Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

TOR Stromerzeugungsanlagen: Anschluss und Parallelbetrieb von Stromerzeugungsanlagen des Typs B

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

Version 1.4
gültig ab 01.06.2026

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	verantwortlich	Anmerkungen
1.0	11.7.2019	1.8.2019	E-Control	Ersatz von TOR D4 V2.3 sowie von TOR B V2.0 Kapitel 6 durch die nationale Umsetzung der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for Generators, RfG-VO)
1.1	12.12.2019	12.12.2019	E-Control	Richtigstellung Kap. 6.1.3: Entkupplungsstelle sichert Trennung vom Netz
1.2	11.04.2022	18.04.2022	E-Control	Korrektur der Verweise, Entfernung des Begriffs „Referenzspannung“ in Kapitel 1, Klarstellung der Basisspannung in der 380-kV-Ebene gemäß Art. 27 Abs. 3 SOGL, Präzisierung für Notstromsysteme, Richtigstellung Rückfallverhältnis, redaktionelle Änderungen
1.3	10.06.2024	01.07.2024	E-Control	Klarstellung der Leistungsbegriffe (Maximalkapazität und netzwirksame Leistung), Änderungen gemäß „Aktionsplan Netzanschluss“, Hinweis zur Gruppenfreistellung, Typ C und Typ D: Erweiterung in Kap. 5.3.3 Blindleistungskapazität gemäß Novelle der RfG Anforderungs-V (BGBl- II Nr. 271/2023); Typ A und Typ B: Erweiterungen in Kapitel 5.3.4, 6.3.1.1 und 6.3.1.2
1.4	01.06.2026	01.06.2026	E-Control	Redaktionelle Änderungen

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

Für den Inhalt verantwortlich:

Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)

Rudolfsplatz 13a

1010 Wien

Tel: +43 1 24724-0

E-Mail: tor@e-control.at

Inhaltsverzeichnis

Einleitung 6
1 Begriffe und Abkürzungen 8
2 Anwendungsbereich 9
2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen 9
2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen 9
2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen 10
2.4 Anwendung auf Speicher 11
2.5 Freistellung von Bestimmungen der RfG-VO bzw. der RfG Anforderungs-V 11
3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise 12
3.1 Bestimmungen und Vorschriften 12
3.2 Verweise auf andere Netzwerkkodizes 12
3.3 Normative Verweise 12
4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen 14
4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage 14
4.2 Netzanschlussantrag 14
4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept 15
4.4 Netzanschlussvertrag 16
5 Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz 17
5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung 17
5.1.1 Frequenzbereiche 17
5.1.2 Frequenzgradienten 17
5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O) 17
5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert 19
5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz 19
5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U) 20
5.1.7 Frequenzabhängiger Modus (Frequency Sensitive Mode, FSM) 20
5.1.8 Bereitstellung von synthetischer Schwungmasse 20
5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung 21
5.2.1 FRT-Fähigkeit (fault ride through) von Stromerzeugungsanlagen 21
5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern 22
5.2.3 Stabilität bei Netzpendelungen 24
5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung 24
5.3.1 Spannungsbereiche 24
5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz 24
5.3.3 Blindleistungskapazität 24
5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung 27

5.3.5 Spannungsregelung synchroner Stromerzeugungsanlagen 30
5.3.6 Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung 30
5.4 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement und Systemschutz 30
5.4.1 Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber 30
5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter 31
5.4.3 Systemschutz 31
5.5 Anforderungen hinsichtlich Synchronisierung und Netzwiederaufbau 31
5.5.1 Synchronisierungsvorrichtungen 31
5.5.2 Zuschaltbedingungen 32
5.5.3 Schwarzstartfähigkeit 32
5.5.4 Inselbetriebsfähigkeit 32
5.5.5 Schnelle Neusynchronisierung 33
5.6 Anforderungen hinsichtlich Datenaustausch 33
6 Ausführung der Anlage und Schutz 34
6.1 Primärtechnik 34
6.1.1 Anschlussanlage und Symmetrie 34
6.1.2 Schaltstelle 34
6.1.3 Entkupplungsstelle 34
6.1.4 Sternpunktbehandlung 34
6.2 Sekundärtechnik 35
6.2.1 Fernsteuerung bzw. fernwirktechnische Schnittstelle 35
6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation 35
6.2.3 Regelsysteme und -einstellungen 35
6.2.4 Messinstrumente 36
6.3 Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz 36
6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz 37
6.3.2 Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle 39
6.3.3 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz 40
6.3.4 Prüfklemmleiste 43
7 Betriebserlaubnisverfahren 44
8 Konformität 45
8.1 Konformitätsnachweis 45
8.2 Konformitätstests und Konformitätssimulationen 46
8.3 Konformitätsüberwachung 48
8.3.1 Verantwortung des Netzbenutzers 48
8.3.2 Aufgaben des relevanten Netzbetreibers 49
9 Betrieb 50

9.1 Allgemeines 50
9.2 Zugang zur Anschlussanlage 50
9.3 Bedienung vor Ort 50
9.4 Instandhaltung 51
9.5 Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz 51
10 Zählung 52
10.1 Allgemeines 52
10.2 Einrichtungen für Zählung und Messung 52
Anhang 53
A1. Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs 53
A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz 53
A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen 55
A4. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens 58
A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente 59
A6. Beschreibung der Konformitätstests und -simulationen 62
Konformitätstests für synchrone Stromerzeugungsanlagen 62
Konformitätstests für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen 62
Konformitätssimulationen für synchrone Stromerzeugungsanlagen 63
Konformitätssimulationen für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen 63
A7. Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle 64
A8. Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung 65

Einleitung

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

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

- abschließend festgelegte Anforderungen aus der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl L 112 vom 27.4.2016 Seite 1 (Requirements for Generators, RfG-VO) **[E7]**;
- 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. 95/2024) festgesetzt wurden **[N2]**;
- 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. 96/2024) bestimmt wurden **[N15]**;
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen Anforderungen für den Datenaustausch, BGBl. II Nr. 316/201 (SOGL Datenaustauch-V) **[N14]**;
- zusätzliche nationale Anforderungen auf Grundlage des § 22 Z 2 E-ControlG (TOR), welche auch einvernehmlich zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer abgeändert werden können.

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

[1] Netzzugangsverträge gemäß ElWG entsprechen dem Netzanschlussvertrag in diesem Teil der TOR.

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

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

Alle in diesem Dokument grau hervorgehobenen Absätze und Textpassagen sind keine TOR iSv § 22 Z 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.

Die in **[ ]** angeführten Verweise beziehen sich auf die Originalquellen und sind in den Quellenangaben der TOR Begriffe angeführt.

1 Begriffe und Abkürzungen

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

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

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

In diesem Teil der TOR werden folgende Abkürzungen verwendet:

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

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

2 Anwendungsbereich

2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich und Ausnahmen

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

Dieser Teil der TOR gilt für den Anschluss und Parallelbetrieb von neuen oder wesentlich geänderten bestehenden Stromerzeugungsanlagen 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 synchrones Netz (z.B. internes Netz eines Industrieunternehmens) oder an eine eigene Transformatorstation gelten die Bestimmungen dieses Teils der TOR sinngemäß.

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

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

- Stromerzeugungsanlagen, die als Notstromsysteme installiert wurden und weniger als fünf Minuten je Kalendermonat parallel zum Netz betrieben werden, wenn sich das Netz im Normalzustand befindet. Ein Netzparallelbetrieb dieser Stromerzeugungsanlage während der Wartung oder bei Inbetriebnahmeprüfungen wird nicht auf diese fünf Minuten angerechnet[6];
- Die Anforderungen für Notstromsysteme, welche über ihre Grundfunktionen hinaus kommerziell eingesetzt werden, sind vom relevanten Netzbetreiber im Rahmen dieses Teils der TOR festzuglegen.
- 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;

2.2 Wesentliche Änderung bestehender Stromerzeugungsanlagen

Geplante Änderungen einer Stromerzeugungsanlage, die die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage oder des Anschlusses der Anlage an das Netz betreffen und vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen, sind dem relevanten Netzbetreiber mitzuteilen 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

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

Anschlusses der Anlage an das Netz vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen und diese Änderung den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen kann.

Wesentliche Änderungen können z.B. sein:

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

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

Für diese erneuerten, verstärkten oder zugebauten Stromerzeugungseinheiten muss auch der Regler der gesamten Stromerzeugungsanlage (Anlagenregler bzw. Parkregler) die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen

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

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

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

2.3 Anwendung auf in Industrieanlagen integrierte KWK-Anlagen

Hinsichtlich Stromerzeugungsanlagen, die in die Netze von Industrieanlagen integriert sind, können die Netzbenutzer, die Netzbetreiber von Industrieanlagen und die relevanten Netzbetreiber, deren Netz mit dem Netz einer Industrieanlage verbunden ist die Bedingungen für eine Trennung dieser Stromerzeugungsanlagen zusammen mit den kritischen Lasten, die für die Sicherung der Produktionsprozesse erforderlich sind, vom Netz des relevanten Netzbetreibers vereinbaren. Die Ausübung dieses Rechts wird mit dem relevanten ÜNB abgestimmt.

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

a) Der Hauptzweck dieser Anlagen ist die Erzeugung von Wärme für Produktionsverfahren der betreffenden Industrieanlage;

b) Wärme- und Stromerzeugung sind untrennbar miteinander verbunden, d. h., jede Änderung der Wärmeerzeugung führt unweigerlich zu einer Änderung der Wirkleistungserzeugung und umgekehrt;

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

2.4 Anwendung auf Speicher

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

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 die Bestimmungen dieses Teils der TOR auch für elektrische Energiespeicher. Darüber hinaus sind spezielle Regelungen für elektrische Energiespeicher laut TOR Verteilernetzanschluss zu beachten.

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

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

Hinweis zur Freistellung gemäß Art. 63 der Verordnung (EU) 2016/631 – Gruppenfreistellung gemäß § 24a RfG Anforderungs-V:

E-Control hat auf Antrag der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber eine Gruppenfreistellung gemäß Art. 63 RfG-VO gewährt und diese im Rahmen des neugeschaffenen § 24a RfG Anforderungs-V umgesetzt.

Stromerzeugungsanlagen an einem Netzanschlusspunkt mit einer Spannung ≥ 110 kV gelten hinsichtlich der Anwendbarkeit der Anforderungen für den Netzanschluss als Stromerzeugungsanlagen

1. des Typs A im Sinne der Verordnung (EU) 2016/631 und der RfG Anforderungs-V, wenn sie eine Maximalkapazität (P_{max}) ≥ 0,8 kW und < 250 kW haben;
2. des Typs B im Sinne der Verordnung (EU) 2016/631 und der RfG Anforderungs-V, wenn sie eine Maximalkapazität (P_{max}) ≥ 250 kW und < 5 MW haben.

