleistungsabgabe);
- 4) Leistungsbegrenzung; und
- 5) Begrenzung des Leistungsgradienten.

Die Schutzeinrichtungen müssen so ausgelegt werden, dass es bei Versagen von Steuerungs- und/oder Reglereinrichtungen der Stromerzeugungseinheit (z. B. Spannungsregler, Erregereinrichtung, Turbinenregler) zu einer unverzüglichen Trennung der Stromerzeugungseinheit kommt, sobald ein unzulässiger Betriebszustand auftritt.

Zum Schutz anderer Netzbenutzer und Kunden vor unzulässigen Frequenz- und Spannungswerten bei Inselbetrieb müssen Frequenz- und Spannungsschutzfunktionen vorgesehen werden.

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

Erforderliche Änderungen an den Schutzsystemen der Stromerzeugungsanlage und des Netzes und an den für die Stromerzeugungsanlage relevanten Einstellungen werden vorab zwischen dem Netzbetreiber und dem Netzbenutzer vereinbart.

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.

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

Eine Auslösung der Entkopplungsstelle 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 Entkopplungsstelle zu führen.

Eine Arbeitsstromauslösung des Schaltgerätes der Entkopplungsstelle 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 Entkopplungsschalters 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 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.

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

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 Entkopplungsstelle

6.3.2.1 Spannungsschutzfunktionen

Die Spannungsschutzfunktionen müssen im Bereich von 45 Hz bis 55 Hz die Genauigkeit von $\leq 1\%$ erfüllen und dreiphasig (Ausnahme siehe Tabelle 7: Einstellwerte für den Entkopplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle) mit einstellbarer Auslöseverzögerung ausgeführt werden.

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 $\leq 0,5 \% U_n$ 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 $1,01 U_n$ bis $1,05 U_n$ 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 $0,95 U_n$ bis $0,99 U_n$ 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 $\leq 0,2$ 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 ($Q+$ & $U<$)

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 und Zeitbereich von 0 bis 180 s.

6.3.2.5 Weitere Schutzfunktionen

Fallweise kann der Einsatz weiterer Schutzfunktionen (z. B. Vektorsprung- oder Lastsprung-Schutzfunktion) zur Sicherstellung der Entkopplungsfunktion oder für einen gesicherten Netzbetrieb notwendig sein.

Ein Vektorsprungrelais ist nur in Kombination mit einer weiteren Schutzfunktion (UND-Verknüpfung) zulässig (z.B. darf ein Vektorsprung in Kombination mit einem Unterspannungskriterium zu keiner Auslösung führen, hingegen ist bei einem Vektorsprung ohne Unterspannungskriterium (dies deutet auf eine Schalthandlung im Netz) eine Entkopplung zulässig).

6.3.3 Einstellwerte für den Netzentkopplungsschutz

Der Netzbetreiber legt im Rahmen des Gesamtschutzkonzeptes die Einstellwerte für den Netzentkopplungsschutz 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 Stromerzeugungsanlage an ein Netz angeschlossen ist, welches mit einer automatischen Wiedereinschaltung (AWE) in einem vorgelagerten Netz betrieben wird, müssen Auslöseschwelle und Auslösezeit des Netzentkopplungsschutzes 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.

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

6.3.3.1 Einstellwerte für den Netzentkopplungsschutz im Niederspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkopplungsschutzes werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelais-einstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$\leq 1,15 U_n^{17}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >$ oder	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,11 U_n$	$\leq 60 \text{ s}$
Überwachungsschutz $U_{\text{eff}} >$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes		$1,11 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,8 U_n$	$0,2 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f >$	$50 - 55 \text{ Hz}$	$51,5 \text{ Hz (} 50,2 - 51,5 \text{ Hz)}^{18}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	$45 - 50 \text{ Hz}$	$47,5 \text{ Hz}$	$\leq 0,1 \text{ s}$

Tabelle 6: Einstellwerte für den Netzentkopplungsschutz im Niederspannungsnetz

Kommen Wechselrichter mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle gem. Kapitel 6.3.1 zur Anwendung, so müssen sie die Abschaltung unter den in Tabelle 7 festgelegten Netzbedingungen sicherstellen.

¹⁷ Einstellwert ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen

¹⁸ 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 (LFMS-O)“ zu erbringen. Dieser Wert wird vom Netzbetreiber vorgegeben (gestaffelte Auslösung).

Funktion	Einstellwerte	
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >>$	$1,15 U_n$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U_{\text{eff}} >$ mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes (Überwachung der Spannungsqualität)	$1,11 U_n^{19}$	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterspannungsschutz $U_{\text{eff}} <$	$0,8 U_n$	$\leq 0,2 \text{ s}^{20}$
Überfrequenzschutz $f >$	51,5 Hz	$\leq 0,1 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	47,5 Hz	$\leq 0,1 \text{ s}$
Netzausfall ²¹		$\leq 5 \text{ s}$

Tabelle 7: Einstellwerte für den Entkupplungsschutz von Wechselrichtern mit selbsttätig wirkender Freischaltstelle

6.3.3.2 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Mittelspannungsnetz

Als Grundeinstellung des Netzentkupplungsschutzes werden folgende Einstellwerte empfohlen:

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	Empfohlene Schutzeinstellwerte	
Überspannungsschutz $U >>$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,05 - 1,15 U_C^{22}$	$\leq 0,10 \text{ s}$
Überspannungsschutz $U >$	$1,00 - 1,30 U_n$	$1,02 - 1,05 U_C^{22}$	$\leq 60 \text{ s}^{22}$
Unterspannungsschutz $U <$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,7 U_C$	$0 - 2,7 \text{ s}^{22}$
Unterspannungsschutz $U <<$	$0,10 - 1,00 U_n$	$0,3 U_C^{23}$	$\leq 0,15 \text{ s}$
Überfrequenzschutz $f >$	50 – 55 Hz	51,5 Hz	$\leq 0,10 \text{ s}$
Unterfrequenzschutz $f <$	45 – 50 Hz	47,5 Hz	$\leq 0,10 \text{ s}$
Blindleistungs- /Unterspannungsschutz $Q+ \& U <$	$0,70 - 1,00 U_n$	$0,85 U_C$	$t_1 = 0,5 \text{ s}$

Tabelle 8: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Mittelspannungsnetz

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 Hilfspennungen und die Auslösungen für den Kuppelschalter zu führen (siehe Abbildung 10).

