Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen

TOR Verteilernetzanschluss für die Hochspannung (Netzebene 3)

Version 1.3.1
gültig ab 30.03.2026

Dokumenten-Historie

Version	Veröffentlichung	Inkrafttreten	verantwortlich	Anmerkungen
1.0	17.10.2022	01.11.2022	E-Control	Ersatz von TOR C „Technische Regeln für Netze mit Nennspannung < 110 kV“; nationale Umsetzung der Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss
1.1	29.11.2023	01.12.2023	E-Control	LFSM-Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge werden ausgesetzt, Überarbeitung der Datenblätter und Nachweisdokumente sowie diesbezüglicher Ausführungen, Streichung des ehem. Abschnitts 5.9.5, Richtigstellung OVE EN IEC 61851-1:2020-01-01 (Ladebetriebsarten), Hinweise auf OVE-Richtlinie R 37
1.2	08.07.2024	15.07.2024	E-Control	Überarbeitung von Regelungen zu Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge: Verlängerung der Frist für die gemäß OVE-Richtlinie R 37 zu erfüllenden Anforderungen; Aufnahme der Anforderung „Unterspannungs-auslösung“; Konkretisierung der Anforderungen an DC-Ladeeinrichtungen hinsichtlich Spannungsqualität; Streichung aller bereits verstrichenen Umsetzungsfristen; Klarstellungen bezüglich Anforderungen an elektrische Energiespeicher
1.3	11.08.2025	15.08.2025	E-Control	Überarbeitung der Regelungen zu elektrischen Energiespeichern und Elektrolyseanlagen; Festlegung der Zeitpunkte des Inkrafttretens von Anforderungen an Ladeeinrichtungen, die an die Veröffentlichung von OVE-Richtlinie R 37 gekoppelt waren; Konkretisierung der Regelungen hinsichtlich Wirkleistungsvorgaben durch den VNB; redaktionelle Änderungen
1.3.1	23.03.2026	30.03.2026	E-Control	Verlängerung der Übergangsfrist bezüglich des Konformitätsnachweises für Ladeeinrichtungen; 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 7

1 Begriffe 8

2 Anwendungsbereich 8

2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich 8

2.2 Wesentliche Änderungen im Sinne der TOR Verteilernetzanschluss 9

2.3 Anwendung auf Industrieanlagen 10

2.4 Anwendung auf elektrische Energiespeicher 10

2.5 Anwendung auf Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge 11

2.6 Anwendung auf Heiz- und Klimageräte 12

3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise 12

3.1 Bestimmungen und Vorschriften 12

3.2 Verweise auf andere Netzwerkkodizes 12

3.3 Normative Verweise 12

Abschnitt I:
Netze und Lasten mit Verteilernetzanschluss

4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen 14

4.1 Netzanschlussantrag 14

4.2 Anschlussbeurteilung und -konzept 14

4.2.1 Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge 15

4.2.2 Anschluss von Heiz- und Klimageräten 15

4.2.3 Anschluss von elektrischen Energiespeichern und sonstigen Betriebsmitteln 15

4.3 Netzanschlussvertrag 15

5 Anforderungen an Netze und Lasten mit Verteilernetzanschluss 16

5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung 16

5.1.1 Frequenzbereiche 16

5.1.2 Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz (LFSM-O, LFSM-U) 17

5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung – FRT-Fähigkeit 22

5.3 Anforderungen an die Spannungshaltung und -qualität 23

5.3.1 Spannungsbereiche 23

5.3.2 Spannungsqualität 24

5.4 Anforderungen hinsichtlich des Blindleistungsaustauschs 24

5.4.1 Anforderungen für Kundenanlagen 24

5.4.2 Anforderungen für nachgelagerte Verteilernetze 25

5.5 Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs 29

5.6 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement – Wirkleistungsvorgabe bei Kundenanlagen 30
5.7 Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes und Netzwiederaufbaus 31
5.7.1 Allgemeines 31
5.7.2 Anforderungen für das Verhalten bei Unter- und Überfrequenz 31
5.7.3 Anforderungen für das Verhalten bei Unter- und Überspannung 32
5.7.4 Anforderungen für die Fähigkeit zur Wiederzuschaltung und zur Trennung 33
5.8 Informationen und Parameter für Netzberechnungen und Simulationen 34
5.9 Besondere Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge 35
5.9.1 Allgemeines 35
5.9.2 Kommunikationsfähigkeit, Steuerbarkeit und Programmierbarkeit 35
5.9.3 Symmetriebedingungen 35
5.9.4 Blindleistungsverhalten 35
5.9.5 Manipulationssicherheit 36
5.9.6 Parametereinstellung der Ladeeinrichtung 36
5.9.7 Dokumentation der Ausführung und Nachweisdokument 36
5.9.8 Unterspannungsauslösung 36
5.9.9 Spannungsbereiche 36
5.9.10 Anforderungen an die Spannungsqualität bei Ladeeinrichtungen 37
5.10 Steuerbarkeit von Wärmepumpen 37
6 Ausführung der Anlage und Schutz 37
6.1 Primärtechnik 37
6.1.1 Entkupplungsstelle 37
6.1.2 Sternpunktbehandlung 37
6.2 Sekundärtechnik 38
6.2.1 Regelsysteme und -einstellungen 38
6.3 Anforderungen hinsichtlich des Schutzes 38
6.3.1 Schutz bei Übergabestationen und Kundenanschlüssen 39
7 Betriebserlaubnisverfahren 39
8 Konformität 40
8.1 Konformitätsnachweis 40
8.2 Konformitätsüberwachung 41
8.2.1 Aufgaben der nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer 41
8.2.2 Aufgaben des relevanten VNB 41
9 Betrieb 41
9.1 Allgemeines 41

9.2 Zugang zur Anschlussanlage 42
9.3 Bedienung vor Ort 42
9.4 Instandhaltung 42
9.5 Störungen und Vorgehensweisen bei der Fehlerortung und -behebung 43
10 Zählung 43
10.1 Allgemeines 43
10.2 Einrichtungen für Zählung und Messung 43

Abschnitt II:

Verbrauchseinheiten mit Verteilernetzanschluss zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten

11 Anforderungen an Verbrauchseinheiten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten 46
11.1 Allgemeine Anforderungen an Laststeuerungsdienste 46
11.2 Frequenz- und Spannungsbereiche 46
11.3 P/Q-Regelung oder Engpassmanagement 46
11.3.1 Frequenzgradienten 46
11.3.2 Anpassung der Leistungsaufnahme und Informationsübermittlung 46
11.4 Netzfrequenzregelung 47
11.4.1 Anforderungen hinsichtlich der Regelungssysteme 47
11.5 Sehr schnelle Wirkleistungsregelung 48
11.6 Betriebserlaubnisverfahren für Verbrauchseinheiten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten 48
12 Anhang 49
Datenblätter und Nachweisdokumente 49
Übersicht – Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber 52
Übersicht – Anforderungen für Kundenanlagen 52

Einleitung

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

Dieses Dokument enthält technische und organisatorische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Netzen und Lasten mit Verteilernetzanschluss für die Hochspannung (NE 3) auf Grundlage des § 22 Abs. 2 E-ControlG (TOR), welche auch einvernehmlich zwischen den betroffenen Partnern abgeändert werden können. Zusätzlich enthält dieses Dokument Anforderungen aus folgenden europäischen und nationalen Rechtsquellen:

- Verordnung (EU) 2016/1388 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss, ABl L 223 vom 18.8.2016 (Demand Connection Code, DCC-VO **[E8]**)
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Lastanschluss (DCC Anforderungs-V, BGBl. II Nr. 268/2019 **[N3]**)
- Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Verteilernetznetzbetrieb, ABl L 220 vom 25.8.2016 (System Operation Guideline, SOGL **[E9]**)
- Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen Anforderungen für den Datenaustausch, BGBl. II Nr. 316/2021 (SOGL Datenaustausch-V **[N14]**)
- Verordnung (EU) 2017/2196 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Verteilernetzes (Emergency and Restoration-Verordnung, ER-VO **[E10]**)

Technische Besonderheiten des Netzbetriebes können in Einzelfällen zusätzliche Anforderungen erforderlich machen, welche vom relevanten Verteilernetzbetreiber (VNB) festzulegen und nachvollziehbar und schlüssig zu begründen sind.

Alle in diesem Dokument grau hervorgehobenen Absätze und Textpassagen sind keine TOR iSv § 22 Abs. 2 E-ControlG, sondern rechtsunverbindliche Wiedergaben aus den oben genannten, übergeordneten und direkt anwendbaren europäischen und nationalen Rechtsquellen. Die Wiedergabe dieser Rechtsquellen dient ausschließlich der besseren Lesbarkeit und Transparenz und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, Aktualität und Richtigkeit! Die authentischen Rechtstexte können unter https://eur-lex.europa.eu für europäische Rechtsquellen und https://www.ris.bka.gv.at/ für österreichische Rechtsquellen abgerufen werden.

Alle in diesem Dokument schwarz hervorgehobenen Absätze und Textpassagen sind neu erstelle Anforderungen und/oder sinngemäß in Anlehnung an die genannten Regelwerke wiedergegeben.

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

[1] Der Netzzugangsvertrag gemäß ElWOG 2010 bzw. der Netzkooperationsvertrag zwischen Netzbetreibern entsprechen dem Netzanschlussvertrag in diesem Teil der TOR.

1 Begriffe

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

Hinsichtlich des in dieser TOR häufig verwendeten Begriffs „Kundenanlage“ ist festzuhalten, dass dieser in den TOR Begriffe als synonym mit „Anlage des Netzbenutzers“ definiert ist. Kundenanlagen umfassen sowohl Verbrauchsanlagen als auch Anlagen zur Stromerzeugung und Speicheranlagen sowie beliebige Kombinationen. Anforderungen an „reine“ Stromerzeugungsanlagen sind in den TOR Stromerzeugungsanlagen geregelt. Gegenstand dieser TOR sind Anforderungen an Kundenanlagen in ihrer Eigenschaft als Lasten (siehe Kapitel 2 Anwendungsbereich).

„Lasten“ wird hier als Sammelbegriff für Kundenanlagen und Betriebsmittel innerhalb von Kundenanlagen verwendet.

Die Basisspannung für die *p.u.*-Werte (Spannung für den Referenzwert 1 p.u.) ist für Netze und Kundenanlagen mit Netzanschlusspunkt auf der Hochspannungsebene (HS-Ebene) die vereinbarte Versorgungsspannung U_C.

2 Anwendungsbereich

2.1 Allgemeiner Anwendungsbereich

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

Dieser Teil der TOR gilt in der Hochspannung (NE 3) für den Anschluss und Parallelbetrieb von neuen oder wesentlich geänderten bestehenden

- nachgelagerten Verteilernetzen (einschließlich geschlossener Verteilernetze) und Verteilernetzanlagen mit Verteilernetzanschluss mit einer vereinbarten Versorgungsspannung > 36 kV bis ≤ 110 kV („**Netze**“),
- **Kundenanlagen** mit Verteilernetzanschluss mit einer vereinbarten Versorgungsspannung > 36 kV bis ≤ 110 kV
- speziellen **Betriebsmitteln** (Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge[2], elektrische Energiespeicher[3], Elektrolyseanlagen zur Produktion von Wasserstoff und umrichtergekoppelte Lasten) innerhalb einer Kundenanlage mit Verteilernetzanschluss mit einer vereinbarten Versorgungsspannung > 36 kV bis ≤ 110 kV;

  (**alle Abschnitt I**); sowie
- **Verbrauchseinheiten**, die von einer Kundenanlage (oder einem geschlossenen Verteilernetz) mit Verteilernetzanschluss mit einer vereinbarten Versorgungsspannung > 36 kV bis ≤ 110 kV eingesetzt werden, um für relevante Netzbetreiber[4]

[2] Eine Ladeeinrichtung kann einen oder mehrere Ladepunkte umfassen.
[3] Die Anforderungen an „elektrische Energiespeicher“ gelten ausschließlich für stationäre Speicher, nicht etwa für Speicher von Elektrofahrzeugen.
[4] Verbrauchseinheiten, welche über einen Verteilernetzanschluss verfügen, können grundsätzlich auch für andere Netzbetreiber öffentlicher Netze (z.B. relevanter VNB, ÜNB) Laststeuerungsdienste erbringen. In diesem Fall stimmen die Netzbetreiber und der relevante VNB, an dessen Netz die Verbrauchseinheit angeschlossen ist, die Anforderungen gemeinsam ab.

Laststeuerungsdienste zu erbringen
(**Abschnitt II**).

Kundenanlagen, die ausschließlich dem Netzanschluss von Stromerzeugungseinheiten dienen, sind nicht Gegenstand dieser TOR.

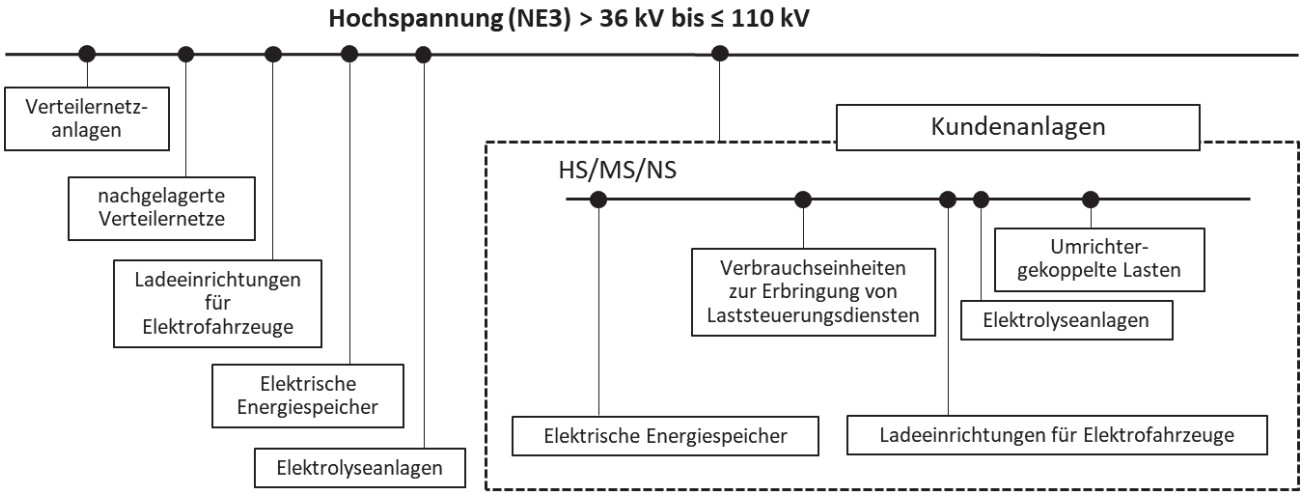


Abbildung 1: Übersicht Anwendungsbereich Hochspannung (NE 3)

Der relevante VNB kann den Anschluss von Verteilernetzen, Verteilernetzanlagen und Kundenanlagen sowie von den im Anwendungsbereich genannten speziellen Betriebsmitteln, die die beschriebenen Anforderungen nicht erfüllen, verweigern. In diesem Fall übermittelt der relevante VNB dem VNB oder Netzbenutzer eine begründete schriftliche Erklärung.

Auf der Grundlage des Betriebserlaubnisverfahrens und der Konformitätsüberwachung lehnt der relevante VNB Laststeuerungsdienste ab, wenn diese von neuen Verbrauchseinheiten erbracht werden sollen, die die Anforderungen der DCC-VO bzw. DCC Anforderungs-V nicht erfüllen und keiner von E-Control gewährten Freistellung unterliegen.

2.2 Wesentliche Änderungen im Sinne der TOR Verteilernetzanschluss

Geplante Änderungen einer Kundenanlage oder eines nachgelagerten Verteilernetzes, die die elektrischen Eigenschaften der Kundenanlage, des nachgelagerten Verteilernetzes oder des Anschlusses der Anlage an das Netz betreffen und vom im Netzanschlussvertrag vereinbarten Stand abweichen, sind dem relevanten VNB mitzuteilen und die konkrete Anwendung dieses Teils der TOR sowie eine allfällige Abänderung des Netzanschlussvertrags abzustimmen. Eine Änderung ist im Sinne dieses Teils der TOR dann wesentlich, wenn diese Änderung den Netzbetrieb maßgeblich beeinflussen kann.

Wesentliche Änderungen sind[5]:

- Überschreitung der Anschlussleistung (maximalen Bezugskapazität $P_{max,B}$) bzw. Referenzscheinleistung S_{ref} um mehr als 15 %, wobei der Netzbenutzer oder nachgelagerte VNB einen abweichenden Wert akzeptiert, sofern der relevante VNB dies nachvollziehbar und schlüssig begründet

[5] Hinweise finden sich auch in den Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt 2020 (TAEV I). Kap.3.1

- Zubau von gemäß TOR Netzrückwirkungen netzrückwirkungsrelevanten Betriebsmitteln
- Zubau einer neuen Verbrauchseinheit zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten in einer bestehenden Kundenanlage;
- Zubau von Betriebsmitteln in einer bestehenden Kundenanlage, die dem Anwendungsbereich dieses Teils der TOR unterliegen;
- Änderung der Spannungsebene auf Betreiben des Netzbenutzers oder des nachgelagerten VNB

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

- die Erneuerung von Transformatoren durch den relevanten VNB auf Grund der Anpassung der Spannungsebene am Netzanschlusspunkt;
- ein Tausch von Hauptbetriebsmitteln durch elektrotechnisch gleichwertige Betriebsmittel in einer bestehenden Kundenanlage oder eines nachgelagerten Verteilernetzes, solange sichergestellt ist, dass das elektrische Verhalten 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.

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

Bei den oben angeführten wesentlichen Änderungen bzw. Änderung der Betriebsweise[6] werden zwischen den betroffenen Partnern entsprechende Vereinbarungen bezüglich der zu realisierenden Maßnahmen getroffen.

2.3 Anwendung auf Industrieanlagen

In Bezug auf Industrieanlagen mit einer integrierten Stromerzeugungsanlage können der Betreiber der Industrieanlage, der Eigentümer der Kundenanlage, der Eigentümer der Gesamteinrichtung zur Stromerzeugung und der relevante VNB, an dessen Netz die Industrieanlage angeschlossen ist, in Abstimmung mit dem relevanten VNB die Bedingungen für eine Trennung kritischer Lasten vom relevanten Netz vereinbaren. Im Rahmen dieser Vereinbarung ist die Sicherung relevanter Produktionsprozesse bei Störungen im betreffenden Netz zu berücksichtigen.

2.4 Anwendung auf elektrische Energiespeicher

Dieser Teil der TOR gilt nicht für Pump-Speicher-Kraftwerke, die sowohl im Stromerzeugungs- als auch im Pumpmodus betrieben werden können. Diese Pump-Speicher-Kraftwerke haben Anforderungen der TOR Stromerzeugungsanlagen zu erfüllen.