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

3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise

3.1 Bestimmungen und Vorschriften

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

- Elektrotechnikgesetz 1992 (ETG 1992) **[N6]**;
- Elektrotechnikverordnung 2020 mit allen darin enthaltenen Normen (ETV 2020) **[N11]**;
- Elektroschutzverordnung 2012 (ESV 2012);
- Elektromagnetische Verträglichkeitsverordnung 2015 (EMV-V 2015) **[N12]**;
- Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG)
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010) **[N4]**;
- Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994) **[N5];**
- ArbeitnehmerInnenschutzgesetz 1994 (ASG 1994);

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

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

3.2 Verweise auf andere Netzwerkkodizes

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

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

3.3 Normative Verweise

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

- OVE EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ **[5]**
- ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 „Betrieb von elektrischen Anlagen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen“ **[18]**
- 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“

- OVE 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“ **[12]**
- OVE EN 61000-4-30 „Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) -- Teil 4-30: Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität“ **[10]**
- OVE E 8101 „Elektrische Niederspannungsanlagen“
- EN 50549-1 “Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 1: Anschluss an das Niederspannungsverteilnetz bis einschließlich Typ B“
- EN 50549-2 “Anforderungen für zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehene Erzeugungsanlagen – Teil 2: Anschluss an das Mittelspannungsverteilnetz bis einschließlich Typ B”
- OVE-Richtlinie R 20 „Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Festanschluss an das Niederspannungsnetz“
- OVE-Richtlinie R 25:2020-03-01 „Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten (Generatoren) vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb an Niederspannungs-Verteilernetzen“
- VDE-AR-N 4105 „Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“
- DIN VDE V 0124-100 „Niederspannung – Prüfanforderungen an Erzeugungseinheiten vorgesehen zum Anschluss und Parallelbetrieb am Niederspannungsnetz“

4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen

4.1 Bestimmung der Maximalkapazität der Stromerzeugungsanlage

Basis für die an eine Stromerzeugungsanlage gestellten Anforderungen im Rahmen dieses Teils der TOR ist u.a. ihre Maximalkapazität P_{max}. Diese entspricht im Normalfall der Netto-Engpassleistung bzw. der Bemessungsleistung (Nennleistung)[7] der Stromerzeugungsanlage.

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

Bei einer Kombination von einer oder mehreren Stromerzeugungseinheiten bzw. elektrischen Energiespeichern ist diese immer in ihrer Gesamtwirkung zu betrachten: Die Maximalkapazität entspricht im Normalfall der maximalen Netto-Engpassleistung bzw. der maximalen Bemessungsleistung der Gesamtanordnung.

Die netzwirksame Leistung ist die im Vertrag über Netzzutritt und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt, welche die Gesamtanordnung der Anlage des Netzbenutzers, die aus Kombinationen von Stromerzeugungsanlagen, Verbrauchsanlagen und elektrischen Energiespeichern bestehen kann, sowie das vom Netzbenutzer vorgesehene Regel- und Betriebskonzept bzw. Energiemanagementsystem, berücksichtigt.[8]

Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer (Netzbenutzer) mit Anschluss auf einem Verknüpfungspunkt, die keine gemeinsame wirtschaftliche Einheit bilden, sind grundsätzlich bei der Typeinteilung gemäß RfG Schwellenwert-V unabhängig zu betrachten.[9]

Zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs kann der relevante Netzbetreiber Betriebsmittel zur Beobachtbarkeit auf eigene Kosten in den Anlage(n) der Netzbenutzer installieren. Der Betrieb der Anlage(n) darf nicht beeinträchtigt werden. Dafür ist eine Abstimmung zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber erforderlich.

4.2 Netzanschlussantrag

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

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

- Name, Anschrift und Kontaktinformationen des Netzbenutzers sowie Anschrift bzw. örtliche Lage der anzuschließenden Anlage;
- gewünschter Beginn der Einspeisung und Abnehmer;
- Netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt, Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage; bei Photovoltaikanlagen zusätzlich die Modulspitzenleistung;
- Anlagen- und Betriebsart (z.B. Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraftwerk, Erdgas-BHKW, Voll- oder Überschusseinspeisung)
- Prognostizierte Jahresenergiemenge in kWh

[7] Ist nur die Nennscheinleistung S_n gegeben, so ist über $P_n = S_n \cos \varphi_{max}$ umzurechnen, wobei $\cos \varphi_{max}$ der gemäß Betriebskonzept maximal mögliche Verschiebungsfaktor (in der Regel 1) ist.
[8] Die netzwirksame Leistung ist für die Einordnung der Größenklasse irrelevant. Aus der Sicht des Gesamtsystems ist die Maximalkapazität jene Größe, die das System beeinflusst.
[9] Gezielte eigentumsrechtliche Entflechtungen von Stromerzeugungsanlagen mit einem gemeinsamen Verknüpfungspunkt dürfen die Typeinteilung gemäß RfG Schwellenwert-V und die entsprechenden Anforderungen dieses Teils der TOR jedenfalls nicht einschränken.

- bei gemeinschaftlichen Stromerzeugungsanlagen sind die Informationen gem. ElWOG 2010 (§ 16a etc.) bzw. ElWG zu übermitteln;
- geplante Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage;

Projektpläne und technische Unterlagen, je nach Anforderung des Netzbetreibers und sofern zu diesem Zeitpunkt bereits verfügbar, z. B.:

- einpolige Darstellung der elektrischen Einrichtungen und Angaben über die technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel;
- Nennstrom der Stromerzeugungsanlage oder Nennscheinleistung;
- Maximalstrom im Kurzschlussfall (Kurzschlussstrombeitrag[10]);
- 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 ein Anschlusskonzept (Anschlusszusage) oder ein Angebot für den Netzanschluss.

Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;
- den technisch geeigneten Anschlusspunkt (Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung[11];
- den Netzanschlusspunkt (Übergabestelle);
- die Maximalkapazität P_{max};
- die netzwirksame Leistung am Netzanschlusspunkt;
- den Verknüpfungspunkt und die zulässigen Netzrückwirkungen 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 sowie den für das ordnungsgemäße Funktionieren der Schutzeinrichtungen erforderlichen Kurzschlussstrombeitrag der Stromerzeugungsanlage;
- 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, ggf. der netzwirksamen Leistung und

[10] Durch den Betrieb einer Stromerzeugungsanlage wird der Netzkurzschlussstrom, insbesondere in der Umgebung des Netzanschlusspunktes, um den Kurzschlussstrom der Stromerzeugungsanlage erhöht. Eine ausreichende Kurzschlussleistung ist Basis für einen sicheren Netzbetrieb (Stabilität) und für ein sicheres Funktionieren der Schutzeinrichtungen und maßgeblich für die Dämpfung von Netzrückwirkungen. Alle Stromerzeugungsanlagen haben zur ausreichenden Sicherstellung der Kurzschlussleistung im Netz einen solidarischen Beitrag zu leisten.

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

der mit dem zukünftigen Netzbenutzer abgestimmten Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage vom Netzbetreiber festgelegt. Damit soll unter anderem sichergestellt werden, dass die Stromerzeugungsanlage keine unzulässigen Netzrückwirkungen verursacht.

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

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

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

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

4.4 Netzanschlussvertrag

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

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

- Betriebsweise der Stromerzeugungsanlage;
- Angaben zur notwendigen Mess-, Zähl- und Informationstechnik bzw. Kommunikationsschnittstellen;
- Schutzkonzept;
- Angaben zur Sternpunktbehandlung;
- Leistungsvorgabe durch den Netzbetreiber und Angaben zur fernwirktechnischen Schnittstelle;
- Einbindung in das Konzept der Spannungsregelung;
- Beteiligung an der Erbringung von Systemdienstleistungen im Sinne der ER-VO;
- Beteiligung an frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen zur Vermeidung oder Begrenzung von Großstörungen bzw. zur Verminderung ihrer Auswirkungen;

Die im Netzanschlussvertrag vereinbarte Maximalkapazität P_{max} und die netzwirksame Leistung 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[12]
49,0 Hz – 51,0 Hz	unbegrenzt
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 Minuten

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

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

5.1.2 Frequenzgradienten

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

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

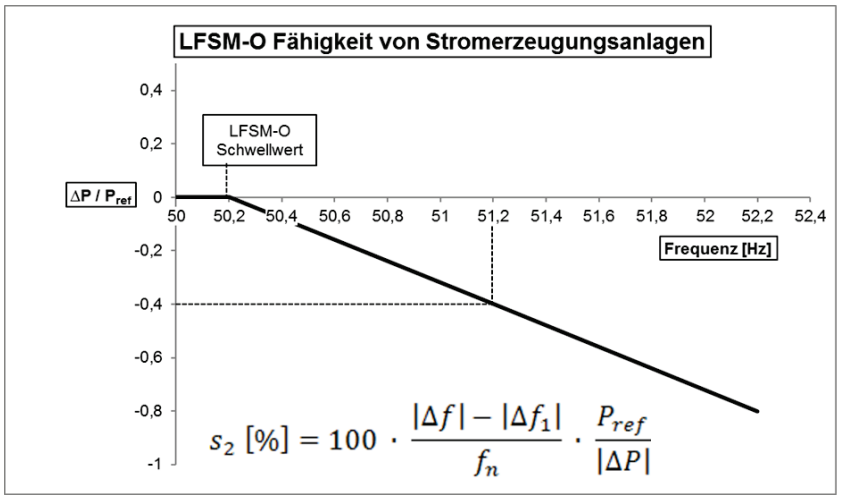
Die Parametrierung des Netzausfallschutzes (Generatorschutz oder Netzentkupplungsschutz) mit dem Frequenzgradienten wird vom relevanten Netzbetreiber in Abstimmung mit dem relevanten ÜNB bestimmt.