¹⁹ 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.

²⁰ Bei aktiviertem LV FRT (Low Voltage Fault Ride Through) kann ein höherer Einstellwert erforderlich sein

²¹ 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.

²² Die Einstellwerte und die Einstellzeiten werden vom Netzbetreiber vorgegeben, abhängig vom Schutzkonzept des Netzbetreibers, von der Betriebsweise (AWE), dem Verknüpfungspunkt (Einspeisung UW-Sammelschiene oder im Verteilernetz) und der Einspeiseleistung der Stromerzeugungsanlage.

²³ Diese Spannungsstufe bewirkt eine schnelle Netztrennung bei kraftwerksnahen Kurzschlüssen (siehe Kapitel 6.3.2.1 „Spannungsschutzfunktionen“).

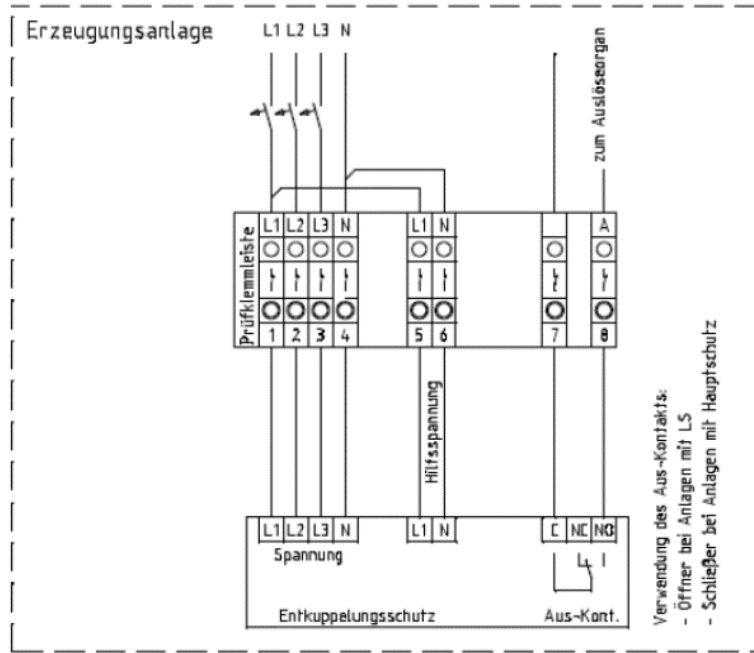


Abbildung 10: Typischer Aufbau einer Prüfklemmleiste

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.

Für die Zwecke der Betriebserlaubnis für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage legt der Netzbenutzer dem relevanten Netzbetreiber ein Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen vor, das eine Konformitätserklärung enthält. Für jede Stromerzeugungsanlage innerhalb der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung wird ein gesondertes, unabhängiges Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen vorgelegt.

Die Nachweisdokumente enthalten allgemeine Daten, ausführliche technische Daten sowie Nachweise der Konformität der Stromerzeugungsanlage gemäß Kapitel 8.1. Die Vorlagen für Nachweisdokumente sind in Anhang A5 enthalten.

Nach der Annahme des vollständigen, angemessenen Nachweisdokuments für Stromerzeugungsanlagen erteilt der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer eine endgültige Betriebserlaubnis.

Bei Bedarf kann der relevante Netzbetreiber dem Netzbenutzer bei Erfüllung der Anforderungen gemäß Anhang A5 eine vorübergehende Betriebserlaubnis (VBE) erteilen. Die vorübergehende Betriebserlaubnis ist grundsätzlich für 12 Monate befristet und kann erforderlichenfalls vom relevanten Netzbetreiber verlängert werden.

Der Netzbenutzer teilt dem relevanten Netzbetreiber die dauerhafte Außerbetriebnahme einer Stromerzeugungsanlage mit. Der relevante Netzbetreiber stellt gegebenenfalls sicher, dass die Inbetriebnahme und die Außerbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen elektronisch mitgeteilt werden 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/Unternehmens²⁴;
- eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung durch den Anlagenerrichter und den Netzbenutzer.

Auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers sind vom Netzbenutzer im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens noch folgende Unterlagen bereitzustellen:

- Prüfberichte einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens für selbsttätig wirkende Freischaltstellen nach ÖVE-Richtlinie R 25²⁵;
- Prüfberichte einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene gemäß Prüfnorm ÖVE-Richtlinie R 25²⁶.
- Bestätigung des Anlagenerrichters bzw. einer Elektrofachkraft für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, dass ein Setup mit den empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen „Österreich“ - siehe Anhang A3 „Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen“ - durchgeführt wurde.

Für Stromerzeugungsanlagen, deren elektrische Eigenschaften das Netz bzw. den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen können und sofern der relevante Netzbetreiber dies nachvollziehbar und schlüssig begründet, sind auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers vom Netzbenutzer im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens auch folgende Unterlagen bereitzustellen:

- Ergebnisse und Berichte zu Konformitätstests und Konformitätssimulationen gemäß Kapitel 8.2 einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS- oder HS-Ebene²⁷;
- Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) der Stromerzeugungsanlage gemäß Kapitel 5.4.2 für Studien des statischen und dynamischen Betriebsverhaltens;

Anstatt die entsprechenden Prüfungen, Tests und Simulationen (ganz oder zum Teil) durchzuführen, können Netzbenutzer die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle²⁸ 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;

²⁴ z.B. akkreditierte Prüfstelle, Ziviltechniker, Universitätsinstitut oder Inhaber eines Gewerbes mit entsprechender Befähigung (Elektrotechnik)

²⁵ Eine selbsttätige Schaltstelle gemäß DIN VDE V 0126-1-1 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.