Pumpanlagen innerhalb von Pump-Speicher-Kraftwerken, die ausschließlich im Pumpmodus betrieben werden, unterliegen den Bestimmungen dieses Teils der TOR und werden wie Verbrauchsanlagen, d.h. wie Kundenanlagen im Sinne dieses Teils der TOR, behandelt.

Elektrische Energiespeicher sind in ihrer Wirkung auf das Netz grundsätzlich wie Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen, d.h. wie Kundenanlagen im Sinne dieses Teils der TOR, zu werten. Für sie gelten neben den allgemeinen Bestimmungen für Kundenanlagen, sofern

[6] Änderungen der Betriebsweise, die keine Erhöhung der maximalen Bezugskapazität erforderlich machen, sind dem Netzbetreiber jedenfalls vorab zu melden, wenn sie signifikante Veränderungen des Lastprofils oder des Blindleistungsverhaltens der Kundenanlage zur Folge haben, oder wenn die Möglichkeit verstärkter Netzrückwirkungen gegeben ist.

nicht ausdrücklich anders bestimmt, die Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen sowie spezifische Anforderungen an elektrische Energiespeicher gemäß diesem Teil der TOR.

Für den Anschluss von elektrischen Energiespeichern gelten die in Kapitel 4.2.3 „Anschluss von elektrischen Energiespeichern und sonstigen Betriebsmitteln“ beschriebenen Regeln. Weiters sind für elektrische Energiespeicher die in den folgenden Kapiteln beschriebenen Anforderungen zu beachten:

- 5.1 „Anforderungen an die Frequenzhaltung“;
- 5.2 „Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung – FRT-Fähigkeit“;
- 5.6 „Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement – Wirkleistungsvorgabe bei Kundenanlagen“; und
- 5.7 „
- Der relevante VNB greift nicht in die Steuerung der Betriebsmittel ein. Er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich. Die Signalverarbeitung und Umsetzung der Wirkleistungseinschränkung erfolgt in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers. Die oben genannten Betriebsmittel müssen in der Lage sein, den Sollwert der Wirkleistungsaufnahme entsprechend anzupassen. Die Umsetzung kann jedoch auch durch eine Erhöhung der Wirkleistungsabgabe von Stromerzeugungsanlagen oder elektrischen Energiespeichern innerhalb der Kundenanlage realisiert werden.

Die Kommunikation erfolgt mittels eines gängigen, vom relevanten VNB im Netzanschlussvertrag festzulegenden Kommunikationsstandards (z.B. IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, Modbus RTU/TCP).

- Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes und Netzwiederaufbaus“; sowie
- Regelungen bezüglich des Betriebserlaubnisverfahrens (Kapitel 7) und bezüglich Konformität (Kapitel 8).

2.5 Anwendung auf Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Für den Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (Ladebetriebsarten 2 bis 4 nach OVE EN IEC 61851-1:2020-01-01)[7] gelten die in Kapitel 4.2.1 „Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“ beschriebenen Regeln.

Weiters gelten für Ladeeinrichtungen mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA die Anforderungen der folgenden Kapitel:

- 5.1 „Anforderungen an die Frequenzhaltung“;
- 5.2 „Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung – FRT-Fähigkeit“;
- 5.6 „Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement – Wirkleistungsvorgabe bei Kundenanlagen“;
- 5.7 „Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes und Netzwiederaufbaus; und
- 5.9 „Besondere Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“; sowie
- Regelungen bezüglich des Betriebserlaubnisverfahrens (Kapitel 7) und bezüglich Konformität (Kapitel 8).

[7] Als Ladeeinrichtungen gelten laut TOR Begriffe auch mobile Ladekabel mit ICCB (in-cable control box), d.h. Ladebetriebsart 2 nach OVE EN IEC 61851-1:2020-01-01 sowie induktive Ladeeinrichtungen.

Für einspeisefähige Ladeeinrichtungen gelten im Einspeisemodus („vehicle to grid“ bzw. „vehicle to home“) die Anforderungen der TOR Stromerzeugungsanlagen.

2.6 Anwendung auf Heiz- und Klimageräte

Diesbezüglich bestehen auf NE 3 keine Anforderungen.

3 Bestimmungen, Vorschriften und Verweise

3.1 Bestimmungen und Vorschriften

Für die Errichtung und den Betrieb der Netze und Lasten als elektrische Anlagen sind insbesondere einzuhalten (jeweils in der gültigen Fassung):

- Elektrotechnikgesetz 1992 (ETG 1992) **[N6]**;
- Elektrotechnikverordnung 2002 mit allen darin enthaltenen Normen (ETV 2020) **[N11]**;
- Elektroschutzverordnung 2012 (ESV 2012);
- Elektromagnetische Verträglichkeitsverordnung 2015 (EMV-V 2015) **[N12]**;
- Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010) **[N4]**;
- Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994**) [N5]**;
- ArbeitnehmerInnenschutzgesetz 1994 (ASG 1994).

Weiters wird für eine Übersicht der anzuwendenden anerkannten Regeln der Technik auf die TAEV 2020 (Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze mit Betriebsspannungen bis 1000 Volt 2020, Ausgabe 2020) hingewiesen.

Alle technischen Einrichtungen von Netzen und Lasten müssen den zum Zeitpunkt der Errichtung geltenden anerkannten Regeln der Technik entsprechen.

Die Betriebsweise von Netzen und Lasten muss so konzipiert sein, dass sowohl die Sicherheit von Personen und Sachen, die Aufgaben des relevanten VNB als auch die Sicherheit des Betriebes von Netzen und Lasten gewährleistet ist und bleibt.

3.2 Verweise auf andere Netzwerkkodizes

Für bestehende und neue Netze und Kundenanlagen, die als signifikante Netznutzer nach Art. 2 Abs. 1 SOGL **[E9]** gelten, bestehen besondere Verpflichtungen – insbesondere zur Informationsübermittlung (Abschnitt 5.5).

Für bestehende und neue Netze und Kundenanlagen, die als signifikante Netznutzer nach Art. 2 Abs. 2 ER-VO **[E10]**) 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 und der genehmigte Testplan gemäß Art. 43 Abs. 2 ER-VO zu beachten.

Für neue Stromerzeugungsanlagen, die sich mit Verbrauchsanlagen einen Netzanschlusspunkt teilen, ist die Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (Requirements for Generators, RfG-VO **[E7]**) zu beachten.

3.3 Normative Verweise

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

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

Abschnitt I:

Netze und Lasten mit Verteilernetzanschluss

4 Netzanschlussverfahren und relevante Unterlagen

4.1 Netzanschlussantrag

Der Anschluss und Parallelbetrieb von Netzen und Kundenanlagen erfordert den Abschluss eines Netzanschlussvertrages mit dem relevanten VNB entsprechend dem Verfahren in dessen Allgemeinen Bedingungen.

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

- Name und Anschrift des Antragstellers und Anschrift des neu anzuschließenden oder abzuändernden Netzanschlusses;
- Lageplan;
- Status der Genehmigungsverfahren;
- Zeitplan (Netzanschlussverfahren, Baubeginn, Inbetriebnahme);
- Beabsichtigter Anschlusspunkt an das Verteilernetz;
- Beantragte bzw. abzuändernde Leistung am Netzanschlusspunkt (Bezugs- oder Einspeisekapazität);
- Art der anzuschließenden Anlage (bei Kundenanlagen);
- Voraussichtliche Anlagen- und Betriebsart.

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

- einpolige Darstellung der elektrischen Einrichtungen und Angaben über die technischen Daten der eingesetzten Betriebsmittel;
- Nennstrom oder Nennscheinleistung (bei Kundenanlagen);
- Maximalstrom im Kurzschlussfall (Kurzschlussstrombeitrag);
- Beschreibung des vorgesehenen Schutzkonzeptes mit Angaben über Schutzfunktionen und Einstellwerte.

4.2 Anschlussbeurteilung und -konzept

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

Das Anschlusskonzept enthält beispielsweise

- Art, Zahl und Lage der Teile der Anschlussanlage;
- den Netzzutrittspunkt (technisch geeigneten Anschlusspunkt inkl. Netzebene) und die Zählpunktsbezeichnung[8];
- den Netzanschlusspunkt (Eigentumsgrenze der Übergabestelle);

[8] diese kann nach dem Netzanschlussantrag des (zukünftigen) Netzbenutzers vom relevanten VNB auch vorab mitgeteilt werden

- die Anschlussleistung (maximale Bezugskapazität $P_{max,B}$) bzw. die Referenzscheinleistung S_{ref} am Netzanschlusspunkt und damit verbundene betriebliche Bedingungen;
- bei Kundenanlagen mit integrierten Stromerzeugungsanlagen die maximale Einspeisekapazität $P_{max,E}$ am Netzanschlusspunkt und damit verbundene betriebliche Bedingungen;
- den Verknüpfungspunkt und die zulässigen Netzrückwirkungen;
- die vereinbarte Versorgungsspannung U_C;
- die zu erwartende niedrigste und höchste Versorgungsspannung[9];
- die zu erwartende minimale und maximale dreipolige (Netz-)Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt sowie den für das ordnungsgemäße Funktionieren der Schutzeinrichtungen erforderlichen Kurzschlussstrombeitrag.

Alternative Anschlusskonzepte können im Rahmen eines Planungsauftrages an den relevanten VNB gesondert analysiert werden.

Der Netzanschlusspunkt und der Verknüpfungspunkt werden unter Berücksichtigung der gegebenen und zukünftigen Netzverhältnisse, der maximalen Bezugskapazität und Einspeisekapazität sowie der mit dem (zukünftigen) VNB oder Netzbenutzer abgestimmten Anlagen- und Betriebsart vom relevanten VNB festgelegt.

Damit soll unter anderem sichergestellt werden, dass Netze und Lasten keine unzulässigen Netzrückwirkungen verursachen.

4.2.1 Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Ladeeinrichtungen mit einer Bemessungsleistung über 3,68 kVA sind dem relevanten VNB zu melden. Die Meldung an den VNB erfolgt mittels dem im Anhang angeführten Datenblatt „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“. Alternativ kann der relevante VNB eine elektronische Meldung der im Datenblatt dazulegenden Informationen über ein Online-Portal anbieten.

Beim Anschluss von Ladeeinrichtungen muss sichergestellt werden, dass die Anforderungen der TOR Netzrückwirkungen erfüllt werden.

4.2.2 Anschluss von Heiz- und Klimageräten

Diesbezüglich bestehen auf NE 3 keine Anforderungen.

4.2.3 Anschluss von elektrischen Energiespeichern und sonstigen Betriebsmitteln

Elektrische Energiespeicher im Netzparallelbetrieb sowie Elektrolyseanlagen sind dem relevanten VNB zu melden.

Der Anschluss eines elektrischen Energiespeichers in einer Bestandsanlage kann eine wesentliche Änderung im Sinne dieses Teils der TOR darstellen. Es sind daher die diesbezüglichen Bestimmungen gemäß Abschnitt 2.2 zu beachten.

4.3 Netzanschlussvertrag

Das Anschlusskonzept als Teil des Angebots auf Netzanschluss und Netzzugang unterliegt hinsichtlich der Gültigkeit grundsätzlich einer zu vereinbarenden zeitlichen Frist, beginnend ab dem Zeitpunkt der Übermittlung durch den relevanten VNB (unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Dauer eines Genehmigungsverfahrens, zumindest jedoch 6 Monate).

[9] in Anlehnung an ÖVE/ÖNORM EN 50160

Im Netzanschlussvertrag werden beispielsweise folgende Aspekte des Parallelbetriebes zwischen den betroffenen Partnern vereinbart:

- Anlagen- und Betriebsart (nur für Kundenanlagen);
- Angaben zur notwendigen Mess-, Zähl- und Informationstechnik bzw. Kommunikationsschnittstellen;
- Schutzkonzept;
- Angaben zur Sternpunktbehandlung, erforderliche Löscheinrichtungen;
- Einbindung in das Konzept der Spannungsregelung;
- Umfang des Blindleistungsaustausches;
- 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;
- Zuschaltbedingungen.

5 Anforderungen an Netze und Lasten mit Verteilernetzanschluss

5.1 Anforderungen an die Frequenzhaltung

Netze und Lasten müssen die folgenden Anforderungen an die Frequenzhaltung erfüllen:

5.1.1 Frequenzbereiche

Verteilernetze und Verbrauchseinheiten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten gemäß Kapitel 11 müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in den in Tabelle 1 aufgeführten Frequenzbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten.

Kundenanlagen sowie die folgenden Betriebsmittel müssen ebenfalls in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in den in Tabelle 1 aufgeführten Frequenzbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten, wenn dies technologie- und prozessbedingt möglich ist:

- Elektrische Energiespeicher
- Elektrolyseanlagen
- Umrichtergekoppelte Lasten ≥ 5 MW
- AC- bzw. DC-Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge[10]

Wenn dies technologie- oder prozessbedingt nicht möglich ist, ist der Netzbetreiber über diesen Umstand zu informieren und über die Zeitdauern, die das Betriebsmittel in den verschiedenen Frequenzbereichen zuverlässig in Betrieb bleibt, in Kenntnis zu setzen.

Bei Kundenanlagen mit frequenzempfindlichen Betriebsmitteln, die höhere Anforderungen als nach OVE/ÖNORM EN 50160 an die Qualität der Frequenz (Maximal- und Minimalwert) stellen, obliegt es dem Netzbenutzer, die hierfür geeigneten Maßnahmen zu treffen.

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

Tabelle 1: Frequenzbereiche und einzuhaltende Mindestzeiträume

[10] Prüfanforderungen sind in OVE Richtlinie R 37 geregelt.

Der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer kann in Abstimmung mit dem relevanten VNB breitere Frequenzbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb vereinbaren. Sind breitere Frequenzbereiche oder längere Mindestzeiträume für den Betrieb wirtschaftlich und technisch möglich, darf der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer seine Zustimmung nicht ohne triftigen Grund verweigern.

5.1.2 Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz (LFSM-O, LFSM-U)

Für die frequenzabhängigen Modi **LFSM-O** (*limited frequency sensitive mode – overfrequency*) und **LFSM-U** (*limited frequency sensitive mode – underfrequency*) gelten folgende Bestimmungen:

5.1.2.1 Anforderungen für elektrische Energiespeicher, Elektrolyseanlagen, umrichtergekoppelte Lasten und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Als Verbraucher wirkende elektrische Energiespeicher und Elektrolyseanlagen ~~und DC-Ladeeinrichtungen~~[11] müssen in der Lage sein, auf Frequenzabweichungen über definierte Schwellwerte mit einer definierten Änderung der Wirkleistung zu reagieren. Diese Anforderung gilt auch generell für umrichtergekoppelte Lasten mit einer maximalen Bezugsleistung ≥ 5 MW. Im Fall von Über- bzw. Unterfrequenz ist die Wirkleistung ausgehend vom aktuellen Arbeitspunkt, abhängig von der auftretenden Frequenzabweichung, auf einen definierten Sollwert zu erhöhen bzw. zu reduzieren. Elektrische Energiespeicher müssen entsprechend der in Kapitel 5.1.2.2 festgelegten Standardeinstellungen („Fahren auf der Kennlinie“) in der Lage sein, erforderlichenfalls vom Bezugs- in den Einspeisemodus umzuschalten und vice versa.

~~AC-Ladeeinrichtungen müssen in der Lage sein, auf Über- bzw. Unterfrequenz mit einer Erhöhung bzw. Reduktion der dem Fahrzeug zur Verfügung gestellten Ladeleistung zu reagieren.~~[11]

Die Auflösung der Frequenzmessung für LFSM-O und LFSM-U muss ≤ 10 mHz sein.

Die Anpassung der Wirkleistung hat nach einer möglichst kurzen Zeitverzögerung zu erfolgen. Eine allenfalls parametrierbare künstliche Verzögerungszeit muss deaktiviert oder auf 0 s eingestellt werden.

Bei Erreichen der Mindestleistung für den stabilen Betrieb bzw. des minimalen Ladestroms muss, soweit möglich, ein stabiler Betrieb bei diesem Leistungswert bzw. diesem Ladestrom aufrechterhalten bleiben. Sollwerte bzw. Einschränkungen der Wirkleistung aus der LFSM-O/U-Regelung haben, vorbehaltlich produktions- und sicherheitsrelevanter Aspekte[12], behördlicher Vorschriften sowie allfälliger Einschränkungen durch den aktuellen Speicherstand und Arbeitspunkt, Vorrang vor allen anderen Sollwerten.[13] Ein Vorhalten von Leistungsreserven, um im Fall einer Aktivierung von LFSM-O/U eine Leistungserhöhung bzw. -reduktion durchführen zu können, ist nicht erforderlich.

Vorbehaltlich produktions- und sicherheitsrelevanter Aspekte sowie allfälliger Einschränkungen durch den aktuellen Speicherstand muss bei elektrische Energiespeichern eine Aktivierung von LFSM-O/U auch im Ruhemodus („Standby-Betrieb“) erfolgen. Bei Elektrolyseanlagen und umrichtergekoppelten Lasten ist die Aktivierung von LFSM-O/U im Ruhemodus nicht erforderlich.

---

[11] Die LFSM-Anforderungen an Ladeeinrichtungen sind derzeit ausgesetzt (siehe Abschnitt 5.1.2.3).
[12] Schutz von Betriebsmitteln; Aufrechterhaltung von sicherheitsrelevanten Prozessen bei Produktionsanlagen u.ä.
[13] Ausschließlich davon ausgenommen ist eine allenfalls aktive Wirkleistungsbegrenzung bzw. -vorgabe durch den relevanten Netzbetreiber.

5.1.2.2 Standardeinstellungen für elektrische Energiespeicher

Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-O-Modus muss von 50,2 Hz bis 50,5 Hz frei einstellbar sein. Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-U-Modus muss von 49,5 Hz bis 49,8 Hz frei einstellbar sein. Die Statik s für den LFSM-O-Modus muss von 2 % bis 12 % frei einstellbar sein. Die Statik s für den LFSM-U-Modus muss von 1 % bis 2 % frei einstellbar sein.[14]

Sofern der relevante VNB keine anderweitige Vorgabe macht, sind für elektrische Energiespeicher, folgende Standardeinstellungen entsprechend Abbildung 2 bzw. Abbildung 3 einzuhalten.

- **LFSM-O-Modus**
  - Referenzwirkleistung Pref = $P_{max,E}$
  - Frequenzschwellenwert = 50,2 Hz
  - Statik s = 5 %

- **LFSM-U-Modus**
  - Referenzwirkleistung $P_{ref} = P_{max,E}$
  - Frequenzschwellenwert = 49,8 Hz
  - Statik s = 1 %

Die Referenzwirkleistung P_{ref} entspricht für elektrische Energiespeicher der Maximalkapazität in Einspeiserichtung ($P_{max,E}$). ΔP in den Abbildungen 2 und 3 steht für die Änderung der Wirkleistungsabgabe oder -aufnahme des elektrischen Energiespeichers 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 ist die jeweilige Statik des LFSM-O und U-Modus in %.