5.1.3 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz (LFSM-O)

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$T_E \leq 20$ s

$T_{Verzögerung} << T_A$

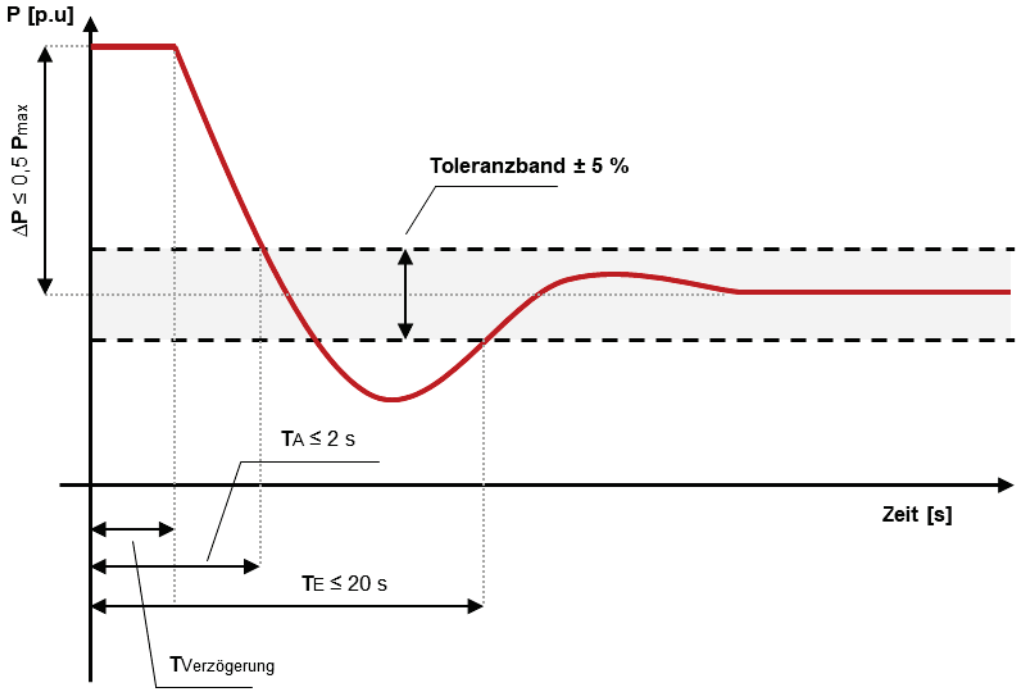


Abbildung 2: Beispiel für Anschwing- und Einschwingzeiten nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen im LFSM-O-Modus

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

Für die LFSM-O-Anforderung an elektrische Energiespeicher wird auf die TOR Verteilernetzanschluss verwiesen.

5.1.4 Wirkleistungsabgabe gemäß Sollwert

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

5.1.5 Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

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

- bis 49,5 Hz: 0 %;
- unterhalb von 49,5 Hz: Verringerung um je 10 % der Maximalkapazität bei 50 Hz je Hz Frequenzabfall.

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

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

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

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

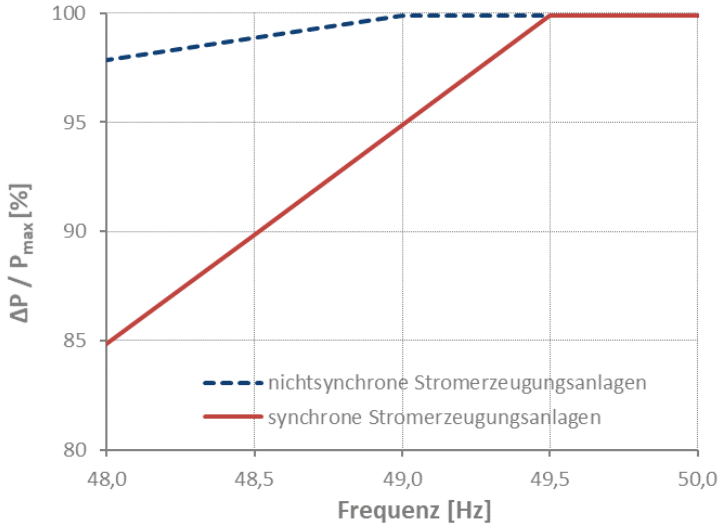


Abbildung 3: Zulässige Verringerung der maximalen Wirkleistungsabgabe bei abnehmender Frequenz

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

5.1.6 Wirkleistungserhöhung bei Unterfrequenz (LFSM-U)

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

Für die LFSM-U-Anforderung an elektrische Energiespeicher wird auf die TOR Verteilernetzanschluss verwiesen.

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 ist nicht verpflichtend, kann aber zwischen dem Netzbenutzer 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 Übertragungs- oder im Verteilnetz) 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 durchfahrene Fehler die thermischen Auslegungsgrenzen überschritten werden, darf sich die Stromerzeugungsanlage vom Netz entkuppeln.

Die Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler dürfen die FRT-Fähigkeit nicht gefährden; unbeschadet dessen ist der Unterspannungsschutz (entweder FRT-Fähigkeit oder festgelegte Mindestspannung 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 11 in Kapitel 8.2 „Konformitätstests und Konformitätssimulationen“ zu berücksichtigen.

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

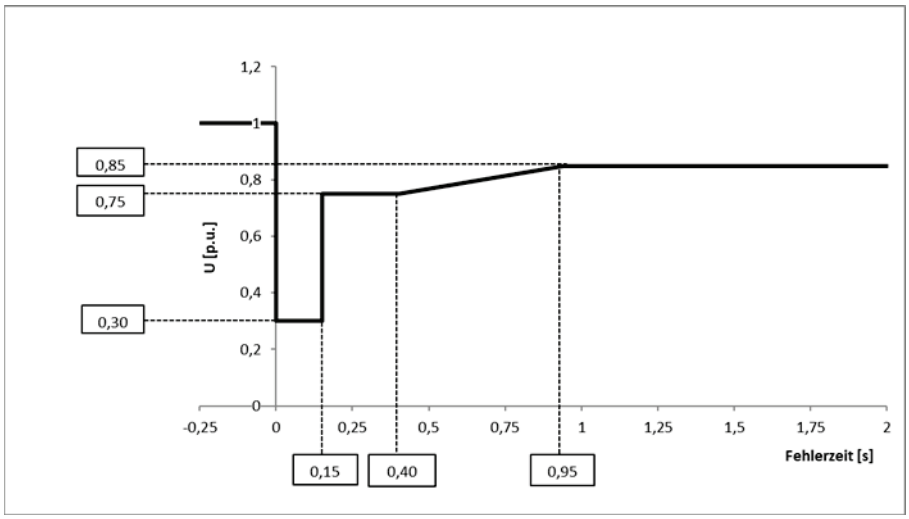


Abbildung 4: FRT-Profil synchroner Stromerzeugungsanlagen

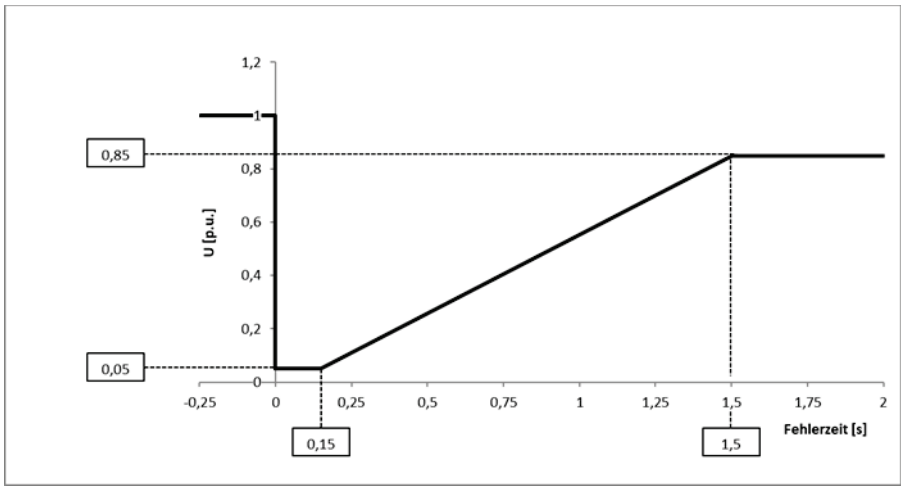


Abbildung 5: FRT-Profil nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen

Für elektrische Energiespeicher gelten diese Anforderungen auch im Bezugsmodus (siehe TOR Verteilernetzanschluss).

5.2.2 Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung während und nach Netzfehlern

5.2.2.1 Verhalten im Fehlerfall

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

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

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

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

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

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

- Bei Fehlerbeginn (Auftreten einer sprunghaften Spannungsänderung[13] 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 $\Delta u_{1,2}$[14] und einem Verstärkungsfaktor k, welcher vom relevanten Netzbetreiber unter Berücksichtigung der wesentlichen Impedanzen zwischen der oder den Stromerzeugungseinheit(en) der nichtsynchronen Stromerzeugungsanlage und dem Netzanschlusspunkt vorgegeben wird. Sofern der relevante Netzbetreiber keine anderwärtige Vorgabe für den Verstärkungsfaktor k macht, ist ein Wert $k = 2$ zu wählen.

  Für nachfolgende Formel wird das Verbraucher-Zählpfeilsystem verwendet.

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

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

  Δi_{B1}...zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem

  Δi_{B2}...zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem

  Δu_1... Änderung der Mitsystemspannung

  Δu_2... Änderung der Gegensystemspannung

  k...Verstärkungsfaktor ($2 \leq k \leq 6$), einstellbar in Schritten von 0,5 (ausgenommen Stromerzeugungsanlagen mit direkt gekoppelten Asynchrongeneratoren bei asymmetrischen Fehlern);

Nach Fehlerende[15] 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.

[13] 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 ohne Amplitudenänderung führen nicht zu Spannungsänderungen im Mit-/Gegensystem, bzw. das Mit-/Gegensystem ist bei Unstetigkeiten nicht definiert

[14] Die Spannungsabweichung $\Delta u_{1,2}$ besitzt im Falle eines Spannungseinbruchs (Unterspannung) ein negatives Vorzeichen.

[15] Zeitpunkt des Wiedereintritts der Netzspannung nach Fehlerklärung in das zulässige Spannungsband gem. OVE EN 50160

5.2.2.2 Wiederaufnahme der Leistungsabgabe 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

Diesbezüglich sind keine Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen vorgesehen.

5.3 Anforderungen hinsichtlich statischer Spannungshaltung

5.3.1 Spannungsbereiche

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

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

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

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

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

5.3.2 Trennung der Stromerzeugungsanlage vom Netz

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

5.3.3 Blindleistungskapazität

Die Anforderungen an die Blindleistungskapazität gelten 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 Erzeugerzählpfeilsystem EZS[16] verwendet.

5.3.3.1 Blindleistungskapazität bei Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

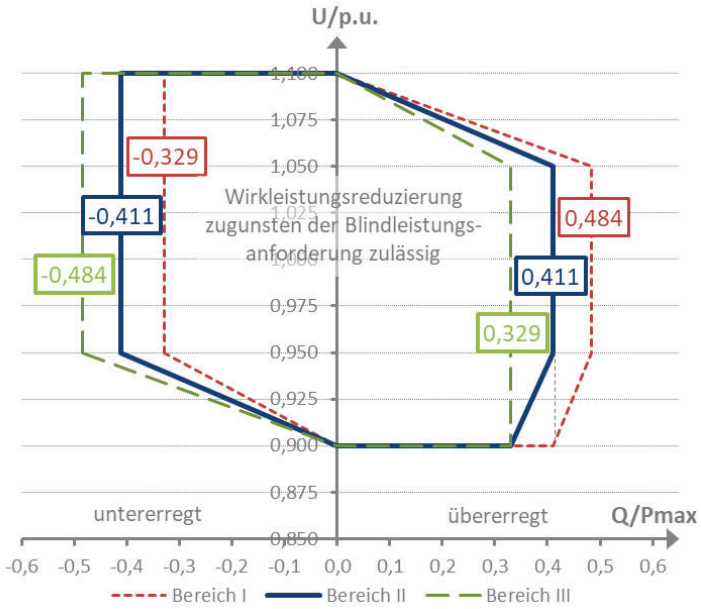


Abbildung 6: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen bei Maximalkapazität

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.