²⁶ Anstelle der Prüfberichte werden auch Herstellererklärungen anerkannt, welche ab 1.1.2020 auch eine Dokumentation des Setups mit den empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen „Österreich“ gemäß Anhang A3 enthält

²⁷ entsprechende Prüfnormen/Prüfverfahren/Bewertungskriterien sind in Erarbeitung; bis zum 31.12.2020 sind anstelle der Test- oder Simulationsberichte auch Herstellererklärungen ausreichend

²⁸ bezeichnet gemäß Art 2 Z 46 RfG-VO eine Stelle, die Betriebsmittelbescheinigungen und das Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen ausstellt und nach ÖVE/ÖNORM EN ISO 17065 akkreditiert ist.

- Auslösung des Entkopplungsschaltgerätes durch den Netzentkopplungsschutz;
- Zu- und Abschaltung sowie Funktionsprüfung allfälliger Kompensationseinrichtungen;
- Einhaltung der Grenzwerte der Netzurückwirkungen;
- Einhaltung der Zuschaltbedingungen;
- Blindleistungs- und Spannungsregelung;
- gegebenenfalls relevante Betriebsmesseinrichtungen.

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

- der Ansprech- und Rückfallwerte der Schutzfunktionen durch Einspeisen analoger Prüfgrößen;
- der Auslösezeiten der Schutzfunktionen;
- der Auslösung der Schalteinrichtung der Entkopplungsstelle 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

Konformitätstests zur Prüfung des Betriebsverhaltens sowie die Simulation des netzkonformen Verhaltens einzelner Stromerzeugungsanlagen in einer Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung dienen dem Nachweis, dass die Anforderungen aus Kapitel 5 „Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz“ und Kapitel 6 „Ausführung der Anlage und Schutz“ erfüllt werden.

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

Der Netzbetreiber vereinbart mit dem Netzbenutzer die Durchführung nur eines bestimmten Nachweisverfahrens (Konformitätstest oder Konformitätssimulation), wenn dieses effizienter ist und ausreicht, um nachzuweisen, dass die Stromerzeugungsanlage die Anforderungen erfüllt. Insbesondere wenn Konformitätstests nicht verhältnismäßig oder anwendbar oder vollständig durchführbar sind oder das Risiko besteht, Schäden an den Anlagen oder unzulässige Netzurückwirkungen zu verursachen, kann dieser Nachweis auch mittels Konformitätssimulationen erfolgen.

Anforderung	Kapitel	Test	Simulation	Anm.
LFSM-O	5.1.3	S, NS	S, NS	
FRT-Fähigkeit	5.2.1		S, NS	
Dynamische Blindstromstützung	5.2.2		NS	
Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler	5.2.2		S, NS	

Tabelle 9: Checkliste für Konformitätstests u. -simulationen von synchronen (S) und nichtsynchrone (NS) Stromerzeugungsanlagen

Unbeschadet der Mindestanforderungen dieses Teils der TOR an Konformitätstests und Konformitätssimulation (siehe Tabelle 9, Kapitel 5.4.2 und Anhang 0) kann der relevante Netzbetreiber

- a) dem Netzbenutzer gestatten, alternative Testreihen oder Konformitätssimulationen durchzuführen, sofern diese Tests oder Konformitätssimulationen effizient sind und ausreichen, um nachzuweisen, dass die Stromerzeugungsanlage die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllt;
- b) vom Netzbenutzer verlangen, in den Fällen, in denen die dem relevanten Netzbetreiber übermittelten Angaben zu Konformitätstests oder Konformitätssimulationen nicht ausrei-

- chen, um die Erfüllung der Anforderung **dieses Teils der TOR** nachzuweisen, zusätzliche oder alternative Testreihen oder Konformitätssimulationen durchzuführen; und
- c) vom Netzbenutzer verlangen, geeignete Tests durchzuführen, um die Leistung einer Stromerzeugungsanlage nachzuweisen, wenn diese mit alternativen Brennstoffen oder Brennstoffgemischen betrieben wird. Der relevante Netzbetreiber und der Netzbenutzer vereinbaren, für welche Brennstoffarten Tests durchzuführen sind, und

Der Netzbenutzer ist dafür verantwortlich, dass die Tests im Einklang mit den Bedingungen gemäß Anhang 0 durchgeführt werden. Der relevante Netzbetreiber kooperiert und verzögert die Durchführung der Tests nicht ohne triftigen Grund.

Der relevante Netzbetreiber kann an den Konformitätstests entweder vor Ort oder von seinem Kontrollzentrum aus teilnehmen. Zu diesem Zweck stellt der Netzbenutzer die Überwachungseinrichtungen bereit, die notwendig sind, um alle relevanten Testsignale und -messwerte aufzuzeichnen, und stellt sicher, dass die erforderlichen Vertreter des Netzbenutzers während der gesamten Testlaufzeit vor Ort verfügbar sind. Die vom relevanten Netzbetreiber spezifizierten Signale werden übermittelt, wenn dieser bei ausgewählten Tests die Leistung mit seinen eigenen Betriebsmitteln aufzeichnen möchte. Die Teilnahme des relevanten Netzbetreibers liegt in seinem alleinigen Ermessen.

Der Anwendungsbereich der Simulationsmodelle ist in Kapitel 5.4.2 „Simulationsmodelle und Simulationsparameter“ festgelegt.

Der relevante Netzbetreiber kann sich vergewissern, dass eine Stromerzeugungsanlage die Anforderungen **dieses Teils der TOR** erfüllt, indem er seine eigenen Konformitätssimulationen auf Basis der vorgelegten **Simulationsparameter gemäß Kapitel 5.4.2 bzw. der Simulationsberichte, Simulationsmodelle und Konformitätstestmessungen** durchführt.

Der relevante Netzbetreiber stellt dem Netzbenutzer technische Daten und ein Netzsimulationsmodell zur Verfügung, soweit dies erforderlich ist, um die verlangten Konformitätssimulationen durchzuführen.

Der relevante Netzbetreiber stellt dem Netzbenutzer die für die Konformitätssimulationen erforderlichen Daten grundsätzlich auf Basis eines reduzierten Netzmodells (in der Regel bestehend aus einem Knoten, welcher dem geplanten Netzanschlusspunkt entspricht) zur Verfügung. Bei der Erstellung des reduzierten Netzmodells berücksichtigt der relevante Netzbetreiber geeignete Betriebsszenarien (Istzustand und zukünftige Ausbauszenarien).