Die Standardeinstellung der Referenzwirkleistung $P_{ref} = P_{max,E}$ gilt im Fall DC-gekoppelter Energiespeicher ungeachtet der Bestimmungen der TOR Stromerzeugungsanlagen auch für die mit dem Speicher DC-gekoppelte(n) Stromerzeugungsanlage(n).

[14] Der aktuelle Entwurf der Überarbeitung des Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (RfG-VO **[E7]**) sieht für die Statik des LFSM-U-Modus elektrischer Energiespeicher einen Einstellbereich von 0,2 % bis 5 % vor.

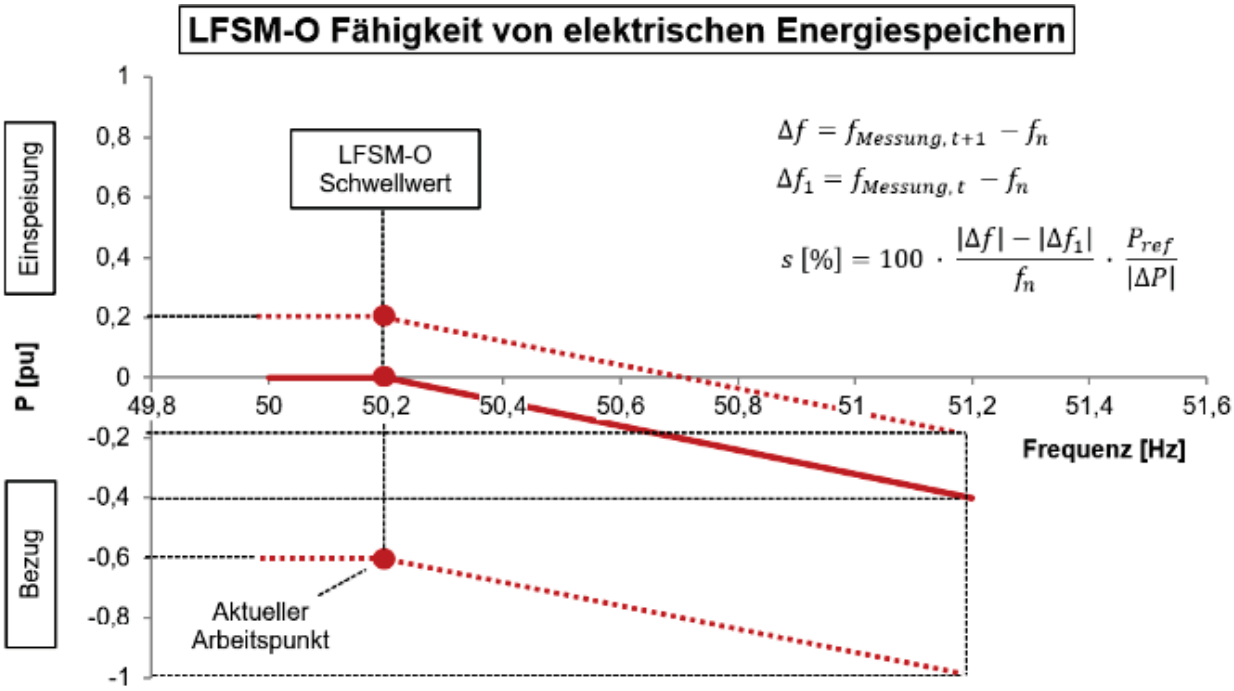


Abbildung 2: Fähigkeit von elektrischen Energiespeichern zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung im LFSM-O-Modus (Darstellung für $P_{ref} = P_{max,E}$ und s = 5 %)

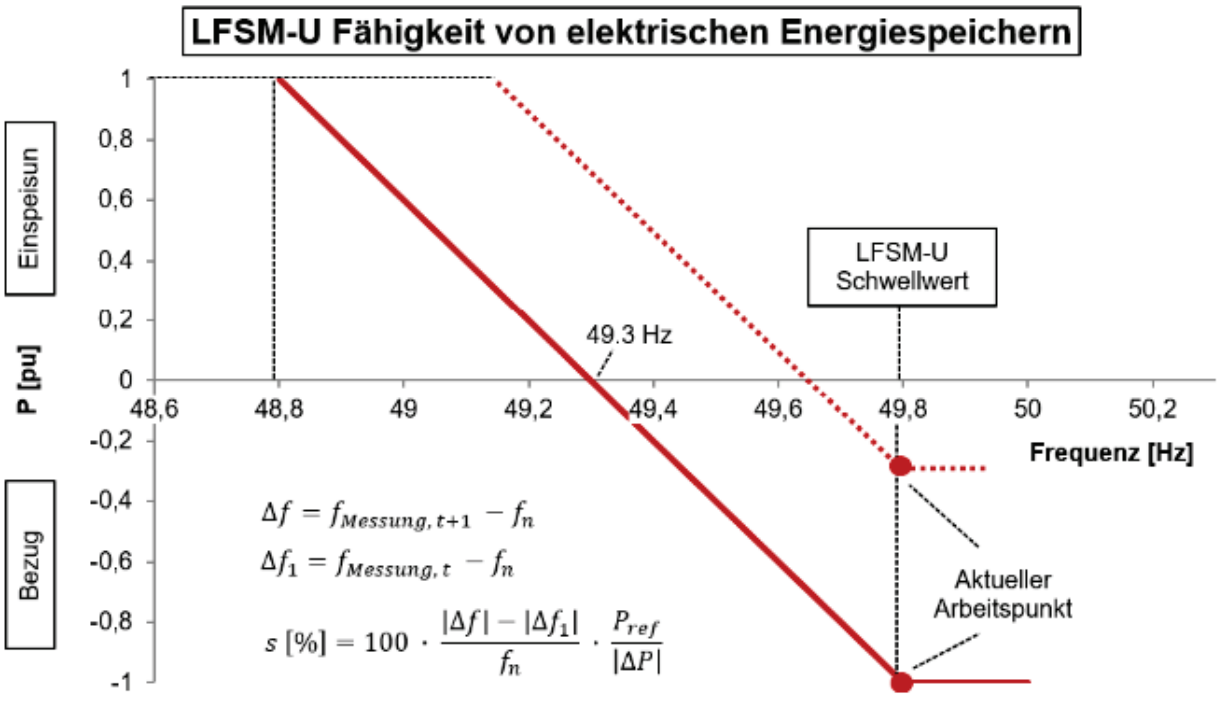


Abbildung 3: Fähigkeit von elektrischen Energiespeichern zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung im LFSM-U-Modus (Darstellung für $P_{ref} = P_{max,E}$ und s = 1 %)

Für elektrische Energiespeicher, welche keine Primärregelreserve zur Verfügung stellen, gilt die folgende Anforderung:

Nach Rückkehr der Frequenz in den Bereich 50,0 Hz ± 200 mHz ist, vorbehaltlich produktions- und sicherheitsrelevanter Aspekte sowie allfälliger Einschränkungen durch den aktuellen Speicherstand bzw. Änderungen des Primärenergieangebots (bei DC-gekoppelten elektrischen Energiespeichern), der ursprüngliche Arbeitspunkt vor Aktivierung des LFSM-Modus anzustreben. In diesem Zusammenhang sind Änderungen des Betriebsmodus bzw. der Soll-Wirkleistung (z.B. kurzzeitiges Nachladen oder Änderung der Einspeisung einer Stromerzeugungsanlage bei DC-gekoppelten elektrischen Energiespeichern) durch eine entsprechende Regelung zu unterbinden. Eine allfällig erforderliche Anpassung der Soll-Wirkleistung ist jedenfalls auf einen Gradienten von maximal 10 % $P_{max,B}$ bzw. $P_{max,E}$ zu begrenzen.

Erst wenn sich die Netzfrequenz ununterbrochen 10 Minuten lang innerhalb des Toleranzbandes von 50,0 Hz ±100 mHz befunden hat, kann der LFSM-Modus und eine allfällige Übersteuerung von abweichenden Soll-Wirkleistungswerten (z.B. durch Dritte) beendet werden. Nach Beenden des LFSM-Modus ist eine erforderlichenfalls notwendige Anpassung der Soll-Wirkleistung auf einen Gradienten von maximal 40 % $P_{max,B}$ bzw. $P_{max,E}$ zu begrenzen.

5.1.2.3 Standardeinstellungen für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

LFSM-Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind derzeit auf europäischer Ebene in Ausarbeitung und werden voraussichtlich über Abänderungen der Netzwerkkodizes für den Netzanschluss von Lasten (Demand Connection Code oder DCC-VO **[E8]**) und Stromerzeugern (Requirements for Generators oder RfG-VO **[E7]**) Rechtswirksamkeit erlangen.[15]

Es wurde entschieden, die in Version 1.0 der TOR Verteilernetzanschluss definierten nationalen LFSM-Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge auszusetzen, solange die Anforderungen der Netzwerkkodizes noch nicht feststehen. Mit deren Veröffentlichung werden die Anforderungen gemäß EU-Rechtsrahmen hier übernommen werden. Für Hersteller empfiehlt es sich daher, LFSM-Funktionalitäten in der Planung zu berücksichtigen.

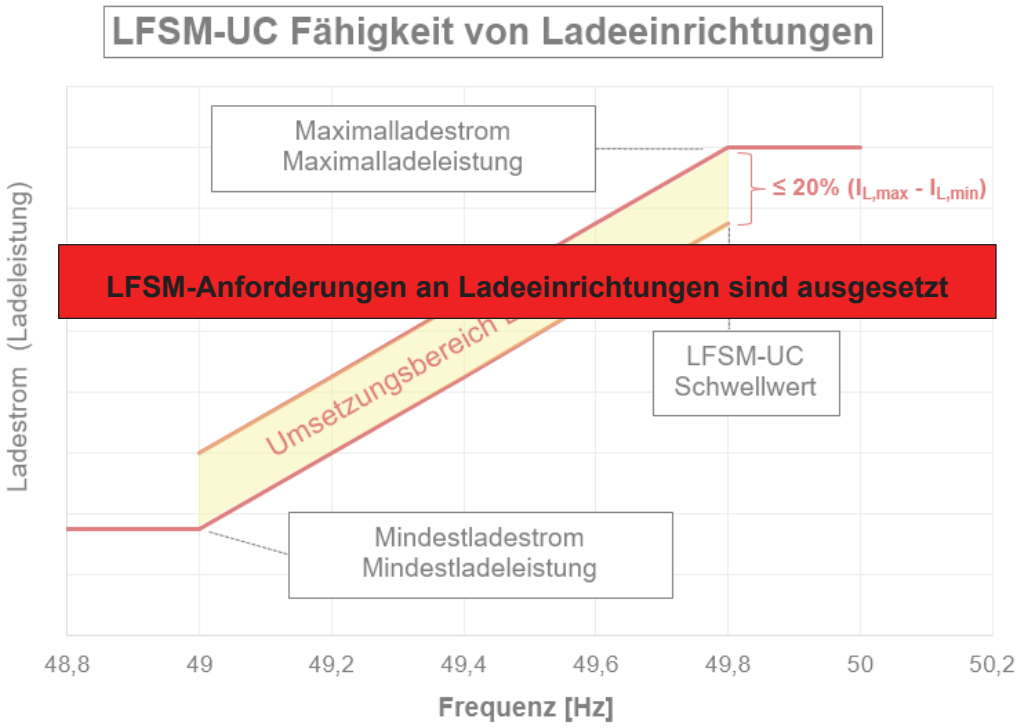
~~Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-UC-Modus muss von 49,5 Hz bis 49,8 Hz frei einstellbar sein.~~

~~Sofern der relevante VNB keine anderweitige Vorgabe macht, sind für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge folgende Standardeinstellungen entsprechend Abbildung 4 einzuhalten.~~

- ~~**LFSM-UC-Modus**~~
- ~~Frequenzschwellenwert = 49,8 Hz~~
- ~~Umsetzungsbereich: 49,0 bis 49,8 Hz~~
- ~~Die Umsetzung des LFSM-UC-Modus kann innerhalb des Umsetzungsbereichs sowohl über eine Kennlinie[16] als auch über diskrete Stufen erfolgen. Abweichungen vom Umsetzungsbereich gemäß Abbildung 4 sind zulässig, wenn eine Umsetzung über diskrete Stufen des Ladestroms in der Höhe von 1 A erfolgt.~~

[15] Siehe: https://www.acer.europa.eu/electricity/connection-codes

[16] Bei DC-Ladeeinrichtungen wird eine Kennlinie („Fahren auf Kennlinie“) empfohlen.



~~*Abbildung 4: Fähigkeit von elektrischen Ladeeinrichtungen zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung im LFSM-UC-Modus. Bei DC-Ladeeinrichtungen erfolgt im LFSM-UC-Modus eine Reduktion der Ladeleistung, bei AC-Ladeeinrichtungen eine Reduktion der dem Fahrzeug zur Verfügung gestellten Ladeleistung*~~

5.1.2.4 Standardeinstellungen für Elektrolyseanlagen und umrichtergekoppelte Lasten

Der Frequenzschwellenwert für den Beginn des LFSM-U-Modus muss von 49,5 Hz bis 49,8 Hz frei einstellbar sein. Die Statik s für den LFSM-U-Modus muss von 2 % bis 12 % frei einstellbar sein.

Sofern der relevante VNB keine anderweitige Vorgabe macht, sind für Elektrolyseanlagen folgende Standardeinstellungen entsprechend Abbildung 5 einzuhalten:

- **LFSM-U-Modus**
  - Referenzwirkleistung $P_{ref} = P_{mom}$
  - Frequenzschwellenwert = 49,8 Hz
  - Statik s = 5 %

Die Referenzwirkleistung P_{ref} entspricht für Elektrolyseanlagen der tatsächlichen Wirkleistungsaufnahme zum Zeitpunkt der Erreichung des Frequenzschwellenwertes (P_{mom}). ΔP in Abbildung 5 steht für die Änderung der Wirkleistungsaufnahme der Elektrolyseanlage 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 ist die jeweilige Statik des LFSM-U-Modus in %.

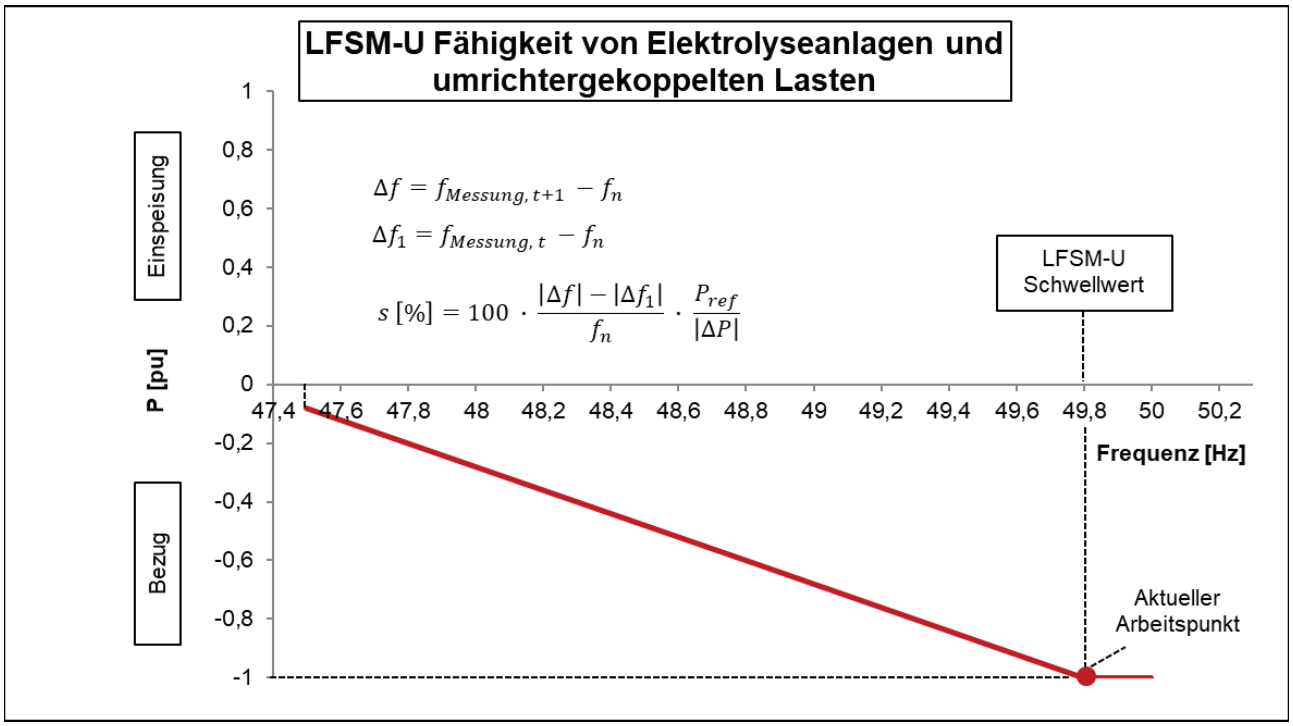


Abbildung 5: Fähigkeit von Elektrolyseanlagen und umrichtergekoppelten Lasten zur frequenzabhängigen Anpassung der Wirkleistung im LFSM-U-Modus (Darstellung für $P_{ref} = P_{mom}$ und s = 5 %)

5.2 Anforderungen hinsichtlich Robustheit und dynamischer Netzstützung – FRT-Fähigkeit

Umrichtergekoppelte Kundenanlagen[17] mit einer maximalen Bezugsleistung ≥ 5 MW, Betriebsmittel mit einer installierten Leistung ≥ 5 MW innerhalb von Kundenanlagen[18], elektrische Energiespeicher sowie DC-Ladeeinrichtungen[19] müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern (im Übertragungs- oder Verteilnetz) aufgetreten sind.[20]

Die Anforderungen an die FRT-Fähigkeit (fault ride through) gelten sowohl für symmetrische als auch für asymmetrische Fehler im Netz.[21] Diese betreffen auch die Steuerungen und Hilfsanlagen, einschließlich deren Komponenten z.B. Schütze, SPS.

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

[17] Dabei handelt es sich beispielsweise um statische Frequenzumrichter zur Kopplung von öffentlichen Netzen (50 Hz) mit Bahnnetzen (16,7 Hz).
[18] Dabei handelt es sich beispielsweise um leistungsstarke Motoren mit einem statischen Frequenzumformer zur Drehzahlregelung innerhalb einer Kundenanlage.
[19] Für DC-Ladeeinrichtungen sind die Prüfanforderungen in OVE Richtlinie R 37 geregelt.
[20] Der Eigenschutz der Anlagen muss bei der Ausgestaltung der FRT-Fähigkeit berücksichtigt werden und hat grundsätzlich Vorrang. In begründeten Fällen kann eine eingeschränkte FRT-Fähigkeit mit dem relevanten Netzbetreiber abgestimmt werden.
[21] Für synchron mit dem Netz angeschlossene Kundenanlagen stellen die für die jeweilige Spannungsebene relevanten FRT-Profile der TOR Stromerzeugungsanlagen eine unverbindliche Planungsgrundlage dar.