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 nichtsynchroner 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.

[16] 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

5.3.3.2 Blindleistungskapazität unterhalb der Nennscheinleistung bzw. Maximalkapazität

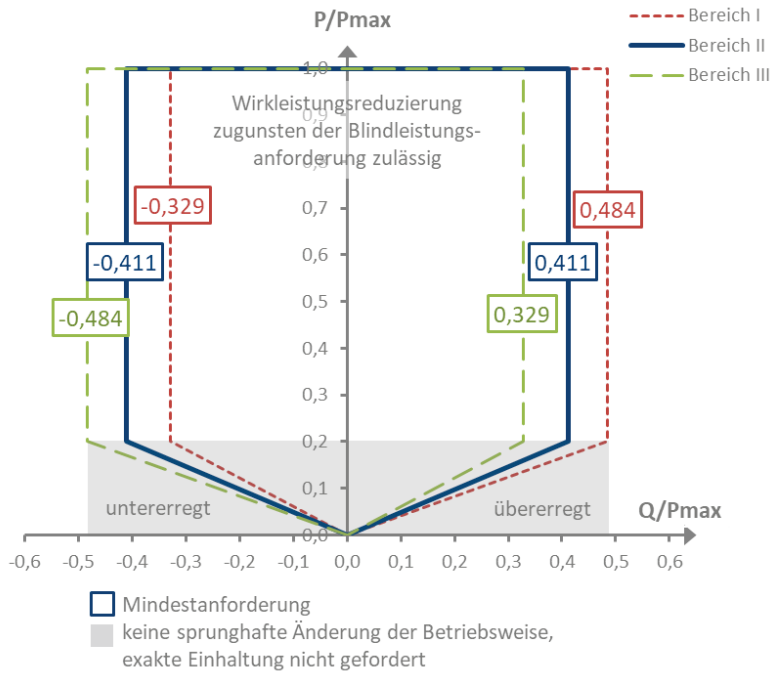


Abbildung 7: Blindleistungsbereiche synchroner und nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen unterhalb der Maximalkapazität

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).

Ist in diesem Arbeitsbereich bei Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz ein minimaler Verschiebungsfaktor *cos φ* einstellbar, so ist *cos φ* = 0,4 zu wählen.[17]

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

<u>Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf MS-Ebene</u>

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.

<u>Stromerzeugungsanlagen mit Kompensationsbedarf</u>

[17] entspricht der blauen Linie in Abbildung 7 im Leistungsbereich $P < 0{,}2\ P_{max}$

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 Netzrückwirkungsrelevante elektrische Betriebsmittel) sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

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

Bei stark schwankendem Blindleistungsbedarf der Stromerzeugungsanlage muss die Blindleistungskompensation entsprechend geregelt werden. Eine Überkompensation ohne Vorgabe durch den Netzbetreiber ist zu vermeiden. Zur Vermeidung von Resonanzen und von unzulässigen Rückwirkungen auf Tonfrequenz- Rundsteueranlagen des Netzbetreibers können zusätzliche Maßnahmen (z.B. eine Verdrosselung der Kompensationskondensatoren) erforderlich sein. Art und Umfang solcher Maßnahmen sind in den TOR Netzgebundene Steuersignal- und Datenübertragung 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 φ fix;
- Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie *cos φ (P)*;
- Blindleistungs-/Spannungskennlinie *Q (U)*;
- feste Blindleistung *Q* fix[18].

Unter folgenden Voraussetzungen kann seitens des relevanten Netzbetreibers der Abgriff der erforderlichen Messwerte für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung bei Anlagen auf den Netzebenen 5 und 6 auf der Mittelspannungsseite gefordert werden[19]:

- Es ist eine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summe der Engpassleistungen aller Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt (bzw. Übergabestelle) im Mittelspannungsnetz einspeisen, ist > 100 kVA. In diesem Fall ist ein Park- und Anlagenregler erforderlich.
- Es ist keine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summe der Engpassleistungen aller Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt (bzw. Übergabestelle) im Mittelspannungsnetz einspeisen, ist > 400 kVA. In diesem Fall ist ein Park- und Anlagenregler erforderlich.

[18] Ist nur in regional begründeten Fällen und in vollem Ausmaß unterhalb der Maximalkapazität zeitlich eingeschränkt vorgesehen.
[19] Sollte diese Anforderung zu einem unverhältnismäßigen Aufwand führen, kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber von dieser Forderung bis 400 kVA abgewichen werden.

Bei allen anderen Anlagen auf den Netzebenen 5 und 6 kann die Messung für das Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung auf Niederspannungsseite umgesetzt werden, jedoch müssen folgende Anforderungen sichergestellt sein:

- Der Messabgriff soll in der Netzebene 5 auf der Niederspannungsseite in der zugehörigen Niederspannungs-Hauptverteilung und bei Netzebene 6 bei der Verrechnungsmessung erfolgen.
- Die Transformatorstufenstellung (Übersetzungsverhältnis) muss vertraglich festgelegt sein (z.B. in einer Betriebsführungsvereinbarung), damit die Einstellwerte des Verfahrens zur Blindleistungsbereitstellung auf die Mittelspannung referenziert werden können.

Der Netzbetreiber kann feste Werte im Rahmen einer zeitlichen Staffelung vorschreiben, wobei deren Parametrierung zwischen dem Netzbenutzer und dem Netzbetreiber vereinbart wird.

Der Netzbetreiber kann in begründeten Fällen auch vordefinierte Sollwerte im Verhältnis zur maximalen Blindleistung im über- und untererregten Bereich an einer fernwirktechnischen Schnittstelle gemäß Punkt 6.2.1 vorgeben. Diese Sollwerte werden vom Netzbetreiber in entsprechenden Stufen (z.B. 100 %, 60 %, 30 % und 0 %) definiert.

Bei Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität ≥ 1 MW kann der Netzbetreiber in begründeten Fällen auch feste 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* φ = 1 und eine feste Blindleistung *Q* fix = 0.

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

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

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

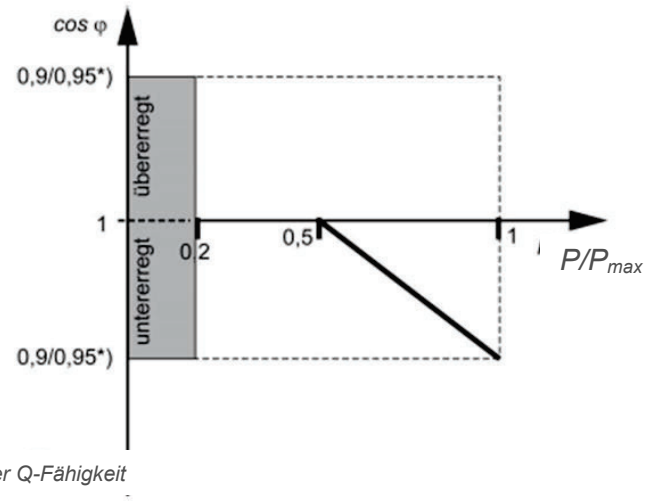


Abbildung 8: Verschiebungsfaktor-/Wirkleistungskennlinie cos φ(P) im Niederspannungsnetz

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

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

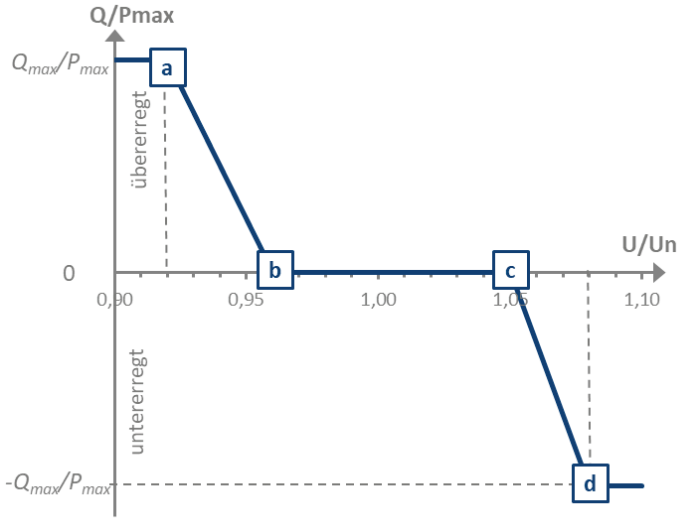


Abbildung 9: Blindleistungs-/Spannungskennlinie Q(U) im Niederspannungsnetz

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

Folgende Standardeinstellung der vier Stützpunkte wird empfohlen:

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

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

Beim Verfahren der Blindleistungsregelung *Q(U)* müssen die Stützpunkte (minimal 4) der *Q(U)*-Kennlinie frei in der Blindleistung und der Spannung im Bereich gemäß Kapitel 5.3.3.1 parametrierbar sein (Schrittweite ≤ 1 % *Un*). Sofern nicht jede Phase einzeln geregelt wird, ist symmetrisch auf die höchste Phasenspannung[20] zu regeln. Für *P* und *Q* muss bei der Einstellung dasselbe Zählpfeilsystem gelten.

Die Dynamik der *Q(U)*-Regelung entspricht einem Filter erster Ordnung (*PT1*-Glied), mit einer konfigurierbaren Zeitkonstante[21] zwischen 3 s und 60 s, wobei standardmäßig eine Zeitkonstante von 5 s eingestellt werden muss. Innerhalb der dreifachen Zeitkonstante muss mindestens 95 % eines neuen Sollwerts erreicht werden.

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.

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

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.

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.

Abhängig vom eingesetzten Primärenergieträger und von der Stromerzeugungstechnologie können zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer abweichende Werte für die Zeiträume zur Erreichung des Sollwerts der Wirkleistungsabgabe vereinbart werden.

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

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

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

- bei einem drohenden oder bereits eingetretenen Netzzusammenbruch;
- bei Durchführung betriebsnotwendiger Arbeiten im Netz.

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

5.4.2 Simulationsmodelle und Simulationsparameter

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 nach Maßgabe des Punktes 8.1 „Konformitätsnachweis“ 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;
- Umrichter (für nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen).

5.4.3 Systemschutz

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

Stromerzeugungsanlagen müssen in der Lage sein, ein spannungsstützendes Verfahren anzuwenden:

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

Die entsprechenden Einstellparameter sowie die betrieblichen Anforderungen sind 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 angegebenen Frequenzbereiche synchronisiert werden können.