In begründeten Fällen können darauf aufbauend Daten für weiterführende Konformitätssimulationen vom relevanten Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden.

Für die Durchführung von Konformitätssimulationen zum Nachweis der FRT-Fähigkeit gemäß Kapitel 5.2.1 sind, sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtigen Vorgaben macht, folgende Standardbedingungen zu berücksichtigen:

Beschreibung	Bedingung
Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler	$P_{vor_Fehler} = P_{max}, \cos \varphi_{vor_Fehler} = 1$
Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt vor und nach dem Fehler	$S_{k,min,vor_Fehler} = S_{k,min,nach_Fehler}$
Vorfehlerspannung	$U_{vor_Fehler} = 1$ p.u. gemäß FRT-Kurve

Tabelle 10: Standardbedingungen für die Durchführung von Konformitätssimulationen zum Nachweis der FRT-Fähigkeit

Können aus Gründen, die der relevante Netzbetreiber zu vertreten hat, die Konformitätstests oder -simulationen nicht so durchgeführt werden, wie der relevante Netzbetreiber und der Netzbenutzer dies vereinbart haben, so darf der relevante Netzbetreiber die Betriebserlaubnis gemäß Kapitel 7 nicht ohne triftigen Grund verweigern.

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 2010, sonst jedoch zumindest alle 5 Jahre) die in Anhang A7 angeführten Informationen und Unterlagen und übermittelt diese auf Verlangen dem relevanten Netzbetreiber.

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.

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

Der Netzbenutzer unterrichtet den relevanten Netzbetreiber rechtzeitig über die geplanten Testprogramme und -verfahren, die bei der Prüfung der Erfüllung der Anforderungen dieses Teils der TOR durch eine Stromerzeugungsanlage durchzuführen sind, bevor er sie einleitet. Die geplanten Testprogramme und -verfahren bedürfen der vorherigen Erlaubnis des relevanten Netzbetreibers. Der Netzbetreiber muss die Erlaubnis zügig erteilen und darf sie nicht ohne triftigen Grund versagen.

Der relevante Netzbetreiber kann an solchen Tests teilnehmen und das Betriebsverhalten der Stromerzeugungsanlagen aufzeichnen.

8.3.2 Aufgaben des relevanten Netzbetreibers

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.

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 vom Netzbenutzer verlangen, gemäß einem Wiederholungsplan oder allgemeinen Schema oder nach einem Ausfall, einer Änderung oder dem Austausch von Betriebsmitteln, die bzw. der die Erfüllung der Anforderungen dieses Teils der TOR durch die Stromerzeugungsanlage beeinflussen kann, Konformitätstests und -simulationen durchzuführen.

Der relevante Netzbetreiber kann die Überwachung der Einhaltung der Vorschriften ganz oder teilweise auf Dritte übertragen. In solchen Fällen sorgt der relevante Netzbetreiber weiterhin für die Erfüllung der Vertraulichkeitsverpflichtungen gemäß RfG-VO, einschließlich des Abschlusses von Vertraulichkeitsverpflichtungen mit dem beauftragten Dritten.

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 u. a. 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,
- Der Betreiber einer Stromerzeugungsanlage muss mindestens einen jederzeit erreichbaren Schaltberechtigten für Schalthandlungen an der Schaltstelle namhaft machen,
- Art und Weise der Sicherstellung der Funktionalität des Netzentkupplungsschutzes und der Entkupplungsschaltanrichtungen (z.B. Wiederholungsprüfungen), Art und Weise der Dokumentation von Prüfungen,
- Ergänzende Vereinbarungen zum Informationsaustausch,
- Vorgangsweise bei betriebsnotwendigen Arbeiten und geplanten Abschaltungen im Netz,

9.2 Zugang zur Anschlussanlage

Abgeschlossene elektrische Betriebsstätten gemäß ÖVE/ÖNORM E 8001-4-44 bzw. OVE E 8101 Teil 7-729 müssen stets verschlossen gehalten werden. Sie dürfen nur von Elektrofachkräften und elektrotechnisch unterwiesenen Personen, bzw. von anderen Personen nur unter Aufsicht von Elektrofachkräften und elektrotechnisch unterwiesenen Personen, betreten werden.

Dem Netzbetreiber ist jederzeit ein gefahrloser Zugang zu seinen Einrichtungen und den in seinem Verfügungsbereich liegenden Anlagenteilen in der Anschlussanlage zu ermöglichen (z.B. durch ein Doppelschließsystem). Das gleiche gilt für – wenn vorhanden - separate Räume für die Mess-, Schutz- und Steuereinrichtungen. Den Fahrzeugen des Netzbetreibers muss die Zufahrt zur Anschlussanlage jederzeit möglich sein.

Bei einer Änderung am Zugang zur Anschlussanlage, z.B. am Schließsystem, ist der Netzbetreiber unverzüglich darüber in Kenntnis zu setzen und der ungehinderte Zugang sicherzustellen. Der Netzbetreiber kann dem Anlagenbetreiber und dessen Fachpersonal Zutritt zu den Anlagen des Netzbetreibers gewähren.

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 Schaltgeräte 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 Entkopplungseinrichtungen 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 Freischnittstellen gem. Kapitel 6.3.1 ist die Kontrolle laut Angaben der Prüfanstalt oder des Herstellers durchzuführen.

Freischnaltungen 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 Störfall 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 Wiedereinschaltung 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 EIWOG 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

A1. Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs

Dieser Anhang wird nach Kundmachung der SOGL Datenaustausch-V ergänzt.