Die oben genannten Kundenanlagen und Betriebsmittel müssen für das Durchfahren von mehreren aufeinanderfolgenden Fehlern ausgelegt sein. Wenn durch mehrere aufeinanderfolgende durchfahrene Fehler die thermischen Auslegungsgrenzen überschritten werden, ist eine Entkupplung vom Netz zulässig.

Unter der Berücksichtigung der Schutzsysteme und -einstellungen für interne elektrische Fehler ist der Unterspannungsschutz (entweder FRT-Fähigkeit oder festgelegte Mindestspannung) vom Netzbenutzer unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der umrichtergekoppelten Kundenanlage bzw. des Betriebsmittels so breit wie möglich festzulegen, soweit der relevante VNB gemäß Kapitel 6.3 „Anforderungen hinsichtlich des Schutzes“ keine engeren Grenzen für die Einstellungen vorschreibt. Der Netzbenutzer muss die Einstellungen nach diesem Grundsatz begründen.

Für umrichtergekoppelte Kundenanlagen und Betriebsmittel mit einer installierten Leistung ≥ 5 MW sowie DC-Ladeeinrichtungen gilt das FRT-Profil gemäß Abbildung 6. Bei Spannungseinbrüchen, die maximal dieses Profil aufweisen, darf keine Trennung vom Netz erfolgen. Eingeschränkte Funktionalitäten während des Spannungseinbruchs sowie eine temporäre Reduktion der Bezugleistung sind zulässig. Sobald die Spannung einen Wert von mindestens 0,85 p.u. wiedererlangt hat, muss die Bezugsleistung auf den Wert vor Auftreten des Spannungseinbruchs rückgeführt werden. Diese Rückführung darf maximal 60 Sekunden in Anspruch nehmen. Im Fall von DC-Ladeeinrichtungen muss die Kommunikation zwischen der Ladeeinrichtung und dem Fahrzeug während dem konzeptgemäß zu beherrschenden Fehler aufrecht bleiben.

Für elektrische Energiespeicher gelten die Anforderungen lt. TOR Stromerzeugungsanlagen sowohl im Einspeise- als auch im Bezugsmodus.

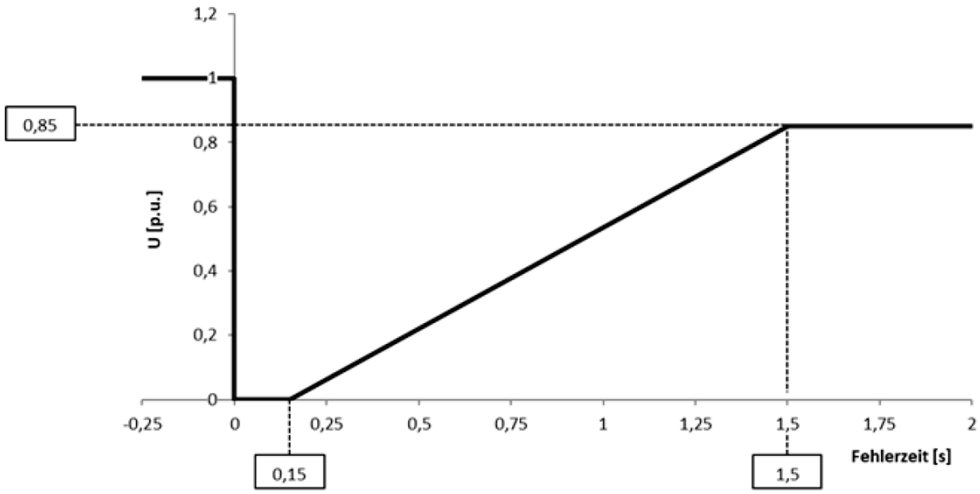


Abbildung 6: FRT-Profil mit Netzanschlusspunkt auf HS-Ebene

5.3 Anforderungen an die Spannungshaltung und -qualität

5.3.1 Spannungsbereiche

Netze und Lasten mit Netzanschlusspunkt auf HS-Ebene müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in den in Tabelle 2 aufgeführten Spannungsbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten.

Spannungsbereich	Mindestzeitraum
0,90 pu – 1,118 pu	unbegrenzt
1,118 pu – 1,15 pu	30 Minuten

Tabelle 2: Mindestzeiträume, in denen Netze und Lasten in der Lage sein müssen, den Betrieb in verschiedenen, vom Referenzwert 1 pu abweichenden Spannungsbereichen am Netzanschlusspunkt ohne Trennung vom Netz aufrechtzuerhalten, wenn die Basisspannung für die Per-Unit-Werte bei 110 kV liegt

Wenn ein relevanter VNB dies verlangt, müssen Netze und Lasten in der Lage sein, sich bei bestimmten Spannungen automatisch vom Netz zu trennen. Die Bestimmungen und Einstellungen für eine solche automatische Trennung werden zwischen dem relevanten VNB und dem nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer vereinbart.

5.3.2 Spannungsqualität

Nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer stellen sicher, dass ihr Netzanschluss nicht zu unzulässigen Netzrückwirkungen führt. Das Ausmaß der Verzerrung darf das ihnen vom relevanten VNB zugestandene Maß nicht überschreiten.

Das zugestandene Ausmaß der Verzerrung ist projektspezifisch zwischen dem relevanten VNB und dem nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer zu vereinbaren. Der relevante VNB und der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer führen hierzu Beurteilungsrechnungen entsprechend den TOR Netzrückwirkungen (D2) „Richtlinie zur Beurteilung von Netzrückwirkungen“ durch.

Der Bewertung von Netzrückwirkungen und der Beurteilung ihrer Zulässigkeit ist die am Netzanschlusspunkt anstehende minimale Kurzschlussleistung unter normalen Betriebsbedingungen zugrunde zu legen. Die Möglichkeit des Auftretens von Resonanzen ist zu beachten.

Transformatoren sowie andere Anlagen- und Betriebseinrichtungen sind entweder so auszulegen und zu steuern oder mit geeigneten Schaltgeräten derart zu schalten, dass es zu keinen unzulässigen Rückwirkungen auf Anlagen anderer Netzbetreiber oder Netzbenutzer kommt.

Für DC-Ladeeinrichtungen sind die Anforderungen gemäß Abschnitt 5.9.10 zu beachten.

5.4 Anforderungen hinsichtlich des Blindleistungsaustauschs

Netze und Kundenanlagen mit Netzanschlusspunkt auf NE 3 müssen in der Lage sein, innerhalb eines vom relevanten VNB gemäß den Kapiteln 5.4.1 oder 5.4.2 festgelegten Blindleistungsbereichs einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten.

5.4.1 Anforderungen für Kundenanlagen

(1) Bei Kundenanlagen darf, wie durch den zulässigen Bereich in Abbildung 7 im Verbraucherzählpfeilsystem dargestellt,

- die maximale Blindleistungsaufnahme (induktiv) Q nicht höher sein als 48 % der maximalen Bezugskapazität $P_{max,B}$; und
- bei Aufnahme von Wirkleistung größer oder gleich 10 % von $P_{max,B}$ der festgelegte Leistungsfaktor $cos\ \varphi$ = 0,90 induktiv nicht unterschritten werden; und
- bei Aufnahme von Wirkleistung kleiner 10 % von $P_{max,B}$ die maximale Blindleistungsaufnahme (induktiv) nicht höher sein als 5 % von $P_{max,B}$.

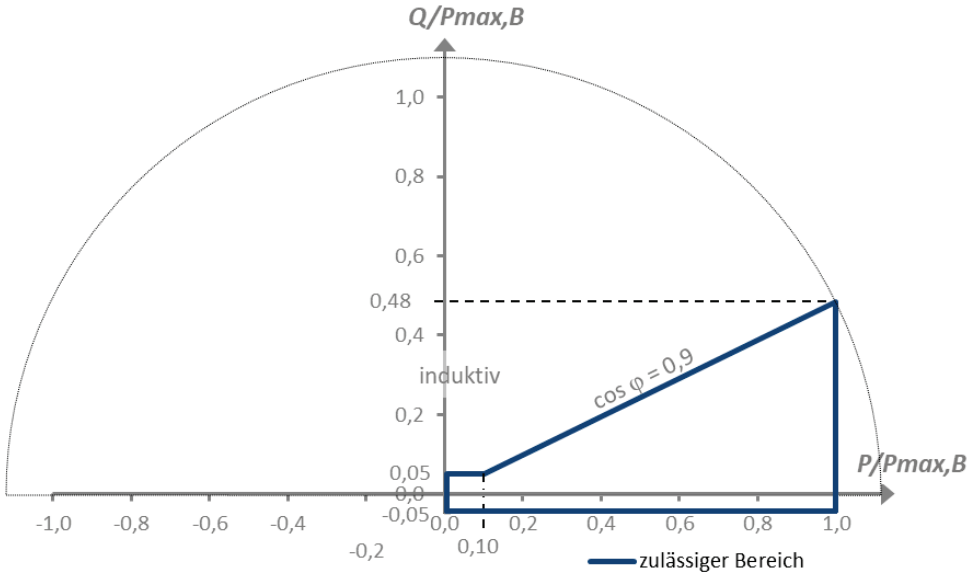


Abbildung 7: Zulässiger Blindleistungsbereich für Kundenanlagen (Q ist die Blindleistung der Kundenanlage in var, P ist die Wirkleistung der Kundenanlage in W, $P_{max,B}$ ist die maximale Bezugskapazität der Kundenanlage in W und cos φ ist der Verschiebungsfaktor)

(2) Die Blindleistungseinspeisung (kapazitiv) darf maximal 5 % der maximalen Bezugskapazität $P_{max,B}$ betragen.

(3) Unbeschadet der Bestimmung der Abs. (1) und Abs. (2) können der Netzbenutzer und der relevante VNB vereinbaren, dass Kundenanlagen in der Lage sein sollen, am Netzanschlusspunkt abweichende Blindleistung einzuspeisen (kapazitiv) oder zu beziehen (induktiv).

(4) Bei Kundenanlagen, die Verbrauchs- und Stromerzeugungsanlagen an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt umfassen, ist zwischen dem Netzbenutzer und dem relevanten VNB eine maximale Einspeisekapazität $P_{max,E}$ zu vereinbaren, welche im Netzanschlussvertrag festzulegen ist. Die Fähigkeit zur Abgabe von Blindleistung am Netzanschlusspunkt im Einspeisefall richtet sich nach der RfG-VO **[E7]**, der dazu ergangenen RfG Anforderungs-V **[N2]** und den TOR Erzeuger in der geltenden Fassung.

(5) Unbeschadet der Bestimmungen der Abs. (1) und (2) können abweichende Vorgaben vereinbart werden, wenn der Netzbenutzer technische oder finanzielle Vorteile nachweist und der relevante VNB dies akzeptiert.

5.4.2 Anforderungen für nachgelagerte Verteilernetze

5.4.2.1 Allgemeines

Für nachgelagerte Verteilernetze wird festgelegt, dass für jeden Netzanschlusspunkt (Übergabestelle) die Blindleistungsaufnahme und -einspeisung für den zwischen dem relevanten VNB und dem nachgelagerten VNB vereinbarten Schaltzustand innerhalb des zulässigen Blindleistungsbereichs gemäß Abbildung 8 liegen muss, außer wenn der relevante VNB und nachgelagerte VNB in einer gemeinsamen Analyse im Hinblick auf die in Kapitel 5.4.2.2 beschriebenen Gründe abweichende Vorgaben vereinbaren.

Der einzuhaltende Blindleistungsbereich ist anzuwenden:

- als Grundlage für die abgestimmte Netzplanung unter Berücksichtigung von Szenarien der Netzbelastung und des Netzausbaus, insbesondere im Hinblick auf vorzusehende Blindleistungs-Kompensationsmaßahmen;
- als Grundlage für das Monitoring gemäß Kapitel 5.4.2.3 des tatsächlich aufgetretenen Blindleistungsaustausches an den Netzanschlusspunkten (Übergabestellen) zwischen dem Übertragungsnetz und Verteilernetz über längere Zeiträume (typischerweise ein Jahr) und
- als Grundlage für die betriebliche Abstimmung und das betriebliche Monitoring gemäß Kapitel 5.4.2.3 zwischen dem relevanten VNB und dem nachgelagerten VNB.

Die Grenzlinien des standardmäßig zulässigen Blindleistungsbereichs für jeden Netzanschlusspunkt (Übergabestelle) werden durch Stützpunkte im P-Q-Diagramm gemäß Abbildung 8 im Verbraucherzählpfeilsystem bestimmt.

Der relevante VNB und der VNB berücksichtigen folgende Grundsätze:

- die Werte für die Blindleistungsbereiche gelten am Netzanschlusspunkt;
- der relevante VNB kann in Abstimmung mit dem nachgelagerten VNB andere Kenngrößen als den Leistungsfaktor für die Festlegung des Blindleistungsbereichs bestimmen;
- die Ermittlung des Blindleistungsaustausches ist grundsätzlich auf Basis der Messkonzepte zur Ermittlung der Netznutzung aus dem jeweils gültigen Netzanschlussvertrag mit dem relevanten VNB vorzunehmen. Allenfalls ist ein separates Messkonzept für den Blindleistungsaustausch zu vereinbaren.
- die einzuhaltenden Blindleistungsbereiche werden für jeden Netzanschlusspunkt (Übergabestelle) zwischen dem Verteilnetz und nachgelagerten Verteilernetz grundsätzlich separat festgelegt und messtechnisch ermittelt. Dies bedeutet, dass in vermascht betriebenen Teilnetzen das Ausmaß des vereinbarten Blindleistungsaustausches je Netzanschlusspunkt einzuhalten ist.
- der Blindleistungsbedarf von Transformatoren an den Übergabestellen zwischen dem Verteilnetz und dem nachgelagerten Verteilernetz ist durch den jeweiligen Eigentümer aufzubringen. Es erfolgt somit grundsätzlich keine Berücksichtigung dieses Blindleistungsbedarfs bei der messtechnischen Ermittlung des Blindleistungsaustausches am Netzanschlusspunkt.

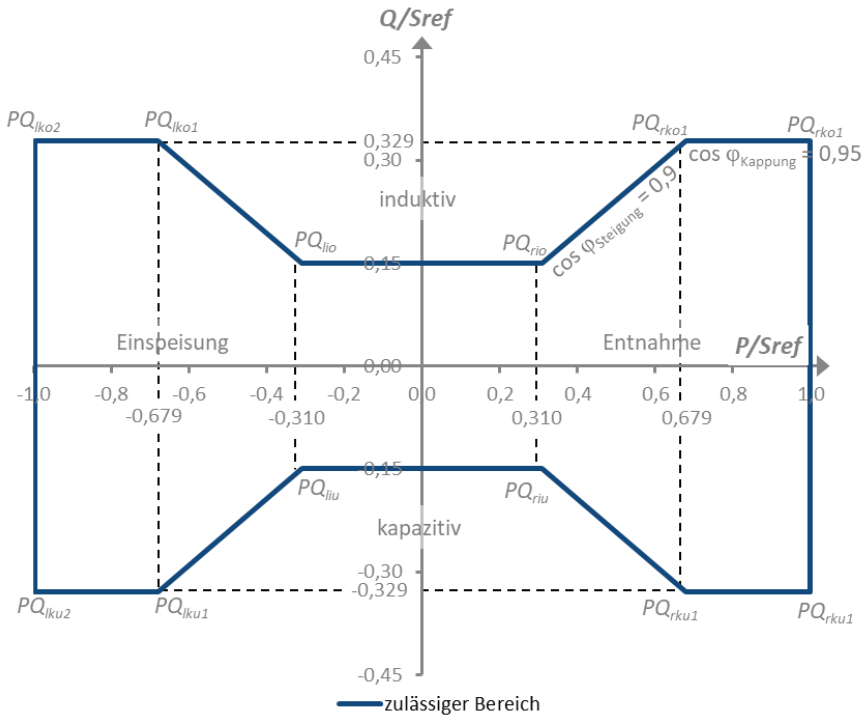


Abbildung 8: Zulässiger Blindleistungsbereich für Verteilernetze mit Verteilernetzanschluss (Q ist die Blindleistung des Verteilernetzes in Mvar, P ist die Wirkleistung des Verteilernetzes in MW, Sref ist die Referenzscheinleistung in Mvar und cos φ ist der Verschiebungsfaktor.)

Die Stützpunkte für den Blindleistungsbereich berechnen sich wie folgt:

a) Berechnung der Stützpunkte für die inneren Grenzlinien:[22]

Die *Q*-Komponente in Mvar für die Stützpunkte PQ_{lio}, PQ_{rio}, PQ_{liu} und PQ_{riu} berechnet sich aus dem Produkt der Referenzscheinleistung S_{ref} und der typischen relativen Kurzschlussspannung u_k = 15 %.

$$Q_{lio} = Q_{rio} = 0{,}15 \cdot S_{ref}$$

$$Q_{liu} = Q_{riu} = -0{,}15 \cdot S_{ref}$$

Die dazugehörige *P*-Komponente in MW berechnet sich aus der *Q*-Komponente unter Berücksichtigung eines fixen Leistungsfaktors *cos φ* = 0,90.

$$P_{lio} = P_{liu} = -\frac{|Q_{lio}|}{tan(cos^{-1}(0{,}90))}$$

$$P_{rio} = P_{riu} = \frac{|Q_{rio}|}{tan(cos^{-1}(0{,}90))}$$

Ein Berechnungsbeispiel zur Bestimmung des Blindleistungsbereichs für einen Netzanschlusspunkt ist in Anhang dargestellt.

b) Berechnung der Stützpunkte für die Steigungs-Grenzlinien:

Die *Q*-Komponente in Mvar für die Stützpunkte PQ_{lko1}, PQ_{rko1}, PQ_{lku1} und PQ_{rku1} berechnet

[22] Hinweis: In der gesamten TOR wird cos^{-1} (x) als arccos (x) verstanden

sich unter Berücksichtigung des fixen Leistungsfaktors *cos φ*$_{Kappung}$ = 0,95.

$$Q_{lko1} = Q_{rko1} = S_{ref} * tan\left(cos^{-1}(0{,}95)\right)$$
$$Q_{lku1} = Q_{rku1} = -S_{ref} * tan\left(cos^{-1}(0{,}95)\right)$$

Die dazugehörige *P*-Komponente in MW berechnet sich unter Berücksichtigung der fixen Leistungsfaktoren *cos φ*$_{Steigung}$ = 0,90 und *cos φ*$_{Kappung}$ = 0,95.

$$P_{lko1} = P_{lku1} = -S_{ref} * \frac{tan\left(cos^{-1}(0{,}95)\right)}{tan(cos^{-1}(0{,}90))}$$
$$P_{rko1} = P_{rku1} = S_{ref} * \frac{tan\left(cos^{-1}(0{,}95)\right)}{tan(cos^{-1}(0{,}90))}$$

c) Berechnung der Stützpunkte für die Kappungs-Grenzlinien:
Die *Q*-Komponente in Mvar für die Stützpunkte *PQ*$_{lko2}$, *PQ*$_{rko2}$, *PQ*$_{lku2}$ und *PQ*$_{rku2}$ entspricht jener der Stützpunkte *PQ*$_{lko1}$, *PQ*$_{rko1}$, *PQ*$_{lku1}$ und *PQ*$_{rku1}$.

$$Q_{lko2} = Q_{rko2} = Q_{lko1} = Q_{rko1}$$
$$Q_{lku2} = Q_{rku2} = Q_{lku1} = Q_{rku1}$$

Die dazugehörige *P*-Komponente (in MW) entspricht der Referenzscheinleistung *S*$_{ref}$.

$$P_{lko2} = P_{lku2} = -S_{ref}$$
$$P_{rko2} = P_{rku2} = S_{ref}$$

5.4.2.2 *Abweichende Vorgaben*

Unbeschadet der Bestimmungen des Kapitels 5.4.2.1 können bei nachgelagerten Verteilernetzen abweichende Vorgaben vereinbart werden, wenn der relevante VNB und der nachgelagerte VNB in einer gemeinsamen Analyse technische oder finanzielle Vorteile nachweisen oder besonderen netzbetrieblichen Gründen Rechnung getragen werden muss.