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

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

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

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

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

5.5.2 Zuschaltbedingungen

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 Netzrückwirkungen).

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

i. 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;

ii. 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 (Anhang A1).. 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 (netzseitige) Anschlussanlage ist die physische Verbindung der Anlage eines Netzbenutzers mit dem Netzsystem. Sie beginnt am technisch geeigneten Anschlusspunkt (Netzzutrittspunkt) und endet an der im Netzanschlussvertrag vereinbarten Eigentumsgrenze. Der Netzbetreiber ist für die betriebsbereite Erstellung, Änderung und Erweiterung der Anschlussanlage, der Netzbenutzer für die nach der Eigentumsgrenze befindlichen Anlagenteile verantwortlich.

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 Entkupplungsstelle identisch sein.

6.1.3 Entkupplungsstelle

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

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

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

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

Die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle muss mindestens Lastschaltvermögen haben und für die maximal abzuschaltende Kurzschlussleistung[22] ausgelegt sein.

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

Die Funktion der Schaltgeräte der Entkupplungsstelle muss überprüfbar sein.

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.

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

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.[23]

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

6.2.1.2 Stromerzeugungsanlagen mit P_{max} ≥ 1 MW

Die fernwirktechnische Schnittstelle zur Wirkleistungsvorgabe nach Kapitel 5.4.1, zur allfälligen Blindleistungsvorgabe nach Kapitel 5.3.4 und zur Übermittlung von Echtzeitdaten nach Kapitel 5.6 ist mit einem gängigen Kommunikationsstandard (z.B. IEC 60870-5-101 oder IEC 60870-5-104, Modbus RTU/TCP, Online-Sollwertvorgabe) nach Wahl des relevanten Netzbetreibers im Netzanschlussvertrag, auszustatten.

6.2.2 Backup-Systeme für Kommunikation

Stromerzeugungsanlagen mit Online-Sollwertvorgabe müssen Kommunikationssysteme mit Backup-Stromversorgungsquellen aufweisen, um mindestens 30 Minuten lang erforderliche 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 Netzbenutzer abgestimmt und vereinbart;
ii. alle Änderungen an den unter Ziffer i genannten Systemen und Einstellungen der verschiedenen Regelungseinrichtungen der Stromerzeugungsanlage werden zwischen dem rele-

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

vanten ÜNB, dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer abgestimmt und vereinbart, insbesondere wenn sie in den in Ziffer i genannten Umständen angewandt werden.

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

Falls die tatsächlichen eingestellten Werte von den empfohlenen Standardeinstellungen abweichen, sollte dies am Gerät gekennzeichnet werden bzw. am Display oder beim Auslesen der Einstellungen (z.B. über eine Schnittstelle) ersichtlich sein.[24]

6.2.4 Messinstrumente

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

6.3 Schutzeinrichtungen und Netzentkupplungsschutz

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

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

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

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

Schutzsysteme können die folgenden Aspekte umfassen:

- externe und interne Kurzschlüsse
- unsymmetrische Lasten (negative Phasenfolge)
- Stator- und Rotor-Überlast
- Über-/Untererregung
- Über-/Unterspannung am Netzanschlusspunkt
- Über-/Unterspannung an den Klemmen des Umrichters (Generators)

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

- 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. Dabei ist auch die Möglichkeit von Schutz- und Schalterversagern zu berücksichtigen.

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

Signifikanten 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 ein eigenes elektrisches Betriebsmittel vorzusehen.

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

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

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

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

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

Die Schutzfunktionen müssen durch Vorgabe analoger Größen (Strom, Spannung) überprüfbar sein.

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

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

Ersatzstromversorgungsanlagen, die in eine netzgespeiste Verbraucheranlage einspeisen können und nicht für den 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.

6.3.1.1 Abgriff der Messspannung für den Netzentkupplungsschutz

Unter folgenden Voraussetzungen kann seitens des relevanten Netzbetreibers der Abgriff der Messspannung für den Netzentkupplungsschutz bei Anlagen auf den Netzebenen 5 und 6 auf der Mittelspannungsseite gefordert werden [25]:

- Es ist eine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summe der Engpassleistungen aller Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt (bzw. Übergabestelle im Mittelspannungsnetz einspeisen, ist > 100 kVA.
- Es ist keine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summe der Engpassleistungen aller Stromerzeugungsanlagen, die gemeinsam an einem Netzanschlusspunkt (bzw. Übergabestelle) im Mittelspannungsnetz einspeisen, ist > 400 kVA.

Bei allen anderen Anlagen auf den Netzebenen 5 und 6 kann der Messabgriff für den Netzentkupplungsschutz auf der Niederspannungsseite umgesetzt werden, jedoch müssen folgende Anforderungen sichergestellt sein:

[25] Sollte diese Anforderung zu einem unverhältnismäßigen Aufwand führen, kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber von dieser Forderung bis 400 kVA abgewichen werden.

- Der Messabgriff soll in der Netzebene 5 auf der Niederspannungsseite in der zugehörigen Niederspannungs-Hauptverteilung und bei Netzebene 6 bei der Verrechnungsmessung erfolgen.
- Die Einsatzbedingung in Bezug auf Netzrückwirkungen und EMV-Umgebung dürfen die Messspannung für das Schutzrelais des zentralen Netzentkupplungsschutzes nicht beeinflussen.
- Es dürfen nur Schutzrelais eingesetzt werden, welche für die vorherrschende EMV-Umgebung in Bezug auf Störaussendungen und Störfestigkeit gemäß EMV-Richtlinie 2014/30/EU bzw. der daraus resultierenden nationalen Umsetzung entsprechen.
- Die Transformatorstufenstellung (Übersetzungsverhältnis) muss vertraglich festgelegt sein (z.B. in einer Betriebsführungsvereinbarung), damit die Einstellwerte des Netzentkupplungsschutzes auf die Mittelspannung referenziert werden können.

6.3.1.2 Schutzauslösung über Kommunikationsverbindungen

Eine kommunikationsbasierte Auslösung (Übertragung des Auslösekommandos von der Schutzeinrichtung zur Entkupplungsstelle) ist grundsätzlich zulässig, wenn diese entsprechend den Anforderungen an Schutzsignalübertragungen erfolgt. Hierbei ist im Wesentlichen sicherzustellen, dass die Gesamtauslösezeit der einzelnen Schutzfunktionen einschließlich der Signallaufzeit und der Eigenzeit des Schaltgeräts in der Entkupplungsstelle maximal 200 ms beträgt. Zusätzlich muss sichergestellt sein, dass die kommunikationsbasierte Auslösekette funktionsüberwacht ist. Unter funktionsüberwacht ist eine geeignete Überwachung anzusehen, die den funktionellen Ausfall der Signalübertragung erkennt und bei einem Ausfall, der länger als 4 Sekunden dauert, oder bei einer Häufung von mehreren kürzeren Ausfällen die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle (Kuppelschalter) unverzögert auslöst. Bei kommunikationsbasierten Auslösekreisen über IP-Netzwerke ist ergänzend auf Wechselwirkungen (z.B. parallele Dienste) und auf die Informationssicherheit zu achten. Diesbezügliche Kommunikationsverbindungen sind vorzugsweise physisch, aber zumindest logisch (VLAN) getrennt auszuführen. Generell muss die Schutzsignalübertragung auch den FRT-Anforderungen gemäß diesem Teil der TOR entsprechen.

6.3.2 Schutzfunktionen der Schutzeinrichtung für die Entkupplungsstelle

6.3.2.1 Spannungsschutzfunktionen

Die Spannungsschutzfunktionen müssen im Bereich von 45 Hz bis 55 Hz die Genauigkeit von ≤ 1 % erfüllen und dreiphasig mit einstellbarer Auslöseverzögerung ausgeführt werden.

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

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

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

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

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

6.3.2.2 Frequenzschutzfunktionen

Der Frequenzschutz muss mindestens im Bereich von 0,7 U_n bis 1,3 U_n spannungsunabhängig sein. Die Messzeit muss kürzer als 100 ms sein, eine etwaige Zeitverzögerung muss auf "unverzögert" eingestellt werden können. Die Ansprechwerte müssen mit einer Stufung von ≤ 0,2 Hz einstellbar sein und die Messgenauigkeit muss ≤ 50 mHz betragen. Die Frequenzschutzfunktionen können ein- oder dreiphasig ausgeführt sein. In isolierten und gelöschten Netzen sind ausschließlich verkettete Spannungen auszuwerten.

- Unterfrequenzschutz f<
- Überfrequenzschutz f>

6.3.2.3 Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q+ & U<)

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>)

Wenn der Netzentkupplungsschutz die Mittelspannung überwacht, kann der relevante Netzbetreiber eine Erdschlussfassung fordern, um im Erdschlussfall die Stromerzeugungsanlage vom Netz trennen zu können bzw. eine Zuschaltung zu verhindern.

In begründeten Fällen kann der relevante Netzbetreiber bei Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschluss auf der NS-Ebene eine Erdschlussfassung fordern, um im Erdschlussfall die Stromerzeugungsanlage vom Netz trennen zu können bzw. eine Zuschaltung zu verhindern.

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

6.3.2.5 Weitere Schutzfunktionen

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

6.3.3 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz

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

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

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

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

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

6.3.3.1 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Niederspannungsnetz

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

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz U_{eff}>>	1,00 – 1,30 U_n	≤ 1,15 U_n	≤ 0,1 s
Überspannungsschutz U_{eff}> oder	1,00 – 1,30 U_n	1,11 U_n	≤ 60 s
Überwachungsschutz U_{eff}> mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes		1,11 U_n	≤ 0,1 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<	0,10 – 1,00 U_n	0,8 U_n	0,2 - 1 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<<	0,10 – 1,00 U_n	0,3 U_n	0,2 s
Überfrequenzschutz f>	50 – 55 Hz	51,5 Hz (50,2 – 51,5 Hz)[26]	≤ 0,1 s
Unterfrequenzschutz f<	45 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 0,1 s

Tabelle 6: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz synchroner Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

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

Funktion	Einstellbereich des Schutzrelais	empfohlene Schutzrelaiseinstellwerte	
Überspannungsschutz U_{eff}>>	1,00 – 1,30 U_n	≤ 1,15 U_n	≤ 0,1 s
Überspannungsschutz U_{eff}> oder	1,00 – 1,30 U_n	1,11 U_n	≤ 60 s
Überwachungsschutz U_{eff}> mit Überwachung des gleitenden 10 min-Mittelwertes		1,11 U_n	≤ 0,1 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<	0,10 – 1,00 U_n	0,8 U_n	1,5 s
Unterspannungsschutz U_{eff}<<	0,10 – 1,00 U_n	0,25 U_n	0,5 s
Überfrequenzschutz f>	50 – 55 Hz	51,5 Hz (50,2 – 51,5 Hz)[26]	≤ 0,1 s
Unterfrequenzschutz f<	45 – 50 Hz	47,5 Hz	≤ 0,1 s

Tabelle 7: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

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

6.3.3.2 Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz im Mittelspannungsnetz

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

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

Tabelle 8: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz synchroner Stromerzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz

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

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

Tabelle 9: Einstellwerte für den Netzentkupplungsschutz nichtsynchroner Stromerzeugungsanlagen 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.