A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz

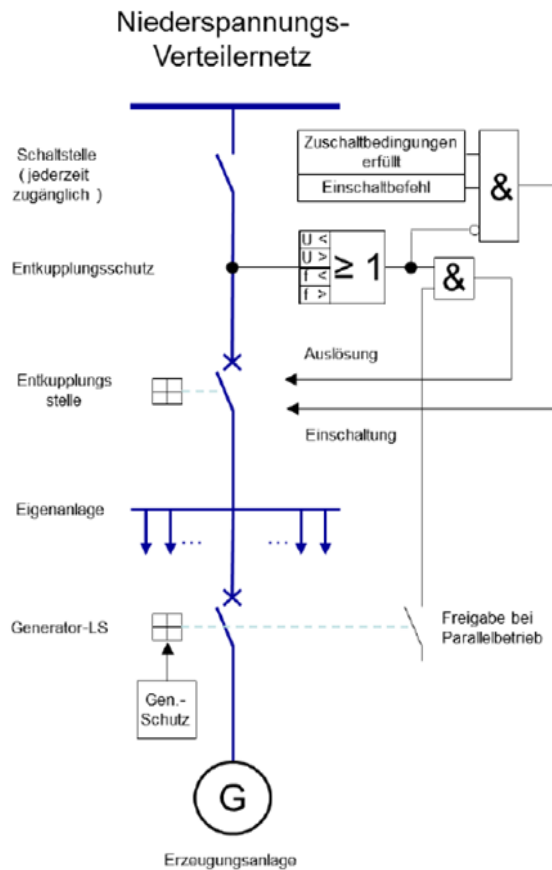


Abbildung 11: Netzanschluss am Niederspannungs-Verteilernetz mit zweiseitig versorgbarer Anlage des Netzbenutzers

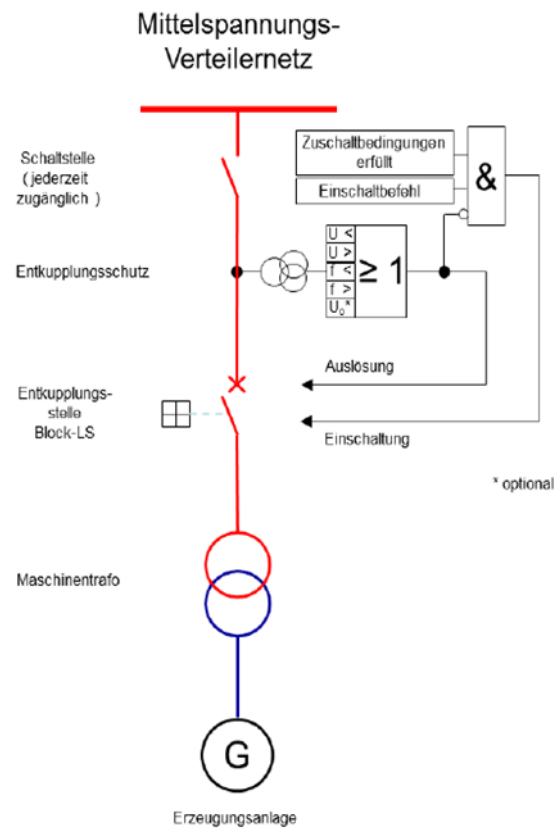


Abbildung 12: Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkupplungsschutz

A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen

Die einheitliche Vorgabe von Einstellwerten für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen 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 Empfehlung 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 sein²⁹.

Die Überprüfung der Funktionen und deren Einstellungen erfolgt nach Maßgabe des Kapitels 8.1 im Rahmen des Konformitätsnachweises (z.B. ÖVE-Richtlinie R 25).

Standardeinstellungen für die Q(U)-Regelung

Die 4 Stützpunkte der Blindleistungs-/Spannungskennlinie der Q(U)-Regelung sind mit den in Tabelle 5 gegebenen Standardwerten zu konfigurieren. Die Zeitkonstante des Filters 1. Ordnung (PT1-Glied) ist auf 5 s einzustellen. Eine allenfalls parametrierbare Verzögerungszeit zur Aktivierung der Q(U)-Regelung muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt sein.

Das voreingestellte Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung ohne nähere Vorgabe des Netzbetreibers ist jedoch ein fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$.

Standardeinstellungen für die Zuschaltbedingungen

Die Bedingungen für eine automatische Netzzuschaltung sind nach Kapitel 5.5.2 zu konfigurieren. Die Wartezeit nach einer unbeabsichtigten Trennung aufgrund eines gestörten Betriebs der Stromerzeugungsanlage ist auf 60 s, die Wartezeit nach einer unbeabsichtigten Trennung aufgrund einer Netzstörung auf 300 s einzustellen.

Nicht regelbare Stromerzeugungsanlagen können bei Erfüllung der Zuschaltbedingungen nach einer randomisierten Zeit (zwischen 1 min bis 10 min) zuschalten.

Passwortschutz für netzbetriebliche Einstellwerte

Es ist sicherzustellen, dass die netzbetrieblichen Einstellwerte nicht durch unbefugte Benutzer verändert werden können. Dies kann beispielsweise durch einen geeigneten Passwortschutz erreicht werden. Das Passwort darf unbefugten Benutzern nicht zugänglich sein und dessen Sicherheit muss mindestens 5 Zahlen aufweisen (kein Standard-Passwort wie z.B. „123456“).

²⁹ Dies kann beispielsweise durch die Anmerkung „Einstellung TOR Erzeuger modifiziert“ oder durch die Hervorhebung der abweichend eingestellten Werte erfolgen.