Zu diesen Gründen gehören insbesondere:

- gegensätzliche Anforderungen für den Blindleistungsaustausch an den Netzanschlusspunkten;
- nachweisbare Durchzüge von Blindleistung zwischen Netzanschlusspunkten;
- relevante Einspeisung durch Stromerzeugungsanlagen in unmittelbarer Nähe von Netzanschlusspunkten, deren Blindleistungsverhalten Auswirkung auf den Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt hat;
- sonstige Gründe die sich aus Anforderung der der Netzführung der Verteilernetze oder aus der Netztopologie begründen.

Der relevante VNB und der nachgelagerte VNB vereinbaren den Umfang der Analyse, anhand deren mögliche Lösungen geprüft werden, und bestimmen die optimale Lösung für den Blindleistungsaustausch zwischen ihren Netzen, wobei sie die Merkmale der Netze, die Variabilität des Leistungsaustauschs, bidirektionale Flüsse und die Blindleistungskapazitäten des Verteilernetzes berücksichtigen;

5.4.2.3 Monitoring und Analyse des Blindleistungsaustausches

Für das Monitoring des Blindleistungsaustausches an den Übergabestellen zwischen dem Verteilnetz und dem nachgelagerten Verteilernetz werden 15-Minuten-Mittelwerte je Netzanschlusspunkt herangezogen.

Das Monitoring des tatsächlich aufgetretenen Blindleistungsaustausches an den Netzanschlusspunkten (Übergabestellen) zwischen dem Verteilnetz und dem nachgelagerten Verteilernetz erstreckt sich über längere Zeiträume (typischerweise ein Jahr). Im Fall, dass 15-Minuten-Mittelwerte außerhalb des vorgegebenen Blindleistungsbereichs liegen, analysieren der relevante VNB und der nachgelagerte VNB gemeinsam die Gründe für diese Abweichung unter Berücksichtigung von Kapitel 5.4.2 und vereinbaren gegebenenfalls entsprechende Abhilfemaßnahmen.

Kurzfristige Abweichungen vom vereinbarten Blindleistungsbereich im Zeitbereich von bis zu 30 Minuten (z.B. im Zuge von Netzschaltungen, Spannungsschwankungen etc.) werden beim Monitoring nicht berücksichtigt.

Betriebliches Monitoring (Betriebsplanung): In betrieblich abgestimmten Situationen kann der vorgegebene Blindleistungsbereich im vereinbarten Ausmaß für begrenzte Zeiträume über bzw. unterschritten werden, insbesondere wenn diese Überschreitungen aufgrund von Revisionen, Sonderschaltzuständen etc. zustande kommen.

Echtzeitbetrieb: Abhängig von der jeweiligen Netzsituation bei Abweichungen vom vereinbarten Blindleistungsbereich sind entsprechende betriebliche Abhilfemaßnahmen zwischen dem relevanten VNB und dem nachgelagerten VNB abzustimmen.

Der nachgelagerte VNB hat die Berechtigung, Stromerzeugungsanlagen, die an sein Netz angeschlossen sind, im Rahmen der durch die TOR Erzeuger vorgegebenen Grenzen für ein aktives Blindleistungsmanagement einzusetzen.

5.5 Anforderungen hinsichtlich des Informationsaustauschs

Dieses Kapitel gilt nur für Netze und Kundenanlagen, welche im Anwendungsbereich der SOGL Datenaustausch-V **[N14]** genannt werden. Es sind dies Kundenanlagen und geschlossene Verteilernetze, die für Netzbetreiber Laststeuerungsdienste erbringen, Regelreserven anbieten oder am Engpassmanagement (Redispatch) beteiligt sind.

Hinsichtlich des Informationsaustausches zwischen dem relevanten VNB und nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer gelten dabei folgende Bestimmungen:

Netze und Kundenanlagen müssen nach den Standards ausgerüstet sein, die der relevante VNB für den Informationsaustausch veröffentlicht.

Da sich die Standards für den Informationsaustausch im Laufe der Zeit ändern können, kann der relevante VNB die entsprechenden Vorgaben für Netze und Kundenanlagen aktualisieren. Der relevante VNB informiert bei geplanten Änderungen der Standards für den Informationsaustausch vorab die betroffenen Partner und veröffentlich diese.

Die für den sicheren und stabilen Netzbetrieb erforderlichen Informationen aus dem eigenen Netz müssen dem jeweils anderen Netzbetreiber an einer definierten Schnittstelle und in einem abgestimmten Format und Zyklus bereitgestellt werden können.

Hinsichtlich der zwischen VNB und Netzbenutzern bzw. nachgelagerten VNB auszutauschenden Informationen wird auf die SOGL **[E9]**, die SOGL Datenaustausch-V **[N14]** bzw. die „Sonstigen Marktregeln Strom – Fahrpläne“[23] verwiesen.

Im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit und Effizienz beim Informationsaustausch sollen standardisierte und international anerkannte Protokolle (z.B. TASE2, Protokolle der IEC 60870-5-Reihe etc.) genutzt werden.

Im Hinblick auf die Zuverlässigkeit und Cybersicherheit sollen die erforderlichen Informationen auf einem sicheren Übertragungsweg ausgetauscht werden.

Im Hinblick auf den Austausch von Informationen für den Echtzeitbetrieb (Echtzeitdaten) müssen Kundenanlagen oder Verteilernetze in der Lage sein, die erforderlichen Daten mit dem VNB in entsprechender zeitlicher Auflösung und Qualität auszutauschen. Sofern es effizient und für den sicheren und stabilen Netzbetrieb unkritisch ist, können bestimmte Echtzeitdaten auch über eine spontane Messwertübertragung[24] ausgetauscht werden.

In Bezug auf die Sprachkommunikation für den Netzwiederaufbau sind die Anforderungen an die Notstromversorgung und die Redundanz der Geräte in der ER-VO und dem „Netzwiederaufbauplan Österreich“, welcher auf Basis der ER-VO erstellt wird, festgelegt.

5.6 Anforderungen hinsichtlich Netzmanagement – Wirkleistungsvorgabe bei Kundenanlagen

Bei Kundenanlagen mit nachfolgend aufgezählten Betriebsmitteln ist der relevante VNB berechtigt, in Ausnahmesituationen eine vorübergehende Einschränkung der Wirkleistungsaufnahme aus dem öffentlichen Netz vorzunehmen. Diese Regelung gilt für Kundenanlagen mit

- Ladeeinrichtungen, wenn die Summe der maximaler Bezugsleistungen der Ladeeinrichtungen über 250 kW liegt,
- Energiespeichern, wenn die Summe der maximaler Bezugsleistungen der Energiespeicher über 250 kW liegt,
- Elektrolyseanlagen, wenn die Summe der maximaler Bezugsleistungen der Elektrolyseanlagen über 250 kW liegt, sowie
- Wärme- und Kälteanlagen (insbesondere Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen) mit einer maximalen Bezugsleistung von mehr als 250 kW.

Zulässig sind vorübergehende Einschränkung der Wirkleistungsaufnahme durch den relevanten VNB in folgenden Situationen:

- 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 VNB liegende, Umstände bedingten Verhinderung der Erbringung der Netzdienstleistungen;
- bei Setzung von Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen gemäß TOR Systemschutzplan;
- bei einem drohenden oder bereits eingetretenen Netzzusammenbruch;
- bei Durchführung betriebsnotwendiger Arbeiten im Netz.

[23] https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/sonstige_marktregeln

[24] Bei spontaner Messwertübertragung erfolgt eine Übertragung nicht in konstanten Zeitintervallen, sondern nur wenn die Differenz zwischen aktuellem und zuletzt übertragenem Messwert über einem definierten Schwellwert liegt.

Der Netzbenutzer ist, wenn möglich, vor der Durchführung von Maßnahmen bei seiner Anlage zu informieren.

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

Der relevante VNB greift nicht in die Steuerung der Betriebsmittel ein. Er ist lediglich für die Signalgebung verantwortlich. Die Signalverarbeitung und Umsetzung der Wirkleistungseinschränkung erfolgt in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers. Die oben genannten Betriebsmittel müssen in der Lage sein, den Sollwert der Wirkleistungsaufnahme entsprechend anzupassen. Die Umsetzung kann jedoch auch durch eine Erhöhung der Wirkleistungsabgabe von Stromerzeugungsanlagen oder elektrischen Energiespeichern innerhalb der Kundenanlage realisiert werden.

Die Kommunikation erfolgt mittels eines gängigen, vom relevanten VNB im Netzanschlussvertrag festzulegenden Kommunikationsstandards (z.B. IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, Modbus RTU/TCP).

5.7 Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes und Netzwiederaufbaus

5.7.1 Allgemeines

Die im Kapitel 5.7.2 sowie Kapitel 5.7.3 beschriebenen Punkte stellen Grundanforderungen für den Unterfrequenz- und Unterspannungslastabwurf im Sinne der DCC-VO dar und sind nur für Netze und Kundenanlagen zu erfüllen, welche im Anwendungsbereich der TOR Systemschutzplan genannt werden. Die entsprechenden nationalen Anforderungen, Einstellparameter sowie (Begriffs-) Präzisierungen werden in den TOR Systemschutzplan festgelegt. Im Besonderen wird hier in den TOR Systemschutzplan auf das Kapitel „Technische Anforderungen an die Einrichtungen für die frequenz- und spannungsabhängigen Maßnahmen“ verwiesen.

Die im Kapitel 5.7.4 beschriebenen Punkte stellen Grundanforderungen für die Fähigkeit zur Wiederzuschaltung und Trennung dar. Die entsprechenden nationalen Anforderungen, Einstellparameter sowie (Begriffs-) Präzisierungen werden im „Netzwiederaufbauplan Österreich (NWAP Ö)“, welcher auf Basis der ER-VO erstellt wird, festgelegt.

5.7.2 Anforderungen für das Verhalten bei Unter- und Überfrequenz

5.7.2.1 Anforderungen hinsichtlich des Unterfrequenzlastabwurfes

Zur Erreichung der Anforderungen des Unterfrequenzlastabwurfes gemäß TOR Systemschutzplan legt jeder VNB mit seinen ihm nachgelagerten VNB die erforderlichen Maßnahmen fest. Netze und Kundenanlagen müssen die folgenden Anforderungen hinsichtlich ihrer Vorrichtungen für den Unterfrequenzlastabwurf erfüllen:

Jeder nachgelagerte VNB und, soweit dies vom ÜNB bestimmt wird, jeder Netzbenutzer hält Vorrichtungen bereit, die einen bestimmten Anteil seiner Last bei Unterfrequenzen automatisch vom Netz trennen können. Der relevante ÜNB kann auf der Grundlage einer Kombination aus Unterfrequenz und dem Frequenzgradienten Auslösekriterien für diese Trennung festlegen.

Die Vorrichtungen für den Unterfrequenzlastabwurf müssen es ermöglichen, Kundenanlagen in einem bestimmten Bereich von Betriebsfrequenzen stufenweise vom Netz zu trennen.

Die Vorrichtungen für den Unterfrequenzlastabwurf müssen die technischen Anforderungen gemäß TOR Systemschutzplan erfüllen.

5.7.2.2 Anforderungen für Pumpanlagen innerhalb von Pumpspeicherkraftwerken

Pumpanlagen innerhalb von Pumpspeicherkraftwerken müssen in der Lage sein, sich automatisch und unverzögert nach einem mit dem relevanten VNB abzustimmenden Frequenz-Staffelplan bei Unterfrequenz vom Netz zu trennen bzw. bei Überfrequenz zuzuschalten.

5.7.3 Anforderungen für das Verhalten bei Unter- und Überspannung

5.7.3.1 *Anforderungen hinsichtlich des Unterspannungslastabwurfes*

Der relevante VNB kann in Abstimmung mit den nachgelagerten VNB für Verteilernetzanlagen festlegen, welche Vorrichtungen für den Unterspannungslastabwurf einzusetzen sind.

Der relevante VNB kann in Abstimmung mit den Netzbenutzern Vorrichtungen für den Unterspannungslastabwurf für die Kundenanlagen bestimmen.

Auf der Grundlage der Bewertung des relevanten VNB hinsichtlich der Systemsicherheit müssen die nachgelagerten VNB Vorrichtungen zum Blockieren des Laststufenschalters und für den Unterspannungslastabwurf einsetzen.

Entscheidet der relevante VNB, dass eine Vorrichtung für den Unterspannungslastabwurf einzusetzen ist, sind die Betriebsmittel sowohl zum Blockieren des Laststufenschalters als auch für den Unterspannungslastabwurf in Abstimmung mit dem relevanten VNB zu installieren.

Der Unterspannungslastabwurf erfolgt mithilfe von Relais oder wird von der Leitwarte des relevanten VNB aus eingeleitet.

Die Vorrichtungen für den Unterspannungslastabwurf müssen folgende Möglichkeiten umfassen:

1. Überwachung der Spannung durch Messung aller drei Phasen (die Messeinrichtungen müssen in allen betrieblich zulässigen Spannungs- und Frequenzzuständen zuverlässig arbeiten und verkettete Spannungen überwachen);
2. Blockieren der Relais-Auslösung auf der Grundlage der Wirkleistungs- oder Blindleistungsflussrichtung.

Für das Blockieren der Laststufenschalter gelten folgende Bestimmungen:

a) Wenn der relevante VNB dies verlangt, muss es möglich sein, den Laststufenschalter des Transformators der Verteilernetzanlage automatisch oder manuell zu blockieren;
b) der relevante VNB legt fest, auf welche Weise das automatische Blockieren des Laststufenschalters umzusetzen ist.

5.7.3.2 Anforderungen für Kompensationseinrichtungen in nachgelagerten Verteilernetzen mit Verteilernetzanschluss

Nachgelagerte Verteilernetze müssen unter Berücksichtigung der vorhandenen Möglichkeiten in der Lage sein, nach dem in den TOR Systemschutzplan festgelegten Stufenplan bei Unterspannung zumindest manuelle Maßnahmen im Rahmen des Normalbetriebs durchzuführen, z.B.:

- Abschaltung noch am Netz befindlicher Blindleistungsverbraucher (z.B. Drosseln);
- Einschalten kapazitiver Netzelemente (z.B. Kondensatorbatterien);
- Zuschaltung temporär abgeschalteter Leitungen (sofern netzbetrieblich möglich).

5.7.4 Anforderungen für die Fähigkeit zur Wiederzuschaltung und zur Trennung

5.7.4.1 *Allgemeines*

Der relevante VNB kann im Netzanschlussvertrag festlegen, unter welchen Bedingungen Netze und Kundenanlagen nach einer Trennung wieder mit dem Verteilernetz verbunden werden dürfen. Systeme zur automatischen Wiederzuschaltung dürfen nur mit der vorherigen Zustimmung des relevanten VNB installiert werden;
Im Netzanschlussvertrag kann festgelegt werden, dass Netze und Kundenanlagen in der Lage sein müssen, sich in den in Kapitel 5.1.1 genannten Frequenzbereichen zu synchronisieren. Der relevante VNB und der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer vereinbaren die Einstellungen der Synchronisationsgeräte vor dem Anschluss der Anlage bzw. des Netzes, einschließlich Spannung, Frequenz, Phasenwinkelbereich sowie Spannungs- und Frequenzabweichungen.

Eine Wiederzuschaltung darf nur nach Freigabe durch den relevanten VNB und innerhalb der festgelegten Grenzen erfolgen. Die konkrete Vorgangsweise beim Wiederzuschalten ist zwischen den betroffenen Partnern zu vereinbaren.

Parallelschaltungen von Netzen des VNB und nachgelagerten VNB müssen koordiniert und mit anderen betroffenen Netzbetreibern abgesprochen werden.

Im Netzanschlussvertrag von Netzen und Kundenanlagen kann festgelegt werden, dass eine Möglichkeit zur fernwirktechnischen Trennung vom Verteilernetz vorzusehen ist. Soweit anwendbar, legt der relevante VNB die Betriebsmittel zur automatischen Trennung für die Neukonfiguration des Systems zur Vorbereitung auf sprunghafte Lastzuschaltungen fest. Der relevante VNB legt den für die fernwirktechnische Trennung erforderlichen Zeitraum fest.

5.7.4.2 *Anforderungen für elektrische Energiespeicher, Elektrolyseanlagen, umrichtergekoppelten Lasten und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge*[25]

Folgende Bedingungen gelten für die (automatische) Wiederzuschaltung nach einer unbeabsichtigten Trennung, sowohl aufgrund eines gestörten Betriebs als auch aufgrund einer Netzstörung, insbesondere auch nach einer Unterspannungsauslösung (siehe Abschnitt 5.9.8).

Bei als Verbraucher wirkenden elektrischen Energiespeichern, Elektrolyseanlagen und umrichtergekoppelten Lasten mit einer maximalen Bezugsleistung ≥ 5 MW muss eine automatische Wiederzuschaltung und Fortführung des aufgrund der Störung unterbrochenen Betriebs erfolgen. Bei Ladeeinrichtungen muss eine automatische Wiederzuschaltung und Fortsetzung des unterbrochenen Ladevorgangs erfolgen, sofern dazu kein nochmaliger Authentifizierungsprozess notwendig ist. Die Wiederzuschaltung darf nur unter folgenden Bedingungen erfolgen:

<u>Zuschaltbedingungen für elektrische Energiespeicher im Einspeisemodus:</u>

- Es gelten die Zuschaltbedingungen gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen (Abschnitt 5.5.2).