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

6.3.4 Prüfklemmleiste

Zur Durchführung der Funktionsprüfung der Schutzeinrichtungen ist als Schnittstelle eine Klemmenleiste mit Längstrennung und Prüfbuchsen vorzusehen, die an gut zugänglicher Stelle anzubringen ist. Über diese Klemmenleiste sind die Messeingänge der Schutzeinrichtungen, die Hilfsspannungen und die Auslösungen für den Kuppelschalter zu führen (siehe Abbildung 10).

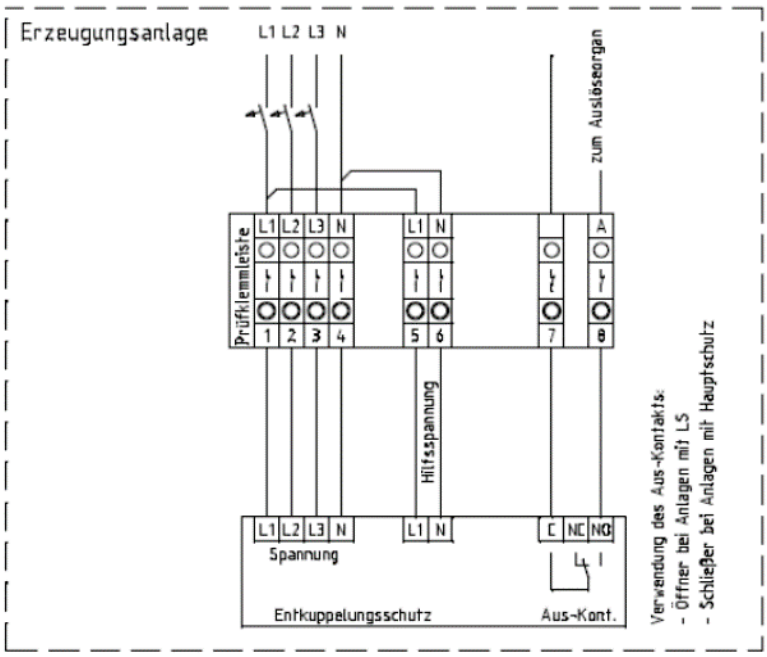


Abbildung 10: Typischer Aufbau einer Prüfklemmleiste

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/Unternehmens[28];
- 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 eine oder mehrere der folgenden Unterlagen bereitzustellen:

- Prüfberichte einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle für Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene gemäß Prüfnorm OVE-Richtlinie R 25, worin auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ (siehe Anhang A3) bestätigt wurde[29];
- Bestätigung des Anlagenerrichters bzw. einer Elektrofachkraft für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, dass ein Setup mit den Ländereinstellungen „Österreich“ - siehe Anhang A3 - unter Berücksichtigung abweichender spezifischer Netzbetreibervorgaben durchgeführt wurde;
- Parameterauszug (als Dokumentation der Einstellparameter) auf Basis der Ländereinstellungen „Österreich“.[30]

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:

- Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) der Stromerzeugungsanlage gemäß Kapitel 5.4.2 für Studien des statischen und dynamischen Betriebsverhaltens;

Konformitätstests und Konformitätssimulationen gemäß Kapitel 8.2 können zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart werden.[31]

Anstatt die entsprechenden Prüfungen, Tests und Simulationen (ganz oder zum Teil) durchzuführen, können Netzbenutzer die Erfüllung der betreffenden Anforderung anhand der von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle[32] ausgestellten Betriebsmittelbescheinigungen[33] nachweisen. In diesem Fall sind die Betriebsmittelbescheinigungen dem relevanten Netzbetreiber vorzulegen.

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

[28] z.B. akkreditierte Prüfstelle, Ziviltechniker, Universitätsinstitut oder Inhaber eines Gewerbes mit entsprechender Befähigung (Elektrotechnik, Elektrofachkraft)
[29] Es werden auch Prüfberichte auf Basis VDE-AR-N 4105 bzw. DIN VDE V 0124-100 anerkannt, sofern zusätzlich zu prüfende Eigenschaften gemäß OVE-Richtlinie R 25, insbesondere die *Q(U)*- und *P(U)*-Regelung, erfolgreich geprüft wurden und auch eine Dokumentation der oder eine Herstellerparametrieranleitung mit den Ländereinstellungen „Österreich“ gemäß Anhang A3 bestätigt wurde.
[30] Der Parameterauszug ist maschinenlesbar und durchsuchbar zu erstellen.
[31] Entsprechende Prüfverfahren (Richtlinien für den Konformitätsnachweis von Stromerzeugungsanlagen – „RKS-AT“) sind veröffentlicht. Ergebnisse und Berichte von Konformitätstests und Konformitätssimulationen auf Basis der RKS-AT sind auf Anforderung des relevanten Netzbetreibers vom Netzbenutzer bereitzustellen. Unabhängig davon sind Herstellererklärungen für die Hauptkomponenten der Stromerzeugungsanlage abzugeben.
[32] bezeichnet gemäß Art 2 Z 46 RfG-VO eine Stelle, die Betriebsmittelbescheinigungen ausstellt und nach ÖVE/ÖNORM EN ISO 17065 akkreditiert ist.
[33] Bei Vorlage von Betriebsmittelbescheinigungen sind die Grundsätze der RKS-AT anzuwenden.

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

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

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

Bei Verwendung typgeprüfter Netztrenn- und Umschalteinrichtungen[34] im Niederspannungsnetz ist eine vollständige Dokumentation durch den Anlagenerrichter bzw. die Elektrofachkraft erforderlich.

Individuell aufgebaute Netztrenn- und Umschalteinrichtungen auf Basis vom Hersteller des Wechselrichters veröffentlichter Schaltpläne sind zulässig. Bei Verwendung dieser ist eine vollständige Dokumentation durch den Anlagenerrichter bzw. die Elektrofachkraft erforderlich. Der Netzbetreiber kann vom Anlagenerrichter bzw. von der Elektrofachkraft den Nachweis einer Funktionsprüfung vor Ort verlangen.

Der Einsatz von manuell betätigten Netztrenn- bzw. Umschalteinrichtungen ist zulässig.

Für den Konformitätsnachweis von elektrischen Energiespeichern wird auf die TOR Verteilernetzanschluss verwiesen.

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 und -simulationen 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 Netzrückwirkungen zu verursachen, kann dieser Nachweis auch mittels Konformitätssimulationen erfolgen.

[34] Netztrenn- bzw. Umschalteinrichtungen werden auch als Netzumschaltboxen bezeichnet.

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 10: Checkliste für Konformitätstests u. -simulationen von synchronen (S) und nichtsynchronen (NS) Stromerzeugungsanlagen

Unbeschadet der Mindestanforderungen dieses Teils der TOR an Konformitätstests und Konformitätssimulation (siehe Tabelle 10, Kapitel 5.4.2 und Anhang A6) 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 ausreichen, 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 A6 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 (optional) 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 Er-

stellung 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 11: 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 2012, sonst jedoch zumindest alle 5 Jahre) die in Anhang A8 angeführten Informationen und Unterlagen und übermittelt diese auf Verlangen dem relevanten Netzbetreiber.

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

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

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

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

Der relevante Netzbetreiber kann 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 z.B. folgende Punkte enthalten sein:

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

9.2 Zugang zur Anschlussanlage

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 Schaltgerate im gemeinsamen Verfügungsbereich von Netzbetreiber und Anlagenbetreiber befinden, stimmen sich Netzbetreiber und Anlagenbetreiber bzw. deren Beauftragte über die Schalthandlungen in diesen Schaltfeldern ab und legen jeweils im konkreten Fall fest, wer die Schalthandlung anordnet. Die Schalthandlun-

gen für die übrigen Anlagenteile werden durch den Anlagenbetreiber oder dessen Beauftragte angeordnet. Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung des Verfügungsbereichs-Berechtigten (Netzbetreiber und/oder Anlagenbetreiber) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen vorgenommen werden.

9.4 Instandhaltung

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

Der Anlagenbetreiber hat in periodischen Abständen die entsprechenden Anlagenüberprüfungen gemäß den gesetzlichen Vorgaben und Vorschriften vorzunehmen. Insbesondere hat der Anlagenbetreiber die Schutz- und Entkupplungseinrichtungen von einer hierzu befugten Person prüfen zu lassen und auf Verlangen dem Netzbetreiber die entsprechenden Prüfbefunde unentgeltlich zur Verfügung zu stellen.

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

9.5 Betrieb bei Instandhaltungen oder Störungen im Netz

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

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

10 Zählung

10.1 Allgemeines

Alle Aufgaben im Zusammenhang mit der Zählung und Datenbereitstellung müssen vom Netzbetreiber unter Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere des ElWG und des Maß- und Eichgesetzes 1950 (MEG) in der jeweils geltenden Fassung, der Allgemeinen Bedingungen des relevanten Netzbetreibers, den TOR Stromzähler und der Sonstigen Marktregeln, insbesondere „Zählwerte 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 Stromzähler geforderten Klassengenauigkeit der Zähleinrichtungen entsprechen. An jeder Zähl-/Messstelle werden durch die Netzbetreiber in der Regel Wirk- und Blindenergie in jeder Richtung (Lieferung und Bezug) sowie Wirk- und Blindleistung gemessen. Für die Ausführung der Einrichtungen für Zählung/Messung und Transfer der diesbezüglichen Daten ist der vom Netzbetreiber angewandte Standard zu beachten.

Anhang

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

A1. Anwendbarkeit und Umfang des Datenaustauschs

Dieser Anhang wird ergänzt.