A4. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

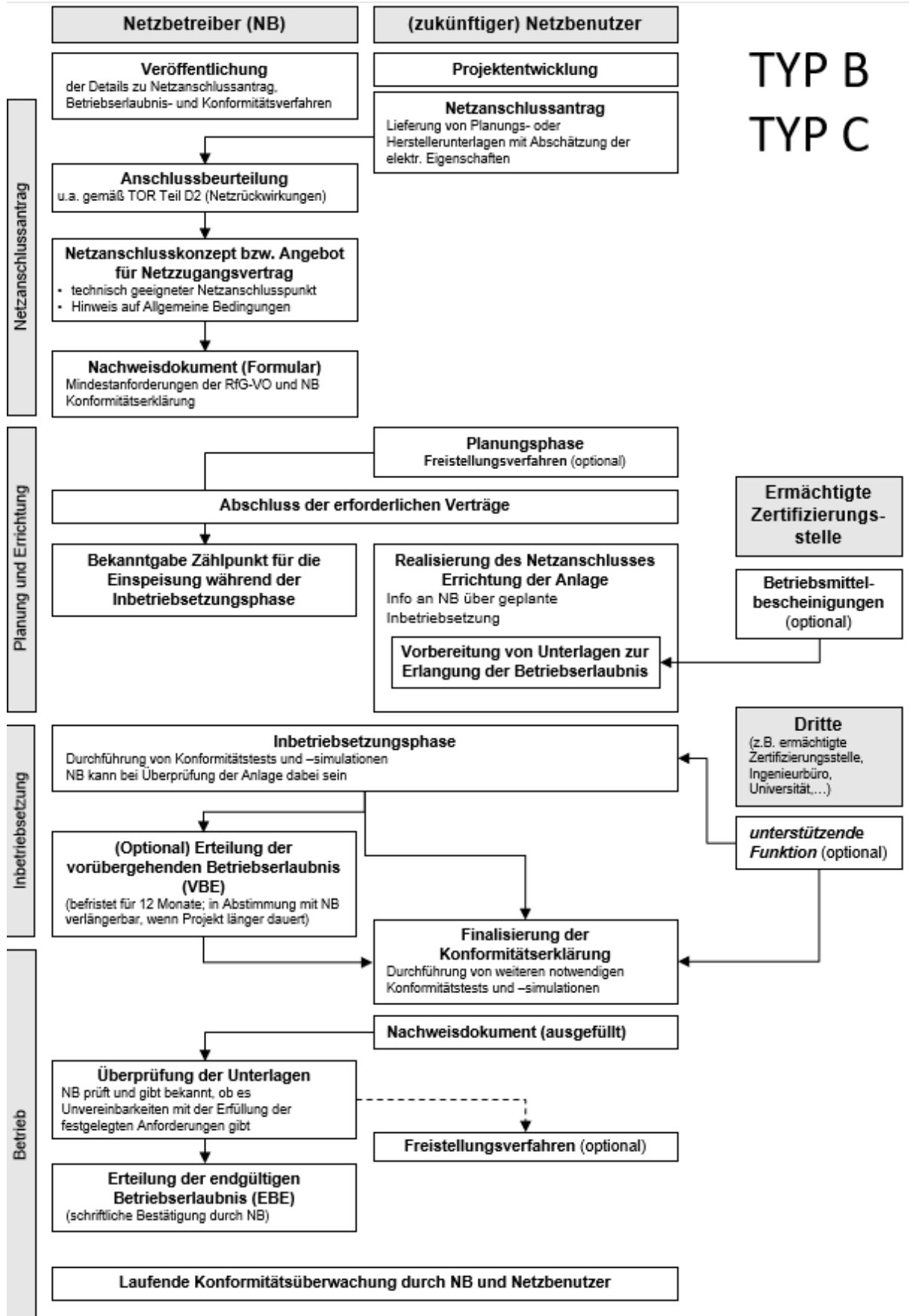


Abbildung 13: Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente

Vorlage für Netzbetreiber - Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs B zur Erlangung der vorübergehenden Betriebslaubnis (VBE)			
<p>Diese Vorlage enthält die harmonisierten Mindestanforderungen der österreichischen Netzbetreiber sowie die erforderlichen Nachweise (inkl. Konformitätserklärung) zur Erlangung der VBE für Stromerzeugungsanlagen des Typs B. Jeder Netzbetreiber veröffentlicht auf Basis dieser Vorlage eine detaillierte Liste der vom Netzbetreiber im Rahmen des Betreiberlaubnisverfahrens zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen.</p> <p>Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem Netzbetreiber fest, welche zusätzlich erforderlichen (projektspezifischen) Unterlagen zur Erlangung der VBE erforderlich sind.</p> <p>Hinweis: Der Netzbetreiber kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber bestimmte Konformitätstests- und Simulationen bereits im Zuge der Erlangung der VBE vorziehen.</p>			
Unterlagen zur Erlangung der VBE			
Mindestanforderungen	Beschreibung	Netzbetreiber	Netzbetreiber
		Erlедigt	Sachlich geprüft und in Ordnung
Angaben zu wesentlichen Änderungen gegenüber der Vorplanung	Wesentliche Änderungen gegenüber der Vorplanung umfassen beispielsweise: - Erhöhung der Einspeiseleistung - Änderungen der wesentlichen elektrischen Parameter der Stromerzeugungsanlage	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Detaillierte technische Daten der Stromerzeugungsanlage Datenblätter und Typenbezeichnungen (Generator, Transformator, Spannungsregler, Turbinenregler,...) Angaben hinsichtlich Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	Für die Vorlage der anlagenspezifischen Kennwerte und Informationen stellt der relevante Netzbetreiber dem Netzbetreiber ein geeignetes Formular für Stromerzeugungsanlagen zur Verfügung oder veröffentlicht dieses auf seiner Homepage.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Schnittstelle für Informationsaustausch und Regelbarkeit	Vorlage von Mess- und Prüfprotokollen (z.B. Prüfung des Datenumfangs gemäß Kommunikationskonzept)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Angaben zur Wirkleistungsreduzierung	Funktionsprüfung der Umsetzung der Vorgabewerte durch den relevanten Netzbetreiber	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Angaben zum Schutzkonzept und zu Schutzeinstellungen inkl. Sternpunktbehandlung	Funktionsprüfung der netzseitigen Schutzeinrichtungen (Netzentkopplungsschutz) Prüfung der Strom- und Spannungswandler	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung	Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung für Schutz-, Steuer- und Regelsysteme	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Angaben hinsichtlich Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	Detaillierte Angaben	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Projektspezifische Unterlagen zur Erlangung der VBE	Beschreibung	Netzbetreiber	Netzbetreiber
		Erlедigt	Sachlich geprüft und in Ordnung
Projektspezifische Unterlagen zur Erlangung der VBE	Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem Netzbetreiber fest, welche projektspezifischen Unterlagen zusätzlich zu den Mindestanforderungen zur Erlangung der VBE erforderlich sind.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Prüfung von projektspezifisch vereinbarten Einstellparametern (gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers)	Vorlage von Mess- und Prüfprotokollen	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Optionale Unterlagen	Beschreibung	Netzbetreiber	Netzbetreiber
		Erlедigt	Sachlich geprüft und in Ordnung
Angaben zu relevanten Betriebsmittelbescheinigungen (Einheiten- oder Komponentenzertifikate)	Für das Betreiberlaubnisverfahren für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage dürfen von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen verwendet werden.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Anmerkungen:			

Tabelle 11: Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs B zur Erlangung der vorübergehenden Betriebslaubnis (VBE)

Vorlage für Netzbetreiber - Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs B für die Erlangung der Betriebserlaubnis inkl. Konformitätserklärung

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 Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen.