<u>Zuschaltbedingungen für elektrische Energiespeicher im Bezugsmodus, umrichtergekoppelte Lasten, Elektrolyseanlagen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge:</u>

- Der Spannungsbereich muss mit dem relevanten VNB abgestimmt werden; und
- Netzfrequenz zwischen 49,90 Hz und 50,10 Hz; und
- es steht kein Auslösekriterium eines Netzentkupplungsschutzes an.[26]

[25] Für Ladeeinrichtungen sind die Prüfanforderungen in OVE Richtlinie R 37 geregelt.
[26] Ein Entkupplungsschutz ist bei Ladeeinrichtungen vorzusehen, wenn über die Ladeeinrichtung auch Energie vom Elektrofahrzeug ins Netz eingespeist wird (vehicle to grid).

Die Wartezeit muss grundsätzlich zwischen 0 und 300 Sekunden einstellbar sein.[27] Es werden folgende Standardeinstellungen empfohlen:

- Wartezeit bei automatischer bzw. betriebsbedingter Zuschaltung: 60 s
- Wartezeit bei Zuschaltung nach einer Auslösung eines Entkupplungsschutzes[28]: 300 s

Bei DC-Ladeeinrichtungen ist ein Hochlauf nach Wiederzuschaltung mit einer Steigung von 10 % der Nennleistung pro Minute zu implementieren. Dabei sind eine Abweichung von ± 5% der Nennleistung sowie ein Sprung auf eine technische Minimalleistung bzw. einen technischen Minimalstrom zulässig.

Bei AC-Ladeeinrichtungen erfolgt nach Wiederzuschaltung ein Hochlauf der dem Fahrzeug zur Verfügung gestellten Leistung mit einer Steigung von 10 % der Nennleistung pro Minute. Alternativ kann der Hochlauf mit einer Steigerung des zur Verfügung gestellten Ladestroms von 1 A pro Minute erfolgen.

Bei der Netzzuschaltung darf das Netz des relevanten VNB nicht unzulässig beeinflusst werden (siehe TOR Netzrückwirkungen).

5.8 Informationen und Parameter für Netzberechnungen und Simulationen

(1) Der relevante VNB kann für Anlagen Simulationsmodelle oder gleichwertige Informationen anfordern, die das Verhalten der Netzbenutzer durch Simulationen zeigen. Bei Erfordernis können Simulationsmodelle oder gleichwertige Informationen, die das Verhalten der Netzbenutzer beschreiben, vom relevanten VNB gefordert werden.

(2) Der relevante VNB legt Inhalt und Format dieser Simulationsmodelle oder gleichwertigen Informationen fest. Inhalt und Format müssen Folgendes umfassen:
   a) Anlagenkonzept und Einlinienschaltbild:
   b) statische und dynamische Parameter;
   c) transiente Rückwirkungen am Netzanschlusspunkt;
   d) Betriebsart und Schutzkonzept.

(3) Im Hinblick auf dynamische Simulationen müssen folgende Modelle oder gleichwertige Informationen übermittelt werden:
   a) Wirk- und Blindleistungsregelung;
   b) Spannungsregelung;
   c) Schutz;
   d) dynamische Merkmale der Netzbenutzer; und
   e) Stromrichterverhalten.

(4) Der relevante VNB legt die Anforderungen an die Erfassung und Archivierung von Betriebsdaten von Netzbenutzer fest, um die Modelle validieren zu können.

(5) Der Netzbenutzer legt dem relevanten VNB auf Aufforderung alle erforderlichen Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) vor, damit dieser die genannten Simulationen selbst oder gemeinsam mit dem Netzbenutzer durchführen kann. Der relevante VNB und Netzbenutzer stimmen den Umfang und Austausch der relevanten Simulationsparameter projektspezifisch ab.

[27] Es besteht die Möglichkeit einen manuellen Taster am Gerät zu implementieren, um die Wartezeit ausschließlich für eine Inbetriebnahme oder Schutzprüfung überbrücken zu können.
[28] Während dieser Wartezeit dürfen die Zuschaltbedingungen nicht verletzt werden. Anderenfalls beginnt die Zeitzählung von vorne.

(6) Der Netzbenutzer legt dem relevanten VNB auf Aufforderung alle erforderlichen Simulationsparameter (z.B. technische Kennwerte) für die in Abs. (3) angeführten Teile vor, damit dieser die genannten Simulationen selbst durchführen kann.

5.9 Besondere Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

5.9.1 Allgemeines

Die folgenden besonderen Anforderungen gelten für den Bezugsmodus von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (Ladevorgang). Für den Einspeisemodus (Entladevorgang; „vehicle to grid/home“) gelten zudem die Regelungen der TOR Stromerzeugungsanlagen. Für die Typeneinteilung gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen ist die vereinbarte maximale Einspeisekapazität am Netzanschlusspunkt zu berücksichtigen.

5.9.2 Kommunikationsfähigkeit, Steuerbarkeit und Programmierbarkeit

Ladeeinrichtungen > 3,68 kVA müssen über eine bidirektionale digitale Kommunikationsschnittstelle verfügen. Diese Schnittstelle kann kabelgebunden oder kabellos umgesetzt sein. Die Ladeeinrichtung muss über diese Schnittstelle mittels einem gängigen, auf einem offenen Standard basierenden Kommunikationsprotokoll (bspw. OCPP, EEBUS) mit anderen Komponenten des Energiesystems kommunizieren können und eine externe Ansteuerung (Beschränkung der Ladeleistung) ermöglichen. Die Kommunikationsfähigkeit kann wahlweise über die Ladeeinrichtung selbst oder eine mit der Ladeeinrichtung permanent verbundene Infrastruktur (wie Lade- bzw. Energiemanagementsysteme) bewerkstelligt werden.[29]

Ladeeinrichtungen > 3,68 kVA müssen über Ladeprogramme verfügen, die das Laden bei reduzierter Leistung sowie eine zeitliche Steuerung von Ladevorgängen (z.B. verzögerter Start des Ladevorgangs oder Vorgabe von Ladezeiten) ermöglichen. Bei Programmen, die einen Start des Ladevorgangs zu einer vom Benutzer festgelegten Uhrzeit vorsehen, ist eine Verzögerung des tatsächlichen Ladestarts um eine zufällige Zeitspanne von 0 bis 300 Sekunden umzusetzen.

5.9.3 Symmetriebedingungen

Diesbezüglich bestehen auf NE 3 keine Anforderungen.

5.9.4 Blindleistungsverhalten[30]

Für den Betriebsmodus "Energiebezug" (Ladevorgang) ist von DC-Ladeeinrichtungen bei Bemessungsleistung ein $\cos \varphi \geq 0{,}95$ einzuhalten. Unterhalb der Bemessungsleistung, ab einer Leistung von 5 % der Bemessungsleistung ist ein $\cos \varphi \geq 0{,}90$ einzuhalten. Blindleistungssprünge sollten dabei vermieden werden.

Wenn die Einhaltung der Blindleistungsanforderungen für die gesamte Kundenanlage am Netzanschlusspunkt nachgewiesen wird (siehe Abschnitt 5.4), ist für die Ladeeinrichtung kein Nachweis erforderlich.

Für den Betriebsmodus "Energielieferung“ (Entladevorgang) gelten die Anforderungen der TOR Stromerzeugungsanlagen.

[29] Diese Anforderungen begründen weder eine Verpflichtung zur Übermittlung von Daten aus der Ladeeinrichtung an den Netzbetreiber oder andere Marktakteure, noch ein generelles Recht auf Ansteuerung für den Netzbetreiber.
[30] Prüfanforderungen sind in OVE Richtlinie R 37 geregelt.

5.9.5 Manipulationssicherheit

Änderungen der VNB-relevanten Einstellwerte dürfen nicht in Standard-Benutzeroberflächen von Smartphone-Apps oder per Webbrowser, sondern ausschließlich durch Elektrofachpersonal möglich sein. Dies kann beispielsweise durch das Vorsehen eines Passwortschutzes für erweiterte Parametereinstellungen oder eine für Benutzer nicht unmittelbare erreichbare Installationsebene der Geräteeinstellungen sichergestellt werden.

Wenn die Einstellungen durch z.B. sog. dip-switches erfolgen, sind diese durch Abdeckungen zu schützen, die nur mit Werkzeugen (z.B. Schraubenzieher) entfernt werden können.

5.9.6 Parametereinstellung der Ladeeinrichtung

Ladeeinrichtungen sind bevorzugt in der Ländereinstellung Österreich auszuliefern und Einstellparameter im Auslieferungszustand auf die in diesem Dokument spezifizierten Standardwerte eingestellt.[31]

Alternativ ist eine Herstellerparametrieranleitung oder eine Auswahl der Ländereinstellung direkt am Gerät vorzusehen.

5.9.7 Dokumentation der Ausführung und Nachweisdokument

Die Elektrofachkraft muss die technische Ausführung der Ladeeinrichtungen im „Datenblatt für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“ (Anhang) oder in einem vom relevanten VNB bereitgestellten Online-Formular dokumentieren und dem VNB übermitteln. Des Weiteren muss die Elektrofachkraft auf Verlangen des relevanten VNB die Einhaltung der Anforderungen der TOR Verteilernetzanschluss sowie des Netzanschlussvertrags mittels des „Nachweisdokumentes für Ladeeinrichtungen“ (Anhang)[32] oder eines vom relevanten VNB bereitgestellten Online-Formulars bestätigen.[33]

5.9.8 Unterspannungsauslösung[34]

Ladeeinrichtungen müssen in der Lage sein, beim Auftreten einer Unterspannung den Ladevorgang zu unterbrechen. Als Standardeinstellung ist vorzusehen, dass die Unterspannungsauslösung bei einer länger als 3 Sekunden dauernden netzseitigen Unterschreitung von 80 % der Nennspannung erfolgt. Eine davon abweichende Parametrierung mit einer längeren Zeitdauer und/oder einem geringeren Spannungswert muss möglich sein. Eine von der Standardeinstellung abweichende Parametrierung ist nur in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zulässig.

Für die Wiederzuschaltung sind die Zuschaltbedingungen gemäß Kapitel 5.7.4.2 zu berücksichtigen.

5.9.9 Spannungsbereiche[35]

Ladeeinrichtungen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb kontinuierlich im Spannungsbereich von 0,9 p.u. bis 1,1 p.u. aufrechtzuerhalten.

---

[31] Siehe Kapitel 5.1, 0 sowie die vorigen Subkapitel von 5.9 für die vorzunehmenden Standardeinstellungen.
[32] Wenn die Umsetzung gemäß der zuvor mittels Datenblatt/Online-Formular gemeldeten Informationen erfolgt ist, ist eine vom Netzbenutzer und dem Elektrofachbetrieb unterfertigte schriftliche Bestätigung ausreichend. Es ist zu bestätigen, dass (1.) die Ladeeinrichtung die Anforderungen der TOR Verteilernetzanschluss sowie des Netzanschlussvertrags erfüllt und (2.) die Ladeeinrichtung gemäß der im Datenblatt geleisteten Angaben umgesetzt wurde und (3.) ein Prüfbericht gemäß OVE-Richtlinie R 37 vorliegt (siehe Fußnote 37 zu den diesbezüglichen Übergangsfristen).
[33] Bei mobilen Ladekabeln (Ladebetriebsart 2 lt. OVE EN IEC 61851-1:2020-01-01) ist keine Bestätigung durch eine Elektrofachkraft erforderlich. Die Meldung bzw. Bestätigung kann in diesem Fall durch den Netzbenutzer erfolgen.
[34] Prüfanforderungen sind in OVE-Richtlinie R 37 geregelt.
[35] Prüfanforderungen sind in OVE-Richtlinie R 37 geregelt.

5.9.10 Anforderungen an die Spannungsqualität bei Ladeeinrichtungen[36]

Um unzulässige Rückwirkungen auf den Netzanschluss zu vermeiden, müssen DC-Ladeeinrichtungen die Anforderungen der OVE-Richtlinie R 37 bezüglich in OVE/ÖNORM EN 50160 definierter Merkmale für Spannungsqualität erfüllen.

Wenn die Einhaltung der Anforderungen an die Spannungsqualität für die gesamte Kundenanlage am Netzanschlusspunkt nachgewiesen wird (siehe Abschnitt 5.3.2), ist für die Ladeeinrichtung kein Nachweis erforderlich.

5.10 Steuerbarkeit von Wärmepumpen

Diesbezüglich bestehen auf NE 3 keine Anforderungen.

6 Ausführung der Anlage und Schutz

6.1 Primärtechnik

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

Spannungs- und Isolationspegel einzelner Geräte oder einer gesamten Schaltanlage müssen mit dem jeweiligen Spannungs- und Isolationspegel des Netzes koordiniert sein. Dies gilt insbesondere für die Auslegung und Situierung von Überspannungsableitern.

6.1.1 Entkupplungsstelle

Die Entkupplungsstelle sichert eine Trennung der Netze und Kundenanlagen vom Verteilernetz. Die Schalteinrichtung der Entkupplungsstelle wird von den relevanten Schutzeinrichtungen angesteuert und löst automatisch aus, wenn eine der Schutzfunktionen der Schutzeinrichtungen anspricht.

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

Die Funktion der Schaltgeräte der Entkupplungsstelle muss überprüfbar sein.

6.1.2 Sternpunktbehandlung

Für Netze und Kundenanlagen sind hinsichtlich der Sternpunktbehandlung folgende Punkte abzustimmen:

- Art der Sternpunktbehandlung;
- bei Erdschlusslöschung: eigene Löschspule oder Mitlöschung durch Netzbetreiber;
- bei Sternpunkterdung: Begrenzung von Erdkurzschlussströmen;
- Dauer und Höhe der zu erwartenden Kurzschlussströme;
- Beschaltung der ober- und unterspannungsseitigen Sternpunkte an den Transformatoren, um eine gegenseitige Beeinflussung zu minimieren.

[36] Prüfanforderungen sind in OVE-Richtlinie R 37 geregelt.

6.2 Sekundärtechnik

6.2.1 Regelsysteme und -einstellungen

Der relevante VNB und der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer bzw. VNBs mit Querverbindung auf gleicher Spannungs- und Netzebene vereinbaren die für die Netzsicherheit relevanten Systeme und Einstellungen der einzelnen Regelungsgeräte für Netze und Kundenanlagen.

Die Vereinbarung umfasst mindestens die folgenden Aspekte:

a) Inselbetrieb des Netzbenutzers oder Ersatzversorgung durch Aggregat;
b) Störungen des Verteilnetzes;
c) automatischer Übergang zur Ersatzversorgung und Rückkehr zur normalen Netztopologie;
d) automatisches Wiedereinschalten der Schutzeinrichtungen.

Der relevante VNB und der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer vereinbaren etwaige Änderungen an den für die Netzsicherheit relevanten Systemen und Einstellungen der verschiedenen Regelungsgeräte von Netzen und Kundenanlagen.

Hinsichtlich der Priorität von Schutz- und Regelungseinrichtungen organisiert der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer die Schutz- und Regelungsvorrichtungen von Netzen und Kundenanlagen gemäß der folgenden (absteigend geordneten) Prioritätsliste:

a) Schutz des Verteilernetzes;
b) Schutz der Kundenanlage bzw. des nachgelagerten Verteilernetzes;
c) Frequenzregelung (Anpassung der Wirkleistung);
d) Leistungsbegrenzung.

6.3 Anforderungen hinsichtlich des Schutzes

Der relevante VNB legt unter Berücksichtigung der Merkmale von Netzen und Kundenanlagen fest, welche Geräte und Einstellungen für den Schutz des Verteilernetzes erforderlich sind. Der relevante VNB und der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer bzw. VNBs mit Querverbindung auf gleicher Spannungs- und Netzebene vereinbaren die für Netze und Kundenanlagen relevanten Schutzsysteme und -einstellungen. Die Koordination diverser Schutzeinstellparameter mit jenen der Netze und Kundenanlagen schließt die technischen Anforderungen (Kernauslegung …) für jene Strom- und Spannungswandler in den Netzkuppelstellen mit ein, an welche der Schutz angeschlossen wird.

Bei der Konzeption der Schutzeinrichtungen sind entsprechende Reserveschutzkonzepte zu berücksichtigen.

Der elektrische Schutz von Netzen und Kundenanlagen hat Vorrang vor betrieblichen Regelungen, wobei die Sicherheit des Systems sowie die Gesundheit und Sicherheit der Mitarbeiter und der Öffentlichkeit zu berücksichtigen sind.
Unter Berücksichtigung des vorhergehenden Absatzes müssen die Einstellungen der Schutzeinrichtungen so gewählt werden, dass Fehler in Netzen und Kundenanlagen selektiv und ohne unzulässige Rückwirkungen auf das Verteilernetz abgeschaltet werden. Einstellungen von Schutzeinrichtungen, deren Funktionen für das Verteilernetz relevant sind, werden einvernehmlich von den Partnern festgelegt.

Schutzgeräte können die folgenden Aspekte umfassen:

a) externe und interne Kurzschlüsse;
b) Über- und Unterspannungen am Netzanschlusspunkt mit dem Verteilernetz;

c) Über- und Unterfrequenzen;
d) Schutz der Verbraucherstromkreise;
e) Transformatorschutz;
f) Reserveschutzkonzepte für Schutz- und Schaltfehler.

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

Der relevante VNB und der nachgelagerte bzw. angeschlossene VNB oder Netzbenutzer vereinbaren etwaige Änderungen an den für Netze und Kundenanlagen relevanten Schutzsystemen sowie an den gemeinsamen Regelungen für die Schutzsysteme von Netzen und Kundenanlagen.

6.3.1 Schutz bei Übergabestationen und Kundenanschlüssen

Bei der Konzeption der Schutzeinrichtungen für Übergabestationen und Kundenanschlüsse sind Maßnahmen derart zu treffen, dass bei Ausfall einer Schutzkomponente nicht die gesamte Schutzfunktionskette ausfällt (verschiedene Stromwandlerkerne, Spannungswandlerwicklungen, Auslösekreise, getrennte Absicherung von Steuerungs- und Schutzauslösekreisen etc.). Die Notwendigkeit der Realisierung derartiger Maßnahmen richtet sich nach dem Gesamtschutzkonzept für das Netz sowie für die betroffene Kundenanlage oder des Verteilernetzes.

Die Schutzeinrichtungen des vorgelagerten Netzbetreibers können nicht als Reserveschutzeinrichtungen für den Transformatorschutz betrachtet werden. Für die als Kuppelelement zwischen den Netzen eingesetzten Transformatoren sind daher entsprechende Reserveschutzeinrichtungen zu installieren. Ist das Kuppelelement zur Kundenanlage bzw. des Verteilernetzes eine 110 kV-Leitung, muss auch die Gegenstation im Übertragungsnetz in das Schutzkonzept einbezogen werden.

Für den Fall des Versagens eines Schalters oder einer Schutzeinrichtung sind geeignete Reserveschutzeinrichtungen vorzusehen. Einrichtungen in der Primärtechnik und daran angeschlossene sekundärtechnische Geräte müssen auf die zulässige Belastbarkeit des zu schützenden Betriebsmittels abgestimmt sein.