A2. Funktionsbeispiele Netzentkupplungsschutz

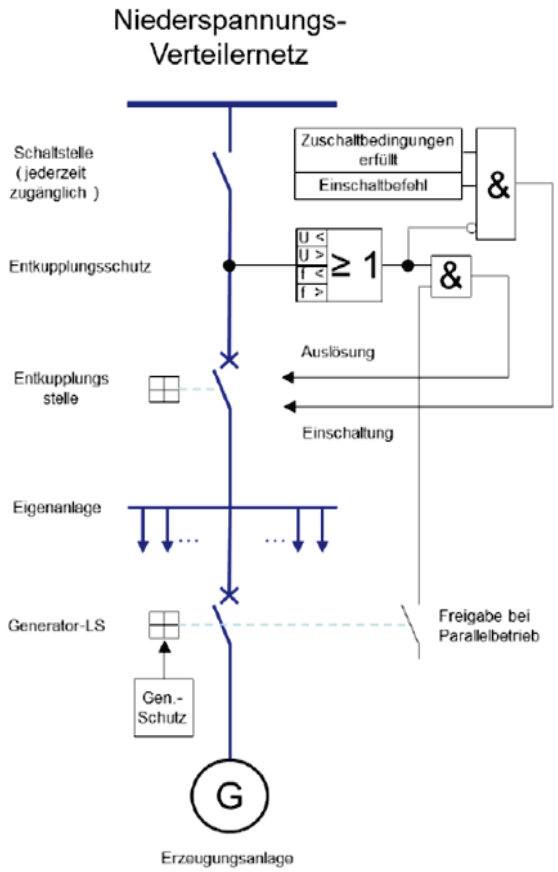


Abbildung 11: Netzanschluss am Niederspannungs-Verteilernetz mit zweiseitig versorgbarer Anlage des Netzbenutzers

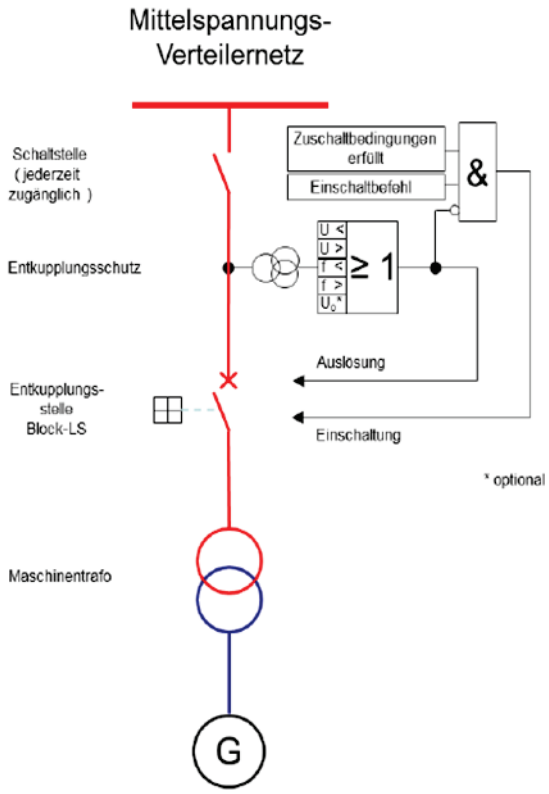


Abbildung 12: Netzanschluss an das Mittelspannungsnetz mit Netzentkupplungsschutz

A3. Einstellwerte für Umrichter an Niederspannungs-Verteilernetzen

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

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

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

Anmerkung:

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

Hinweis:

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

1. Blindleistungsbereich von Umrichtern

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Anmerkung:

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

1d. feste Blindleistung *Q* fix

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

2. Standardeinstellungen für die Wirkleistungsregelung

2a. Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz LFSM-O

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

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

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

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

2b. Spannungsgeführte Wirkleistungsabregelung *P(U)*

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

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

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

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

Anmerkung:

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

3. Standardeinstellungen für die FRT Fähigkeit

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

4 Standardeinstellungen für die Zuschaltbedingungen

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

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

Als Einstellung für die minimale Wartezeit werden folgende Werte empfohlen

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

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

5 Standardeinstellungen für den Netzentkupplungsschutz

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

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

Passwortschutz für Einstellwerte

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

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

A4. Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

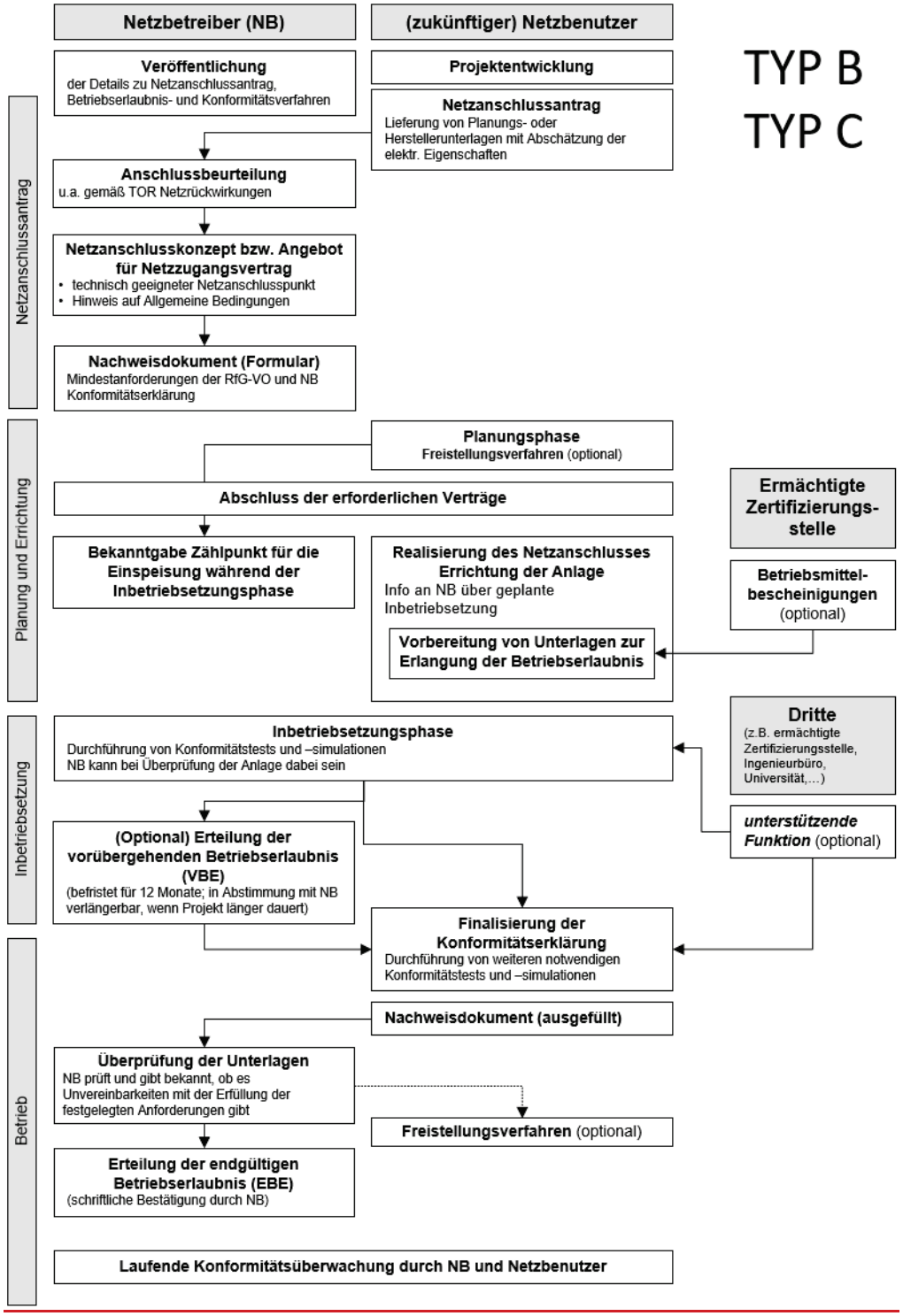


Abbildung 13: Grundsätzlicher Ablauf des Betriebserlaubnisverfahrens

A5. Vorlagen für Installations- bzw. Nachweisdokumente

Vorlage für Netzbetreiber - Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs B zur Erlangung der vorübergehenden Betriesberlaunbis (VBE)

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

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

Hinweis: Der Netzbenutzer kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber bestimmte Konformitätstests- und simulationen bereits im Zuge der Erlangung der VBE vorziehen.

Unterlagen zur Erlangung der VBE

Mindestanforderungen	Beschreibung	Netzbenutzer	Netzbetreiber
		Erledigt	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	☐	☐
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 Netzbenutzer ein geeignetes Formular für Stromerzeugungsanlagen zur Verfügung oder veröffentlicht dieses auf seiner Homepage.	☐	☐
Schnittstelle für Informationsaustausch und Regelbarkeit	Vorlage von Mess- und Prüfprotokollen (z.B. Prüfung des Datenumfangs gemäß Kommunikationskonzept)	☐	☐
Angaben zur Wirkleistungsreduzierung	Funktionsprüfung der Umsetzung der Vorgabewerte durch den relevanten Netzbetreiber	☐	☐
Angaben zum Schutzkonzept und zu Schutzeinstellungen inkl. Sternpunktbehandlung	Funktionsprüfung der netzseitigen Schutzeinrichtungen (Netzentkupplungsschutz) Prüfung der Strom- und Spannungswandler	☐	☐
Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung	Funktionsprüfung der Hilfsenergieversorgung für Schutz-, Steuer- und Regelsysteme	☐	☐
Angaben hinsichtlich Zuschaltbedingungen und Synchronisierung	Detaillierte Angaben	☐	☐

Projektspezifische Unterlagen zur Erlangung der VBE	Beschreibung	Netzbenutzer	Netzbetreiber
		Erledigt	Sachlich geprüft und in Ordnung
Projektspezifische Unterlagen zur Erlangung der VBE	Der relevante Netzbetreiber legt in Abstimmung mit dem Netzbenutzer fest, welche projektspezifischen Unterlagen zusätzlich zu den Mindestanforderungen zur Erlangung der VBE erforderlich sind.	☐	☐
Prüfung von projektspezifisch vereinbarten Einstellparametern (gemäß den Vorgaben des relevanten Netzbetreibers)	Vorlage von Mess- und Prüfprotokollen	☐	☐

Optionale Unterlagen	Beschreibung	Netzbenutzer	Netzbetreiber
		Erledigt	Sachlich geprüft und in Ordnung
Angaben zu relevanten Betriebsmittelbescheinigungen (Einheiten- oder Komponentenzertifikate)	Für das Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss jeder neuen Stromerzeugungsanlage dürfen von einer ermächtigten Zertifizierungsstelle ausgestellte Betriebsmittelbescheinigungen verwendet werden.	☐	☐

Anmerkungen:

Tabelle 12: Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs B zur Erlangung der vorübergehenden Betriebserlaubnis (VBE)