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

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

Allgemeine Daten der Stromerzeugungsanlage		Angaben		Anmerkungen
Name und Anschrift des Netzbetreibers				
Auflistung der Einzelerzeugungsanlagen samt Anschrift				
	Anlage 01			Hersteller, Artikel-, Chargen-, Typen- oder Seriennummer
	Anlage 02			KG-Name
	Anlage X			Grst.Nr
Art der Primärenergiequelle				
Beschreibung Netzananschlusspunkt/Übergabepunkt/Eigentumsgränze				

Technische Daten	Technische Werte aus der Vorplanung		Tatsächliche Werte nach IBN		Abweichung nach IBN zu Vorgaben [%]
Netzananschlusspunkt					
maximale Scheinleistung am Netzananschlusspunkt		MVA		MVA	
maximale Wirkleistung am Netzananschlusspunkt		MW		MW	
cos Phi am Netzananschlusspunkt					
Nennspannung am Netzananschlusspunkt		kV		kV	
Leitungen / Kabel zwischen Stromerzeugungsanlagen und Netzananschlusspunkt					
Kabel-/Leitungstyp					
Leitermaterial					
Kabel-/Leitungsquerschnitt		mm ²		mm ²	
Kabel-/Leitungslänge		m		m	
Erzeugungsanlage					
maximale Scheinleistung der Erzeugungsanlage(n)		MVA		MVA	
maximale Wirkleistung der Erzeugungsanlage(n)		MW		MW	
cos Phi der Erzeugungsanlage(n)					
Generatormennspannung		kV		kV	
x ^d (bei Synchronmaschine)					
maximale Kurzschlussleistung SK ^a		MVA		MVA	
Generatoranlaufstrom (bei Asynchronmaschine)		A		A	
Anlauf der Asynchronmaschine über Netz					
Anlauf der Asynchronmaschine über Turbine					
Blindstromkompensation für Asynchronmaschine		MVA _r		MVA _r	
Schutzkonzept					
Betriebsweise					
Transformator					
Transformatorleistung		MVA		MVA	
Transformatorspannung OS		kV		kV	
Transformatorspannung US		kV		kV	
Schaltgruppe					
Kurzschlussleistung u _k		%		%	
Netz					
Nennspannung des Netzes		kV		kV	
max. +/- Abw. der Spannung		%		%	
Sternpunktbehandlung					
Max. Netz Kurzschlussleistung		MVA		MVA	
Min. Netz Kurzschlussleistung		MVA		MVA	

Anforderungen an die Erzeugungsanlage					
Schnittstelle zu Netzleitsystem für Informationsaustausch und Regelbarkeit	Fernwirkprotokoll (Art, Norm)				
	Datenverbindung (Technologie)				
	Übergabepunkt der Datenanbindung				
	Eigentumsgränze der Datenanbindung				
	Mindestverfügbarkeit		% p.a.		% p.a.
Parameter die durch den Netzbetreiber vorgegeben werden können müssen	Wirkleistungsreduktion				
	Blindleistung/Leistungsfaktor				
Informationen die gesichert an das Netzleitsystem zu übertragen sind	tatsächlicher Wert der Wirkleistungsabgabe		MVA		MVA
	tatsächlicher Wert der Blindleistungsabgabe		MVA _r		MVA _r
	Leistungsfaktor	0-1			
	Spannung		kV		kV
	Schalterstellungsmeldung				
Angaben zur Erfüllung der FRT-Fähigkeit	FRT-Grenzkurve (Spannungs-Zeit-Profil)	laut RIG-Anforderungsv			
	Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler		MVA		MVA
	Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler		MW		MW
	Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler		MVA		MVA
Frequenzgradienten-getriggerte Schutzfunktion:	Frequenzgradient bis zu dem die Verbindung mit dem Netz und der Betrieb aufrechtzuerhalten ist		Hz/s		Hz/s
Einstellwerte für den LFSM-O-Modus (frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenz)	Frequenzschwellwert für Beginn des LFSM-O Modus		Hz		Hz
	Einjustellende Statik		%		%
	Maximale Zeitverzögerung zur Aktivierung des LFSM-O Modus		sec.		sec.
	Anschwingzeit IA für eine Wirkleistungsreduktion von 50% P _{max}		sec.		sec.
	Einschwingzeit IE		sec.		sec.
Dynamische Blindstromstützung bei symmetrischen (dreiphasigen) Fehler - (nur nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen)	Funktion dynamische Blindstromstützung gefordert				
	Art, Zeitpunkt und Zeitbereich der Feststellung der Spannungsabweichung				
	tatsächlicher Wert der Blindstromstützung				
	Zeitpunkt der Bereitstellung nach Fehlereintritt				
	Genauigkeit der Blindstromstützung				
	Dauer der Blindstromstützung				
Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler (nur nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen)	Zeitpunkt des Beginnes der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe auf Grundlage des Spannungskriteriums				
	maximale zulässiger Zeitraum für die Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe				
	Höhe der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe				
	Genauigkeit der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe				
Vorgabe der Schutzsysteme und Schutzstellungen bei der sich die Erzeugungsanlage vom Netz trennen muss (Werte gelten am Übergabepunkt)	Einstellwert Unterspannung		%UN		%UN
	Einstellwert Spannungs-Verzögerungszeit		Sekunden		Sekunden
	Einstellwert Überspannung		%UN		%UN
	Einstellwert Überspannung - Verzögerungszeit		Sekunden		Sekunden
	Einstellwert Unterfrequenz		Hz		Hz
	Einstellwert Unterfrequenz - Auslösezeit		Sekunden		Sekunden
	Einstellwert Überfrequenz		Hz		Hz
Einstellwert Überfrequenz- Verzögerungszeit		Sekunden		Sekunden	
Konformitätserklärung					
Die Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung erfüllt am Netzanschlusspunkt 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 B.					
Beilagen:					
Vorzulegende Nachweise zu nachfolgenden Funktionen	bei synchronen Stromerzeugungsanlagen	bei nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen	Anmerkung		
LFSM-O	Ergebnisse des Konformitätstests oder der Konformitätssimulation	Ergebnisse des Konformitätstests oder der Konformitätssimulation			
FRT-Fähigkeit	Ergebnisse der Konformitätssimulation	Ergebnisse der Konformitätssimulation			
Dynamische Blindstromstützung	Ergebnisse der Konformitätssimulation	Ergebnisse der Konformitätssimulation			
Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler	Ergebnisse der Konformitätssimulation	Ergebnisse der Konformitätssimulation			
Alternativ dazu können auch Betriebsmittelbescheinigungen vorgelegt werden.					