7 Betriebserlaubnisverfahren

Der (zukünftige) Netzbenutzer weist dem relevanten VNB nach, dass er die Anforderungen gemäß Kapitel 5 und Kapitel 6 sowie die projektspezifisch vereinbarten Anforderungen aus dem Netzanschlussvertrag erfüllt und durchläuft dazu das beschriebene Betriebserlaubnisverfahren für den Anschluss.

Für Netzanschlüsse gelten für die Durchführung des Betriebserlaubnisverfahrens sinngemäß die Festlegungen der „TOR Übertragungsnetzanschluss“ (Kapitel 7) in der geltenden Fassung.

Für meldepflichtige Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge ist das ausgefüllte "Datenblatt für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge" (Anhang) vorzulegen.

Der VNB kann nach erfolgter Inbetriebnahme einer Ladeeinrichtung zum Nachweis der elektrischen Eigenschaften die Vorlage eines Nachweisdokumentes (Anhang) oder eine gleichwertige Bestätigung, beispielsweise via Online-Portal verlangen.
Für Elektrolyseanlagen weist der Netzbenutzer in einem vom VNB zu definierenden Prozess nach, dass alle Anforderungen gemäß Kapitel 5 erfüllt werden.

Für elektrische Energiespeicher gilt das Betriebserlaubnisverfahren gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen, wobei die Bestimmungen zum Konformitätsnachweis gemäß Kapitel 8.1 dieses Teils der TOR (TOR Verteilernetzanschluss) zur Anwendung kommen.

Der Netzbenutzer stellt sicher, dass dem relevanten VNB die dauerhafte Außerbetriebnahme einer Kundenanlage mitgeteilt wird.

8 Konformität

Die VNB und Netzbenutzer stellen sicher, dass ihre Netze, Kundenanlagen und Betriebsmittel die Anforderungen dieses Teils der TOR erfüllen.

Für Netzanschlüsse von Verbrauchsanlagen und nachgelagerten Verteilernetzen gelten für die Durchführung des Konformitätsverfahrens sinngemäß die Festlegungen der „TOR Übertragungsnetzanschluss“ (Kapitel 8) in der geltenden Fassung.

Elektrische Energiespeicher sind hinsichtlich Konformitätsnachweis und -überwachung wie Stromerzeugungsanlagen zu behandeln (siehe Kapitel 8 der TOR Stromerzeugungsanlagen).

8.1 Konformitätsnachweis

Der nachgelagerte VNB oder Netzbenutzer erbringt den Nachweis der Konformität der Netze, Kundenanlagen und Betriebsmittel im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens durch Vorlage folgender Unterlagen:

- Prüfbericht(e) der Schutzeinrichtung(en) einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens;
- Prüfbericht(e) des (der) Unterfrequenzlastabwurf-Relais einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens bei neuen Verteilernetzen;
- Prüfbericht(e) des (der) Unterfrequenzlastabwurf-Relais einer/s dazu befähigten Person/Unternehmens bei neuen Kundenanlagen, sofern diese am frequenzabhängigen Lastabwurf beteiligt sind;
- eine nach den einzelnen Bestandteilen aufgeschlüsselte Konformitätserklärung durch den Anlagenerrichter und den VNB oder Netzbenutzer;
- Auf Aufforderung des VNB das vollständig ausgefüllte und unterfertigte Nachweisdokument für Ladeeinrichtungen, Heiz- bzw. Klimageräte (Anhang), eine gleichwertige Bestätigung der vertragskonformen Anlagenerrichtung mit Verweis auf die im Datenblatt gemeldeten Informationen oder eine entsprechende Bestätigung via Online-Formular;
- Für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge >3,68 kVA: Prüfberichte gemäß der OVE-Richtlinie R 37 „Prüfanforderungen an Ladestationen für Elektrofahrzeuge hinsichtlich Einhaltung der Anforderungen der TOR Verteilernetzanschluss – Nieder-, Mittel- und Hochspannung“, ausgestellt von einer nach ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17025 für diesen Fachbereich akkreditierten Prüfstelle.[37]

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

- Daten und Parameter für Netzberechnungen und Simulationen (z.B. technische Kennwerte) der Netze und Kundenanlagen gemäß Kapitel 5.8.

[37] Prüfanforderungen sind in OVE-Richtlinie R 37 geregelt. Prüfberichte nach OVE-Richtlinie R 37 sind erst ab 15.12.2026 erforderlich. Davor werden Herstellererklärungen als Konformitätsnachweis akzeptiert.
Bei Ladeeinrichtungen, die in der Liste (https://www.wechselrichterliste.at/ladeeinrichtungen) von Oesterreichs Energie als zulässig gelistet sind, gilt der Konformitätsnachweis als gegeben.

- Für elektrische Energiespeicher: Konformitätstests und Konformitätssimulationen gemäß Kapitel 8.2 der TOR Stromerzeugungsanlagen können zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer vereinbart werden.[38]
  In Abweichung zu den Parametereinstellungen gemäß TOR Stromerzeugungsanlagen sind für LFSM die spezifischen Vorgaben für elektrische Energiespeicher lt. Abschnitt 5.1.2.2 des vorliegenden Teils der TOR (TOR Verteilernetzanschluss) einzuhalten.

8.2 Konformitätsüberwachung

8.2.1 Aufgaben der nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer

Alle Absichten zur Änderung der technischen Fähigkeiten von Netzen und Kundenanlagen, die sich auf die Erfüllung der Anforderungen dieses Teils der TOR auswirken, werden dem relevanten VNB zum frühestmöglichen Zeitpunkt gemeldet, bevor die Änderungen erfolgen.

Alle betrieblichen Vorkommnisse oder Ausfälle in Netzen und Kundenanlagen, die sich auf die Erfüllung der Anforderungen dieses Teils der TOR auswirken, werden dem relevanten VNB direkt oder indirekt über einen Dritten unverzüglich nach dem Vorkommnis gemeldet.

8.2.2 Aufgaben des relevanten VNB

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

Der relevante VNB ist in Einzelfällen und nach angemessener Vorankündigung berechtigt, auch vor Ort Prüfungen vorzunehmen.

9 Betrieb

9.1 Allgemeines

Der Betrieb von elektrischen Anlagen gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 **[18]** umfasst alle Tätigkeiten, die erforderlich sind, damit die elektrische Anlage funktionieren kann. Dies umfasst Schalten, Regeln, Überwachen und Instandhalten sowie elektrotechnische und nichtelektrotechnische Arbeiten.

Beim 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 relevanten VNB einzuhalten.

In einem zwischen dem VNB oder Netzbenutzer und dem relevanten VNB abzuschließenden Vertrag sollten z.B. folgende Punkte enthalten sein:

- Eigentumsgrenze und gegebenenfalls Grenze des Zuständigkeitsbereiches (z.B. Verfügungsbereich, Betriebsführungsbereich, Zugangsberechtigungen) zwischen ÜNB und VNB oder Netzbenutzer;

[38] 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 des elektrischen Energiespeichers abzugeben. Hinsichtlich der FRT- und LFSM-Anforderungen im Bezugsmodus werden Herstellererklärungen akzeptiert, solange die RKS-AT nicht um Prüfverfahren für elektrische Speicher erweitert wurden.

- 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 der Schutzeinrichtungen (z.B. Wiederholungsprüfungen), Art und Weise der Dokumentation von Prüfungen;
- Ergänzende Vereinbarungen zum Informationsaustausch, Vorgangsweise bei betriebsnotwendigen Arbeiten und geplanten Abschaltungen im Netz;
- Benennung mindestens eines jederzeit erreichbaren Schaltberechtigten jedes Partners für Schalthandlungen an der Schaltstelle;
- Abwicklung des Schaltdienstes;
- Anzuwendende Sicherheitsbestimmungen.

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 relevanten VNB 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 relevanten VNB muss die Zufahrt zur Anschlussanlage jederzeit möglich sein.

Bei einer Änderung am Zugang zur Anschlussanlage, z.B. am Schließsystem, ist der relevante NB unverzüglich darüber in Kenntnis zu setzen und der ungehinderte Zugang sicherzustellen.

Der relevante NB kann dem VNB oder Netzbenutzer und dessen Fachpersonal Zutritt zu den Anlagen des NB gewähren.

9.3 Bedienung vor Ort

Der relevante VNB ordnet für die in seinem ausschließlichen Verfügungsbereich stehenden Anlagenteile die Schalthandlungen an (Schaltanweisung). Sofern sich Schaltgeräte im gemeinsamen Verfügungsbereich von VNB und VNB oder Netzbenutzer befinden, stimmen sich VNB und VNB oder Netzbenutzer bzw. deren Beauftragte über die Schalthandlungen in diesen Schaltfeldern ab und legen jeweils im konkreten Fall fest, wer die Schalthandlung anordnet. Die Schalthandlungen für die übrigen Anlagenteile werden durch den VNB, Netzbenutzer oder dessen Beauftragte angeordnet.

Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung des Verfügungsbereichs-Berechtigten (VNB und/oder VNB oder Netzbenutzer) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen vorgenommen werden.

9.4 Instandhaltung

Für die ordnungsgemäße Instandhaltung von Netzen und Kundenanlagen und deren Betriebsmittel ist der VNB oder Netzbenutzer verantwortlich.

Der VNB oder Netzbenutzer hat in periodischen Abständen die entsprechenden Anlagenüberprüfungen gemäß den gesetzlichen Vorgaben und Vorschriften vorzunehmen. Insbesondere hat der VNB oder Netzbenutzer die Schutzeinrichtungen von einer hierzu befugten

Person prüfen zu lassen und auf Verlangen dem relevanten NB die entsprechenden Prüfbefunde unentgeltlich zur Verfügung zu stellen.

Freischaltungen im Verfügungsbereich des VNB vereinbart der VNB oder Netzbenutzer rechtzeitig mit dem relevanten VNB.

9.5 Störungen und Vorgehensweisen bei der Fehlerortung und -behebung

Bei Störungen in den Anlagen von VNB oder Netzbenutzern ist jegliche nachteilige Rückwirkung auf den sicheren Betrieb, die Versorgungssicherheit und die Spannungsqualität im Netz des relevanten VNB so gering wie möglich zu halten. Insbesondere sind Konzepte mit automatischen oder händischen Nachschaltungen zur Fehlereingrenzung mit dem relevanten VNB zwingend abzustimmen. Konzepte und Vorgehensweisen zur Ortung von Fehlern sowie damit im Zusammenhang stehende Eigenschaften der Anlagen des VNB oder Netzbenutzers müssen dem relevanten VNB in geeigneter Form unentgeltlich vor deren Inbetriebnahme zur Verfügung gestellt werden. Darauf aufbauend können zwischen dem relevanten VNB und dem VNB oder Netzbenutzer für zu erwartende Fehlerfälle grundsätzliche Vereinbarungen getroffen werden. Vorgehensweisen des VNB oder Netzbenutzers, welche nicht grundsätzlichen Vereinbarungen entsprechen, dürfen nur in unmittelbarer Abstimmung mit dem relevanten VNB angewendet werden. Der VNB oder Netzbenutzer ist dabei verpflichtet, Anweisungen des relevanten VNB Folge zu leisten. Im Fall von Netzzuständen, welche die Anwendung von grundsätzlich vereinbarten Vorgehensweisen nicht zulassen (z.B. Sonderschaltzustände), ist der relevante VNB verpflichtet den VNB oder Netzbenutzer unverzüglich bzw. mit angemessener Vorlaufzeit zu informieren.

Für die zur Fehlerbehandlung gegebenenfalls zusätzlich erforderlichen Betriebsmittel (wie z.B. Petersen-Spulen, Blindstromkompensationen etc.) hat der VNB oder Netzbenutzer selbst Sorge zu tragen.

10 Zählung

10.1 Allgemeines

Alle Aufgaben im Zusammenhang mit der Zählung und Datenbereitstellung müssen vom relevanten VNB unter Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen, insbesondere des ElWOG 2010 **[N4]** und des Maß- und Eichgesetzes 1950 (MEG **[N9]**) in der jeweils geltenden Fassung, der Allgemeinen Bedingungen des relevanten VNB, den TOR Stromzähler und der Sonstigen Marktregeln, insbesondere Kapitel 6 „Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile“, nach transparenten, objektiven und diskriminierungsfreien Kriterien durchgeführt werden.

10.2 Einrichtungen für Zählung und Messung

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

Die Stromwandler am Zählpunkt müssen mit getrennten Kernen für Zählung/Messung und für den Schutz ausgeführt sein. Die Spannungswandlerkreise für Zählung/Messung und für den Schutz müssen entweder auf getrennte Wicklungen oder auf getrennt abgesicherte Spannungswandlerkreise aufgeteilt sein.

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 den relevanten VNB grundsätzlich 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 relevanten VNB angewandte Standard zu beachten.

Abschnitt II:

Verbrauchseinheiten mit Verteilernetzanschluss zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten

Die folgenden besonderen Anforderungen gelten für Verbrauchseinheiten, die von einer Kundenanlage oder einem geschlossenen Verteilernetz genutzt werden, um für den relevanten VNB oder ÜNB Laststeuerungsdienste im Sinne der DCC-VO zu erbringen. Die Ansteuerung erfolgt dabei durch externe Signale oder automatisch auf Basis bestimmter Netzparameter – wie Frequenz oder Spannung.

Kundenanlagen und geschlossene Verteilernetze können mit Verbrauchseinheiten entsprechende Laststeuerungsdienste für relevante Netzbetreiber erbringen. Laststeuerungsdienste können — gemeinsam oder einzeln — eine Erhöhung oder Verringerung des Verbrauchs umfassen.

Die Einhaltung der Verpflichtungen des Netzbenutzers aus der Netzzugangsvereinbarung mit dem relevanten VNB ist weiterhin auch bei Erbringung von Laststeuerungsdiensten durch Dritte (z.B. Aggregator) vom Netzbenutzer sicherzustellen.

Bei Laststeuerungsdiensten für relevante Netzbetreiber (ÜNB und VNB)[39] werden folgende Kategorien unterschieden:

a) mit Fernwirkungseinrichtung:
   i. lastseitige Steuerung zur Wirkleistungsregelung;
   ii. lastseitige Steuerung zur Blindleistungsregelung;
   iii. lastseitige Steuerung zum Engpassmanagement
b) eigene Steuerung oder Regelung:
   i. lastseitige Steuerung zur Frequenzregelung;
   ii. lastseitige Steuerung zur sehr schnellen Wirkleistungsregelung

Die oben genannten Kategorien sind nicht als erschöpfend anzusehen und die DCC-VO schließt die Entwicklung weiterer Kategorien nicht aus. Die DCC-VO und dieser Teil der TOR gelten nicht für Laststeuerungsdienste, die für andere Akteure als für VNB oder ÜNB erbracht werden.[40]

Netzbenutzer, Betreiber von geschlossenen Verteilernetzen (GVNB) oder Aggregatoren können mit dem relevanten VNB auf Basis der Vorgaben des Kapitels 11 individuelle Vereinbarungen für die Erbringung von Laststeuerungsdiensten abschließen.

[39] Der relevante VNB ist im Sinne dieses Kapitels als der Nutzer der Laststeuerungsdienste zu verstehen. Der relevante Netzbetreiber ist in diesem Fall nicht zwingend der relevante VNB, mit welchem der Netzbenutzer eine Netzzugangsvereinbarung abschließt.

[40] Dies sind z.B. direkt oder über Aggregatoren gebündelte Laststeuerungen für Strommärkte; für Verbrauchseinheiten, die als Regelreserven eingesetzt werden, gelten die Präqualifikationsbedingungen.

11 Anforderungen an Verbrauchseinheiten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten

11.1 Allgemeine Anforderungen an Laststeuerungsdienste

Der Netzbenutzer oder GVNB, der dem relevanten Netzbetreiber Laststeuerungsdienste einzeln oder gemeinsam über Aggregatoren zur Verfügung stellen will, muss mit dem relevanten VNB eine Netzzugangsvereinbarung über die technischen Bedingungen der Teilnahme bzw. entsprechenden Erbringung abschließen. In dieser Vereinbarung sind unter Anderem Details zu Laständerungsgeschwindigkeiten, Schnittstellen zum Datenaustausch, Übertragung von Online-Messwerten und Sollwertvorgaben durch den relevanten VNB festzulegen.

Der Anschlussnetzbetreiber ist berechtigt, die Bereitstellung von Laststeuerungsdiensten im Falle von Netzrestriktionen zu beschränken. Dabei ist im Falle von ungeplanten Einschränkungen im Netz des Anschlussnetzbetreibers zu beachten, dass die betriebliche Vorgabe durch den Anschlussnetzbetreiber Vorrang hat.

11.2 Frequenz- und Spannungsbereiche

Einzeln bzw. gemeinsam angesteuerte Verbrauchseinheiten, die für die Laststeuerung genutzt werden, müssen in der Lage sein, in den in Kapitel 5.1.1 genannten Frequenzbereichen zu arbeiten.

Zusätzlich müssen die Verbrauchseinheiten in den in Kapitel 5.3.1 genannten Spannungsbereichen arbeiten, wenn diese auf einer Spannungsebene von mindestens 110 kV angeschlossen sind. Unterhalb von 110 kV müssen Verbrauchseinheiten in der Lage sein, im Spannungsbetriebsbereich ± 10 % der Referenzspannung 1 p.u. am physischen Anschlusspunkt zu arbeiten.

11.3 P/Q-Regelung oder Engpassmanagement

Verbrauchseinheiten, die für die Laststeuerung zur Wirkleistungsregelung, zur Blindleistungsregelung oder zum Engpassmanagement genutzt werden, müssen die folgenden Anforderungen erfüllen:

11.3.1 Frequenzgradienten

Sie müssen ausreichend widerstandsfähig sein, um die Verbindung mit dem Netz bei Frequenzgradienten bis 2 Hz/s aufrechtzuerhalten. Hinsichtlich dieser Widerstandsfähigkeit wird der Wert des Frequenzgradienten als Durchschnitt über einen Zeitraum von 500 ms berechnet.

11.3.2 Anpassung der Leistungsaufnahme und Informationsübermittlung

Sie müssen in der Lage sein, die Leistungsaufnahme aus dem Netz in einem mit dem relevanten Netzbetreiber direkt oder indirekt über einen Aggregator vereinbarten Bereich zu regeln;

Sie müssen über die erforderlichen Betriebsmittel verfügen, um Anweisungen des relevanten Netzbetreibers zur Anpassung ihres Verbrauchs direkt oder indirekt über einen Aggregator entgegenzunehmen und die erforderlichen Informationen zu übermitteln.

Sie müssen in der Lage sein, ihre Leistungsaufnahme innerhalb eines vom relevanten Netzbetreiber festgelegten Zeitraums anzupassen.

Der Mindestzeitraum für die Anpassung der Leistungsaufnahme im Rahmen der zur Verfügung gestellten Dienstleistung wird vertraglich zwischen dem relevanten VNB und dem Netzbenutzer, dem GVNB oder Aggregator vereinbart.