Nachweisdokument für Stromerzeugungsanlagen des Typs B

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

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

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

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

Technische Daten der Stromerzeugungsanlage		Technische Werte aus dem Netzanschlussantrag		Tatsächliche Werte nach IBN		Abweichung nach IBN zu Vorgaben [%]
Maximalkapazität P_{max}			MW		MW	
Maximaler Kurzschlussleistungsbeitrag Sk"der Stromerzeugungsanlage			MVA		MVA	
Prognostizierte Jahresenergiemenge			MWh		MWh	
Daten der Anlage						
Generator-/Wechselrichternennleistung			MVA		MVA	
Betriebsweise		o Volleinspeisung o Überschusseinspung				
Energiespeicher	Nennleistung		MW		MW	
Inselbetriebsfähigkeit		o ja o nein				
Schutzkonzept		o Netzentkupplungsschutz o Selbsttätig wirkende Freischaltstelle				
xd"	bei Synchronmaschine					
Generatornennspannung			kV		kV	
Nennleisteistungsfaktor (cos phi)	bei Synchronmaschine					
Generator Verhältnis Anzugsstrom / Bemessungsstrom	bei Asynchronmaschine					
Anlauf der ASM	bei Asynchronmaschine	o über Netz o über Turbine				
Transformator						
Transformatornennleistung			MVA		MVA	
Transformatorspannung OS			kV		kV	
Transformatorspannung US			kV		kV	
Schaltgruppe						
Kurzschlussspannung u_k			%		%	

Angaben zum Netzanschlusspunkt	Technische Werte aus der Vorplanung			
Netzanschlusspunkt				
netzwirksame Leistung in Einspeiserichtung am Netzanschlusspunkt		MW	MW	
Rückleistungsbeschränkung		MVA	MVA	
Nennspannung U_n bzw. vereinbarte Versorgungsspannung U_c		kV	kV	
Sternpunktbehandlung				
Max. Netzkurzschlussleistung		MVA	MVA	
Min. Netzkurzschlussleistung		MVA	MVA	

Anforderungen an die Stromerzeugungsanlage		Technische Anforderungen des Netzbetreibers aus der Vorplanung				
Vorgegebene Blinleistungsregelstrategie	z.B. Q(U), Qfix, cos φ					
Schnittstelle für Informationsaustausch und Regelbarkeit	Fernwirkprotokoll (Art, Norm)					
	Datenverbindung (Technologie)					
	Übergabepunkt der Datenanbindung					
	Eigentumsgrenze der Datenanbindung					
	Mindestverfügbarkeit		% p.a.		% p.a.	
Vorgabe zur Wirkleistungsreduktion						
Informationen, welche dem Netzbetreiber vom Netzbenutzer zur Verfügung gestellt werden müssen	tatsächlicher Wert der Wirkleistungsabgabe					
	tatsächlicher Wert der Blindleistungsabgabe					
	Leistungsfaktor					
	Spannung					
	Schalterstellungsmeldung					
Blindleistungsfähigkeit	Blindleistungsprofil bei Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt (U-Q/Pmax-Profil)					
	Blindleistungsprofil unterhalb der Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt (P-Q/Pmax-Profil) (bei nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen)					
Schutzeinstellungen bezogen auf Nennspannung Un bzw. vereinbarte Spannung Uc	Einstellwert Überspannung Ueff >>		%/U		%/U	
	Einstellwert Überspannung Ueff >> Verzögerungszeit		Sek		Sek	
	Einstellwert Überspannung Ueff >		%/U		%/U	
	Einstellwert Überspannung Ueff > Verzögerungszeit		Sek		Sek	
	Einstellwert Unterspannung Ueff <<		%/U		%/U	
	Einstellwert Unterspannung Ueff << Verzögerungszeit		Sek		Sek	
	Einstellwert Unterspannung Ueff <		%/U		%/U	
	Einstellwert Unterspannung Ueff < Verzögerungszeit		Sek		Sek	
	Einstellwert Unterfrequenz		Hz		Hz	
	Einstellwert Unterfrequenz Auslösezeit		Sek		Sek	
	Einstellwert Überfrequenz		Hz		Hz	
	Einstellwert Überfrequenz Verzögerungszeit		Sek		Sek	

Einstellwerte für den LFSM-O-Modus (frequenzabhängige Anpassung der Wirkleistungsabgabe bei Überfrequenz)	Frequenzschwellwert für Beginn des LFSM-O Modus	50,2	Hz		Hz	
	Einzustellende Statik	5	%		%	
	Maximale Zeitverzögerung zur Aktivierung des LFSM-O Modus	≤ 2	Sek		Sek	
	Anschwingzeit t_A		Sek		Sek	
	Einschwingzeit t_E		Sek		Sek	
Angaben zur Erfüllung der FRT-Fähigkeit	FRT-Grenzkurve (Spannungs-Zeit-Profil)	gemäß RfG-Anforderungs-V				
	Mindestkurzschlussleistung vor dem Fehler		MVA		MVA	
	Betriebspunkt der Stromerzeugungsanlage vor dem Fehler		MW MVAr		MW MVAr	
	Mindestkurzschlussleistung nach dem Fehler		MVA		MVA	
Vorgaben zur dynamischen Netzstützung (bei nichtsynchronen Stromerzeugungsanlagen)		o eingeschränkte dyn. Netzstützung o dyn. Blindstromstützung				
Unterlagen, die durch den Netzbenutzer bereitzustellen sind	Prüfbericht des Netzentkupplungsschutzes bzw. der Schutzeinrichtung					
Unterlagen, die durch den Netzbenutzer vorzuhalten und auf Anforderungen des Netzbetreibers bereitzustellen sind	Prüfbericht gemäß ÖVE-Richtlinie R 25 (bei umrichterbasierten Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene)					
Unterlagen, die durch den Netzbenutzer auf Anforderungen des Netzbetreibers bereitzustellen sind	Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) der Stromerzeugungsanlage					
Optionale Unterlagen	Ergebnisse und Berichte zu Konformitätstests und / oder Konformitätssimulationen	LFSM-O FRT-Fähigkeit Dynamische Blindstromstützung Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler				

Konformitätserklärung

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

Unterschriften

_____ Netzbenutzer

_____ Anlagenerrichter

Tabelle 13: 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 nichtsynchronen 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 nichtsynchronen 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 nichtsynchronen 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. Technische Kennwerte und Parameter für Simulationsmodelle

Diesbezüglich sind keine Anforderungen vorgesehen.

A8. Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung

Vorlage für Netzbetreiber - Checkliste für Stromerzeugungsanlagen des Typs B zur Konformitätsüberwachung

Diese Vorlage enthält die harmonisierten Mindestanforderungen der österreichischen Netzbetreiber der vom Netzbenutzer im Rahmen der Konformitätsüberwachung zu übermittelnden Informationen und Unterlagen sowie der von ihm zu erfüllenden Anforderungen für Stromerzeugungsanlagen des Typs B. Jeder Netzbetreiber veröffentlicht auf Basis dieser Vorlage eine detaillierte Liste und kann in Abstimmung mit dem Netzbenutzer festlegen, welche zusätzlich erforderlichen Unterlagen zur Konformitätsüberwachung erforderlich sind.

Der relevante Netzbetreiber prüft auf Basis dieser Vorlage, ob eine Stromerzeugungsanlage die (im Netzanschlussvertrag vereinbarten) Anforderungen erfüllt. Der Netzbenutzer wird über das Ergebnis dieser Prüfung unterrichtet. Bei Verstößen gegen die (im Netzanschlussvertrag vereinbarten) Anforderungen ist der relevante Netzbetreiber berechtigt, die Stromerzeugungsanlage des Netzbenutzers vom Netz zu trennen.

Informationen und Unterlagen

Regelmäßig zu übermittelnde Informationen und Unterlagen	Beschreibung	Zeitvorgabe	Netzbenutzer: Geprüft und in Ordnung	Netzbetreiber: Informationen und Unterlagen erhalten
Funktionsprüfung der netzseitigen Schutzeinrichtungen	Optionale Angaben: Schutzprüfprotokolle	Alle 5 Jahre	☐	☐
Überprüfung des Setups mit den empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen „Österreich“	Bestätigung für Stromerzeugungsanlagen mit Umrichtern und Netzanschlusspunkt auf NS-Ebene, dass die empfohlenen oder vorgeschriebenen Ländereinstellungen „Österreich“ eingestellt sind	Alle 5 Jahre	☐	☐
Funktionsprüfung der Anforderungen gemäß TOR Systemschutzplan	Überprüfung der Anforderung gemäß TOR Systemschutzplan in Verbindung mit dem Testplan gemäß NC E&R	Gemäß Testplan gemäß NC E&R (bis 12/2019 einzureichen)	☐	☐

Fallbezogen (vom Netzbenutzer) zu übermittelnde Informationen und Unterlagen	Beschreibung	Zeitvorgabe	Netzbenutzer: Mitteilung erforderlich ?	Netzbetreiber: Informationen und Unterlagen erhalten
Wesentliche Änderungen der Stromerzeugungsanlage	Angabe von geplanten Änderungen der Stromerzeugungsanlage, die die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage oder des Netzanschlusses betreffen und vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen.	Geplante Änderungen einer Stromerzeugungsanlage, die die elektrischen Eigenschaften der Stromerzeugungsanlage oder des Netzanschlusses betreffen und vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen, sind dem relevanten Netzbetreiber **ehestmöglich mitzuteilen**.	☐	☐
	Angabe von vorübergehenden, beträchtlichen Änderungen, welche die Leistungsfähigkeit der Stromerzeugungsanlage wesentlich beeinträchtigten. Angabe von ausgefallenen Betriebsmitteln, deren Ausfall dazu führte, dass einige wesentliche Anforderungen nicht erfüllt sind.	Ungeplante Änderungen einer Stromerzeugungsanlage, welche die Leistungsfähigkeit wesentlich beeinträchtigen, sind dem relevanten Netzbetreiber **unverzüglich mitzuteilen**.	☐	☐

Nach Ankündigung durch den relevanten Netzbetreiber zu übermittelnde Informationen und Unterlagen	Beschreibung	Zeitvorgabe	Netzbenutzer: Erledigt	Netzbetreiber: Informationen und Unterlagen erhalten
Aufzeichnungen über das Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz	Aufzeichnungen über das Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz während kritischen Netzsituationen (z.B. bei Spannungseinbrüchen, Über-/Unterfrequenz,...)	Nach Ankündigung durch den relevanten Netzebtreiber sind vom Netzbenutzer Aufzeichnungen über das Verhalten der Stromerzeugungsanlage am Netz **ehestmöglich bereitzustellen**.	☐	☐

Anmerkungen:

Tabelle 14: Informationen und Unterlagen zur Konformitätsüberwachung

REPUBLIK ÖSTERREICH BUNDESKANZLERAMT AMTSSIGNATUR	Unterzeichner	serialNumber=734173660,CN=Bundeskanzleramt,C=AT
	Datum/Zeit	2026-10-14T14:06:07+02:00
	Prüfinformation	Informationen zur Prüfung des elektronischen Siegels bzw. der elektronischen Signatur finden Sie unter: https://www.signaturpruefung.gv.at Informationen zur Prüfung des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.bundeskanzleramt.gv.at/verifizierung
	Hinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.