Tabelle 12: Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs B zur Erlangung der Betriebserlaubnis

A6. Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen

Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen

Test des LFSM-O-Betriebes

(Zukünftige) Netzbenutzer testen die Konformität der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb von synchronen Stromerzeugungsanlagen.

Für den Test der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Fall eines starken Frequenzanstiegs im Netz zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten, wie Statik und Totband, und die dynamischen Parameter, einschließlich der Reaktion auf einen Frequenzsprung, sind zu überprüfen;
- b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen. Erforderlichenfalls werden unter Beachtung des Schemas der Regelungssysteme simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf den Drehzahl- und den Lastregler der Regelungssysteme aufgeschaltet.
- c) Der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:
 - i. die Testergebnisse erfüllen sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Kapitels 5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) und
 - ii. nach der Anpassung an den Frequenzsprung treten keine ungedämpften Leistungspendelungen auf.

Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Test des LFSM-O-Betriebes

(Zukünftige) Netzbenutzer testen die Konformität der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb von nicht-synchronen Stromerzeugungsanlagen. Tests des LFSM-O-Betriebs für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen berücksichtigen das vom relevanten Netzbetreiber gewählte Regelungssystem.

Für den Test der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage technisch in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe kontinuierlich anzupassen, um im Falle eines Frequenzanstiegs im Netz zur Frequenzregelung beizutragen. Die Regelparameter für das statische Betriebsverhalten, wie Statik und Totband, sowie die dynamischen Parameter sind zu überprüfen;
- b) für den Test werden unter Berücksichtigung der Einstellungen für Statik und Totband Frequenzsprünge und -rampen simuliert, die groß genug sind, um eine Änderung der Wirkleistungsabgabe um mindestens 10 % der Maximalkapazität auszulösen. Zur Durchführung dieses Tests werden simulierte Frequenzabweichungssignale gleichzeitig auf die Sollwerte der Regelungssysteme aufgeschaltet;
- c) der Test wird als erfolgreich erachtet, wenn die Testergebnisse sowohl für die dynamischen als auch für die statischen Parameter die Anforderungen des Kapitels 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ erfüllen.

Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen

Simulation der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb

Für die Simulation der Reaktionen im LFSM-O-Betrieb gelten folgende Anforderungen:

- a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ die Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenzen anzupassen;
- b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband anhand von Frequenzsprüngen und -rampen bei Überfrequenzen durchgeführt, bis die Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb erreicht ist;
- c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i. das Simulationsmodell der Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-O-Betrieb geprüft wurde;
 - ii. die Einhaltung der Anforderung in Kapitel 5.1.3 nachgewiesen wird.

Simulation der FRT-Fähigkeit

Für die Simulation der FRT-Fähigkeit von synchronen Stromerzeugungsanlagen gelten folgende Anforderungen:

- a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage unter den in Kapitel 5.2.1 FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen und Kapitel 8.2 „Allgemeine Bestimmungen für Konformitätstests und Konformitätssimulationen genannten Bedingungen in der Lage ist, einen Fehler zu durchfahren;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.1 FRT-Fähigkeit von Stromerzeugungsanlagen nachgewiesen wird.

Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler

Für die Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler unter den in Kapitel 5.2.2 „Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern“ genannten Bedingungen wiederherzustellen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.2 nachgewiesen wird.

Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Simulation des LFSM-O-Betriebs

Für die Simulation des LFSM-O-Betriebs gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit Kapitel 5.1.3 „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)“ bei Überfrequenzen die Wirkleistungsabgabe anzupassen;
- b) die Simulation wird unter Berücksichtigung der Einstellungen von Statik und Totband anhand von Frequenzsprüngen und -rampen bei Überfrequenzen durchgeführt, bis die Mindestleistung für den regelfähigen Betrieb erreicht ist;
- c) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn
 - i. das Simulationsmodell der nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage auf Übereinstimmung mit dem Konformitätstest für den LFSM-O-Betrieb geprüft wurde;

- ii. die Einhaltung der Anforderung in Kapitel 5.1.3 nachgewiesen wird.

Simulation der dynamischen Blindstromstützung

Für die Simulation der dynamischen Blindstromstützung gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, im Einklang mit den in Kapitel 5.2.2 „Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern“ genannten Bedingungen eine dynamische Blindstromstützung einzuspeisen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.2 nachgewiesen wird.

Für die Simulation der FRT-Fähigkeit von nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen des Typs B gelten folgende Anforderungen:

- a) Durch Simulation wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage unter den in Kapitel 5.2.1 „FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen“ genannten Bedingungen in der Lage ist, einen Fehler zu durchfahren;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.1 und Kapitel 8.2 „Konformitätstests und Konformitätssimulationen“ nachgewiesen wird.

Für die Simulation der Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler gelten folgende Anforderungen:

- a) Es wird nachgewiesen, dass die nichtsynchrone Stromerzeugungsanlage in der Lage ist, die Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler unter den in Kapitel 5.2.2 „Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern“ genannten Bedingungen wiederherzustellen;
- b) die Simulation wird als erfolgreich erachtet, wenn die Erfüllung der Anforderung in Kapitel 5.2.2 nachgewiesen wird.

A7. Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung

werden noch nachgereicht