Sie müssen in der Lage sein, eine Anweisung des relevanten Netzbetreibers zur Änderung der Leistungsaufnahme bis zu den vertraglich vereinbarten Grenzen der Netzzugangsvereinbarung mit dem relevanten VNB vollständig auszuführen.

Sie dürfen nach Durchführung der Änderung der Leistungsaufnahme und während der Dauer der angeforderten Änderung die für die Erbringung des Dienstes genutzte Last nur ändern, wenn dies vom relevanten Netzbetreiber innerhalb der vertraglich vereinbarten Grenzen der Netzzugangsvereinbarung mit dem relevanten VNB gefordert wird. Anweisungen zur Änderung der Leistungsaufnahme können mit sofortiger oder verzögerter Wirkung erfolgen;

Sie müssen dem relevanten Netzbetreiber Änderungen der Kapazitäten zur lastseitigen Steuerung melden.

Die Modalitäten hinsichtlich Meldungen zu Änderungen der Kapazitäten zur lastseitigen Steuerung werden vertraglich zwischen dem relevanten VNB und dem Netzbenutzer, dem GVNB oder Aggregatoren vereinbart.

Der relevante Netzbetreiber veröffentlicht die Spezifikationen der für die Informationsübermittlung zulässigen Betriebsmittel.

11.4 Netzfrequenzregelung

Für Verbrauchseinheiten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten zur Netzfrequenzregelung ist im Sinne der DCC-VO eine allfällige Aktivierung ausschließlich außerhalb des Frequenzbereichs von 50 Hz ± 0,2 Hz vorgesehen.[41]

Verbrauchseinheiten, die für die lastseitige Steuerung zur Netzfrequenzregelung im Sinne der DCC-VO genutzt werden, müssen die folgenden Anforderungen erfüllen:

11.4.1 Anforderungen hinsichtlich der Regelungssysteme

Sie müssen über ein Regelungssystem verfügen, das im Bereich des Totbandes von 50 Hz ± 0,2 Hz unempfindlich ist.

Sie müssen in der Lage sein, bei der Rückkehr zu einer Frequenz innerhalb des festgelegten Totbandes von 50 Hz ± 0,2 Hz vor der Wiederaufnahme des normalen Betriebs eine randomisierte Zeitverzögerung von bis zu 5 Minuten einzuhalten.

Die maximale Frequenzabweichung vom Nennwert 50,00 Hz, bei der eine Reaktion erfolgen muss, beträgt -1 Hz für den Unterfrequenzmodus und +1,5 Hz für den Überfrequenzmodus.

Bei einer Netzfrequenz ober- oder unterhalb des Totbandes um die Nennfrequenz (50,00 Hz) wird die Last erhöht bzw. verringert.

Sie müssen mit einem Regelungsgerät ausgestattet sein, das die tatsächliche Netzfrequenz misst. Die Messungen werden mindestens alle 0,2 Sekunden aktualisiert;

Hinsichtlich der Empfindlichkeit des lastseitigen Steuerungssystems zur Frequenzregelung und der Genauigkeit der Frequenzmessung sowie der daraus resultierenden Laständerung müssen sie in der Lage sein, Änderungen der Netzfrequenz um 0,01 Hz festzustellen und insgesamt eine linear-proportionale Systemreaktion herbeizuführen. Die Verbrauchseinheit muss in der Lage sein, Änderungen der Netzfrequenz innerhalb von 0,4 Sekunden zu erkennen und darauf zu reagieren. Bei

[41] Die Vorgaben für alle anderen Verbrauchseinheiten, die als Regelreserven im Frequenzbereich von 50 Hz ± 0,2 Hz eingesetzt werden, werden in den Präqualifikationsbedingungen der APG festgelegt.

der Frequenzmessung ist im stationären Zustand eine permanente Abweichung von bis zu 0,05 Hz akzeptabel.

11.5 Sehr schnelle Wirkleistungsregelung

Der relevante ÜNB kann in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber mit dem Netzbenutzer, einem GVNB oder einem Aggregator einen Vertrag zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten für eine sehr schnelle Wirkleistungsregelung schließen.

Wird die in oben genannte Einigung erzielt, ist in dem genannten Vertrag Folgendes festzulegen:

a) Änderungen der Wirkleistung bei bestimmten Größen, wie dem Frequenzgradienten, für diesen Teil der Last;
b) das Betriebsprinzip dieses Regelungssystems und die damit verbundenen Leistungsparameter;
c) die Reaktionszeit für die sehr schnelle Wirkleistungsregelung, die 2 Sekunden nicht überschreiten darf.

11.6 Betriebserlaubnisverfahren für Verbrauchseinheiten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten

Das Betriebserlaubnisverfahren im Sinne der DCC-VO versteht sich als Teil eines Zulassungsverfahrens (Präqualifikationsverfahren), wobei die konkreten Rahmenbedingungen für solch ein Verfahren noch prozessuale und organisatorische Abstimmungen erfordern.

12 Anhang

Für den Fall von inhaltlichen Widersprüchen zwischen dem Hauptteil dieser TOR (Kapitel 1 bis 11) und den Anhängen geht der Inhalt des Hauptteils den Anhängen vor. Dies gilt nur insofern, als der jeweilige Inhalt der Anhänge nicht aufgrund von Gesetzen oder Verordnungen für verbindlich erklärt wurde.

Datenblätter und Nachweisdokumente

Die folgenden Seiten beinhalten das Datenblatt und das Nachweisdokument für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge.[42]

Für die Meldung mehrerer Ladeeinrichtungen in einer Kundenanlage sind in den Formularen Felder für bis zu 5 verschiedene Ausführungsarten (AC/DC, Bemessungsleistung etc.) vorgesehen.

[42] Die Datenblätter und Nachweisdokumente sind als editierbare Formulare unter dem folgenden Link verfügbar: https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor

Datenblatt „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“ (vom Netzbenutzer oder seinem Beauftragten auszufüllen)						
Netzbenutzer (Netzkunde)	Vorname, Name / Unternehmen					
	Straße, Hausnummer					
	PLZ, Ort					
Ansprechpartner Ladestellenbetrieb (falls abweichend vom Netzbenutzer)	Vorname, Name / Unternehmen					
	Straße, Hausnummer					
	PLZ, Ort					
Angaben zum Anschlussobjekt	Straße, Hausnummer					
	PLZ, Ort					
	Standort: ☐ öffentlich ☐ privat		Lageplan vorhanden? ☐ ja ☐ nein			
Ausführung der Ladeeinrichtung(en) (Angaben bezogen auf 400/230 V)	Hersteller/Typ:					
	Ausführungsarten[1]		1	2	3	4	5
	Anzahl baugleicher Ladepunkte (LP):						
	Max. Netzbezugsleistung (kVA) je LP:						
	Art der Ladung		☐AC ☐DC	☐AC ☐DC	☐AC ☐DC	☐AC ☐DC	☐AC ☐DC
	Netzanbindung	Wechselstrom[2]	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3
		Drehstrom	☐	☐	☐	☐	☐
	Kommunikationsschnittstelle/-protokoll:		☐ nicht vorh./bekannt				
	Max. Netzbezugsleistung ges. (kVA):		Max. Netzeinspeiseleistung (kVA):				
Errichter[3] (eingetragener Elektrofachbetrieb)	Firmenname						
	Straße, Haus Nr.						
	PLZ, Ort						
	Telefonnummer						
	E-Mail-Adresse						
Bemerkungen							
Der Elektrofachbetrieb bestätigt mit seiner Unterschrift die Richtigkeit der Angaben							
Ort, Datum		Unterschrift Elektrofachbetrieb[4]					

1) Bei mehr als 5 verschiedenen Ausführungen sind weitere Datenblätter zu verwenden.

2) Angabe des Außenleiters, an den die Ladeeinrichtung angeschlossen ist/wird; siehe Abschnitt 5.9.3 „Symmetriebedingungen“ der TOR Verteilernetzanschluss

3) Bei mobilen Ladekabeln (Ladebetriebsart 2 lt. OVE EN IEC 61851-1:2020-01-01) sind keine Angaben zum Errichter erforderlich. Bitte unter Bemerkungen „Mobiles Ladekabel“ vermerken.

4) Bei mobilen Ladekabeln ist die Unterschrift vom Netzbenutzer zu leisten.

Nachweisdokument „Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge“ (vom Netzbenutzer oder seinem Beauftragten auszufüllen)						
Netzbenutzer (Netzkunde)	Vorname, Name / Unternehmen					
	Straße, Hausnummer					
	PLZ, Ort					
Ansprechpartner Ladestellenbetrieb (falls abweichend vom Netzbenutzer)	Vorname, Name / Unternehmen					
	Straße, Hausnummer					
	PLZ, Ort					
Angaben zum Anschlussobjekt	Straße, Hausnummer					
	PLZ, Ort					
	Standort: ☐ öffentlich ☐ privat		Lageplan vorhanden? ☐ ja ☐ nein			
Ausführung der Ladeeinrichtung(en) (Angaben bezogen auf 400/230 V)	Hersteller/Typ:					
	Ausführungsarten		1	2	3	4	5
	Anzahl baugleicher Ladepunkte (LP):						
	Max. Netzbezugsleistung (kVA) je LP:						
	Art der Ladung		☐AC ☐DC	☐AC ☐DC	☐AC ☐DC	☐AC ☐DC	☐AC ☐DC
	Netzanbindung	Wechselstrom	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3	☐ L1 ☐ L2 ☐ L3
		Drehstrom	☐	☐	☐	☐	☐
	Kommunikationsschnittstelle/-protokoll:		☐ nicht vorh./bekannt				
	Max. Netzbezugsleistung ges. (kVA):		Max. Netzeinspeiseleistung (kVA)				
Errichter[1] (eingetragener Elektrofachbetrieb)	Firmenname						
	Straße, Haus Nr.						
	PLZ, Ort						
	Telefonnummer						
	E-Mail-Adresse						
Bemerkungen							

Bestätigung der vertragskonformen Anlagenerrichtung:
Die Anforderungen der TOR Verteilernetzanschluss sowie des Netzanschlussvertrags werden erfüllt. Der Elektrofachbetrieb bestätigt mit seiner Unterschrift die Richtigkeit der Angaben und die Konformität der Ladeeinrichtung(en) gemäß Kapitel 8.1 der TOR Verteilernetzanschluss.[2]

Ort, Datum	Unterschrift Netzbenutzer	Unterschrift Elektrofachbetrieb[2]

1) Bei mobilen Ladekabeln (Ladebetriebsart 2 lt. OVE EN IEC 61851-1:2020-01-01) sind keine Angaben zum Errichter erforderlich. Bitte unter Bemerkungen „Mobiles Ladekabel“ vermerken.

2) Bei mobilen Ladekabeln ist die Anlagenerrichtung lediglich durch den Netzbenutzer zu bestätigen.

Übersicht – Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber

In den folgenden Fällen ist eine Abstimmung mit dem relevanten VNB erforderlich:

- Anschluss einer neuen Kundenanlage;
- Trennung oder Zusammenlegung von Kundenanlagen;
- Änderung von Netzanschlüssen (z.B. Umverlegung);
- Erweiterung der Kundenanlage, wenn die im Netzanschlussvertrag vereinbarte gleichzeitig benötigte Leistung überschritten wird;
- vorübergehend angeschlossene Anlagen, z.B. Baustellen und Schaustellerbetriebe;
- Anschluss von Verbrauchseinheiten, die für Laststeuerungsdienste eingesetzt werden (z.B. Boiler, Wärmepumpen, etc.);
- Netzrückwirkungsrelevante Anlagen und elektrische Verbrauchsmittel nach TOR Netzrückwirkungen;
- Oberschwingungsrelevante Betriebs- oder Verbrauchsmittel > 1,3 kVA (L-N), > 1,9 kVA (L-L), > 3,8 kVA (L-L-L(-N)) mit Gleichrichtung oder Phasenanschnittsteuerung nach TOR Netzrückwirkungen;
- Betriebs- oder Verbrauchsmittel > 4 kVA (L-N), > 10,0 kVA (L-L), > 20,0 kVA (L-L-L(-N)) mit Schwingungspaket- oder Thermostatsteuerung (Wiederholrate r <1 (1/min) nach TOR Netzrückwirkungen.

Für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (inkl. mobile Ladekabel) mit einer maximalen Ladeleistung über 3,68 kVA sowie elektrische Energiespeicher im Netzparallelbetrieb besteht eine Meldepflicht beim relevanten VNB.

Übersicht – Anforderungen für Kundenanlagen

Anforderung	Bestimmungen
Netzanschlussantrag	Der Anschluss und Parallelbetrieb von Netzen und Kundenanlagen erfordert den Abschluss eines Netzanschlussvertrages mit dem relevanten VNB entsprechend dem Verfahren in dessen Allgemeinen Bedingungen (Kapitel 4).
Anschlussbeurteilung und -konzept	Der VNB führt grundsätzlich eine Anschlussbeurteilung durch. Im Ermessen des relevanten VNB kann die Anschlussbeurteilung entfallen (z.B. Anlagen ≤ 75 A). Die Anforderungen der TOR Netzrückwirkungen sind einzuhalten (Kapitel 4.2).
Frequenzbereiche	Verteilernetze und Verbrauchseinheiten zur Erbringung von Laststeuerungsdiensten müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in den in Tabelle 1 aufgeführten Frequenzbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten. Die Anforderungen gemäß Tabelle 1 müssen ebenso von elektrischen Energiespeichern, Elektrolyseanlagen, umrichtergekoppelten Lasten mit einer maximalen Bezugsleistung ≥ 5 MW und Ladeeinrichtungen erfüllt werden, sofern sie technologie- bzw. prozessbedingt dazu in der Lage sind (Kapitel 5.1.1).

Wirkleistungsverhalten bei Über- und Unterfrequenz (LFSM-O, LFSM-U)	Elektrische Energiespeicher, Elektrolyseanlagen und umrichtergekoppelte Lasten mit einer maximalen Bezugsleistung ≥ 5 MW ~~und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge~~[43] müssen bei Über- und Unterfrequenz ein definiertes Wirkleistungsverhalten aufweisen (Kapitel 5.1.2).
FRT-Fähigkeit	Umrichtergekoppelte Kundenanlagen ≥ 5 MW, Betriebsmittel ≥ 5 MW und DC-Ladeeinrichtungen müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten, wenn im Stromnetz Störungen in Form von konzeptgemäß zu beherrschenden Fehlern (im Übertragungs- oder Verteilnetz) aufgetreten sind (Kapitel 5.2).
Spannungsbereiche	Netze und Kundenanlagen mit Anschluss in der NE 3 müssen in der Lage sein, die Verbindung mit dem Netz und den Betrieb in den in Tabelle 2 aufgeführten Spannungsbereichen und Zeiträumen aufrechtzuerhalten (Kapitel 5.3.1).
Blindleistungs-austausch	Netze und Kundenanlagen müssen in der Lage sein, innerhalb eines vom relevanten VNB gemäß den Kapiteln 5.4.1 oder 5.4.2 festgelegten Blindleistungsbereichs einen stabilen Betrieb aufrechtzuerhalten.
Informationsaustausch	Netze und Verbrauchseinheiten, welche im Anwendungsbereich der „SOGL Datenaustauschverordnung“ genannt werden, müssen die in Kapitel 5.5 erläuterten Bestimmungen zu Informationsaustausch zwischen dem relevanten VNB und nachgelagerten VNB oder Netzbenutzer einhalten.
Wirkleistungsvorgabe bei Kundenanlagen	Bei Kundenanlagen mit Ladeeinrichtungen, elektrischen Energiespeichern, Elektrolyseanlagen und Wärme-/Kälteanlagen > 250 kW ist der relevante VNB in speziellen Fällen berechtigt, über eine fernwirktechnische Schnittstelle eine vorübergehende Einschränkung der Wirkleistungsaufnahme vorzugeben (Kapitel 5.6).
Systemschutz und Netzwiederaufbau	Die im Kapitel 5.7.2 sowie Kapitel 5.7.3 beschriebenen Punkte stellen Grundanforderungen für den Unterfrequenz- und Unterspannungslastabwurf im Sinne der DCC-VO dar und sind von Netzen und Verbrauchseinheiten zu erfüllen, welche im Anwendungsbereich der TOR Systemschutzplan genannt werden.
Fähigkeit zur Wiederzuschaltung und zur Trennung	Netze und Kundenanlagen müssen die Anforderungen des Kapitels 5.7.4 in Bezug auf ihre Trennung und Wiederzuschaltung erfüllen. Für elektrische Energiespeicher, Elektrolyseanlagen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und umrichtergekoppelte

[43] Die LFSM-Anforderungen an Ladeeinrichtungen sind derzeit ausgesetzt (siehe Abschnitt 5.1.2.3).

	Lasten ≥ 5 MW gelten die Anforderungen des Kapitels 5.7.4 in Bezug auf ihre Trennung und Wiederzuschaltung.
Daten und Parameter für Netzberechnungen und Simulationen	Der relevante VNB kann für Anlagen in der NE 3 Simulationsmodelle oder gleichwertige Informationen anfordern, die das Verhalten der Anlagen der Netzbenutzer durch Simulationen zeigen. (Kapitel 5.8)
Anforderungen an Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge >3,68 kVA	Beim Anschluss von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind diverse Anforderungen einzuhalten (Kapitel 5.9), bspw. hinsichtlich Kommunikationsfähigkeit, Steuerbarkeit, Programmierbarkeit, Blindleistungsverhalten, Spannungsqualität, Unterspannungs-auslösung und Manipulationssicherheit.
Ausführung der Anlage und Schutz	Elektrische Anlagen von Netzen und Kundenanlagen müssen die Anforderungen des Kapitels 6 erfüllen.
Betriebserlaubnis und Konformität	Nachgelagerte VNB und Netzbenutzer müssen die in den Kapiteln 7 und 8 erwähnten Dokumente und Nachweise erbringen (siehe Anhänge) bzw. auf Verlangen des relevanten Netzbetreibers vorlegen.
Verbrauchseinheiten mit Verteiler-netzanschluss zur Erbringung von Laststeuerungs-diensten für Netzbetreiber	Die in Kapitel 11 beschriebenen Anforderungen gelten für Verbrauchseinheiten und geschlossene Verteilernetze, die für Netzbetreiber Laststeuerungsdienste erbringen

Tabelle 3: Übersicht – Anwendungsbereiche und Anforderungen für Kundenanlagen

E-CONTROL @Amtssignatur	**Unterzeichner**	E-Control
	Datum/Zeit-UTC	2026-03-20T10:34:13+01:00
	Prüfinformation	Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.e-control.at/de/econtrol/links/amtssignatur
Hinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.	

REPUBLIK ÖSTERREICH BUNDESKANZLERAMT @ AMTSSIGNATUR	Unterzeichner	serialNumber=734173660,CN=Bundeskanzleramt,C=AT
	Datum/Zeit	2026-10-14T14:06:09+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.