

Erläuterungsdokument NC RfG / TOR Erzeuger

Stand 2023.04

Inhalt

1	Einleitung.....	4
2	Erläuterungen zum NC RfG bzw. zur TOR Erzeuger	5
3	Repräsentative Anschlusskategorien	6
4	Konformitätsnachweis Typ B.....	19
5	Zusammenfassung von Themen aus der Arbeitsgruppe „Anforderungen für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen“	23
5.1	Sollwertvorgabe (Wirkleistungsreduktion über Fernbefehl) bei Überschusseinspeiser/Mischanlagen.....	23
5.2	Vorgaben für den Netzentkupplungsschutz.....	23
5.3	Beurteilung des Anschlussantrags bzgl. Netzurückwirkungen bzgl. Spannungshaltung.....	23
5.4	Erdschlussüberwachung.....	24
5.5	Abgriff der Messspannung auf der Mittelspannung für den zentralen Netzentkupplungsschutz.....	24
5.6	Messung und Regelung Mittelspannung	25
5.7	Mehrere Regelstrategien	26
5.8	Mehrere Regelkennlinien	26
5.9	Teilintegrierte Entkopplungsstelle in Wechselrichtern	27
5.10	Schutzauslösung über Kommunikationsverbindungen	30
5.11	Erzeugungsanlagen mit mehreren einphasigen Wechselrichtern.....	31
6	FRT-Fähigkeit bei USV-fähigen Wechselrichtern	32
7	Anhang A1 Informationen über Netztrenneinrichtungen und Netzschalteinrichtungen für Notstrombetrieb.....	37
7.1	Wechselrichter mit zwei AC-Ausgängen (AC-Ausgang für Netz- und Ersatzstrom getrennt)	37
7.1.1	Wechselrichter mit interner Ersatzstromumschaltung.....	37
7.1.2	USV-fähige Wechselrichter mit Umschaltung von Erzeugungsanlagen in den USV-Kreis	39
7.1.3	Wechselrichter mit externer Ersatzstromumschaltung.....	40
7.2	Wechselrichter mit einem AC-Ausgang (AC-Ausgang für Netz- und Ersatzstrom ident).....	44
7.2.1	Automatische Netztrennung	44

7.2.2	Manuelle Netztrennung – mechanischer Schalter	46
7.2.3	Automatische oder manuelle Netztrennung – nicht typgeprüft.....	48
7.3	Klassische USV-Anlagen.....	48

1 Einleitung

Die VO (EU) 2016/631 (NC RfG) beschreibt grundlegende Anforderungen an neue bzw. wesentlich geänderte bestehende Stromerzeugungsanlagen. Diese Anforderungen steigen mit Größe der Stromerzeugungsanlagen (Typ A bis Typ D). Gemäß den gesetzlich vorgegebenen Fristen wurden die relevanten Anforderungen auf nationaler Ebene in folgenden Verordnungen bzw. Regelwerken konkretisiert und veröffentlicht:

- **RfG Schwellenwert-VO**
 - Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von Schwellenwerten für Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D

TYP A	$\geq 0,8 \text{ kW}$		$< 0,25 \text{ MW}$
TYP B	$\geq 0,25 \text{ MW}$		$< 35 \text{ MW}$
TYP C	$\geq 35 \text{ MW}$		$< 50 \text{ MW}$
TYP D	$\geq 50 \text{ MW}$ <u>oder</u> Netzanschlusspunkt $\geq 110 \text{ kV}$		

- **RfG Anforderungs-VO**
 - Verordnung des Vorstands der E-Control betreffend die Festlegung von allgemeinen technischen Anforderungen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen
- **SOGL Datenaustausch-VO**
 - Nationale Umsetzung der VO (EU) 2017/1485 (System Operation Guideline, SOGL)
- **TOR Erzeuger Typ A**
- **TOR Erzeuger Typ B**
- **TOR Erzeuger Typ C**
- **TOR Erzeuger Typ D**

Aktuell sind in Österreich folgende, ebenfalls für neue bzw. wesentlich geänderte Stromerzeugungsanlagen relevante, Verordnungen bzw. Regelwerke in Bearbeitung:

- **RKS-AT**
 - Richtlinien für den Konformitätsnachweis von Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D

2 Erläuterungen zum NC RfG bzw. zur TOR Erzeuger

Aktuelle Rahmenbedingungen

Aufgrund der mittlerweile hohen Anzahl unterschiedlichster aktueller bzw. geplanter Anschlussprojekte und Erfahrungsberichte ergeben sich im Zusammenhang mit der konkreten Umsetzung des NC RfG bzw. der TOR Erzeuger zahlreiche Fragestellungen, welche aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber einheitlich, transparent und unter Berücksichtigung von Gleichbehandlungs- und Verhältnismäßigkeitsaspekten zu beantworten sind.

Zielsetzung

Der NC RfG zielt darauf ab, dass *„...harmonisierte Vorschriften für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen festgelegt werden, um einen klaren Rechtsrahmen für den Netzanschluss zu schaffen, den unionsweiten Stromhandel zu erleichtern, die Systemsicherheit zu gewährleisten, die Integration erneuerbarer Energieträger zu unterstützen, den Wettbewerb zu fördern sowie eine effizientere Netz- und Ressourcennutzung zu ermöglichen und somit Vorteile für die Verbraucher zu schaffen.“*

Aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber soll mit den bestehenden und neu hinzukommenden Verordnungen bzw. Regelwerken insbesondere die Systemsicherheit im Übertragungs- und Verteilnetz sichergestellt sein und bestehenden als auch zukünftigen netzbetrieblichen Herausforderungen Rechnung getragen werden.

Vor diesem Hintergrund wurden durch die Expertenpools „NC RfG“ (EP RfG), „Betriebserlaubnis“ (EP BE) und die Arbeitsgruppe „Anforderungen für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen“ bei Österreichs Energie Erläuterungen zu folgenden Fragestellungen bzw. Themenkomplexen erarbeitet und in diesem Dokument zusammengefasst:

- Kapitel 3) Vorgehensweise im Sinne der Typeneinteilung gemäß RfG Schwellenwert VO und konkrete Anwendbarkeit der Anforderungen aus den TOR Erzeuger bzw. der SOGL Datenaustausch-VO für repräsentative Anschlusskategorien
 - Zubau einer neuen Stromerzeugungsanlage bei einer bestehenden...
 - ...Verbrauchsanlage („Mischanlagen“)
 - ...Stromerzeugungsanlage
 - ...Stromerzeugungsanlage (unterschiedlicher Primärenergieträger)
 - Erweiterung von Stromerzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Eigentumsverhältnissen (ein gemeinsamer Netzanschlusspunkt)
- Kapitel 4) Konformitätsnachweis Typ B
 - Durchführung von Konformitätstests und -simulationen im Sinne des NC RfG, abhängig von einem harmonisierten Schwellenwert
- Kapitel 5) Zusammenfassung von Themen aus der Arbeitsgruppe „Anforderungen für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen“
- Kapitel 6) FRT-Fähigkeit bei USV-fähigen Wechselrichtern

3 Repräsentative Anschlusskategorien

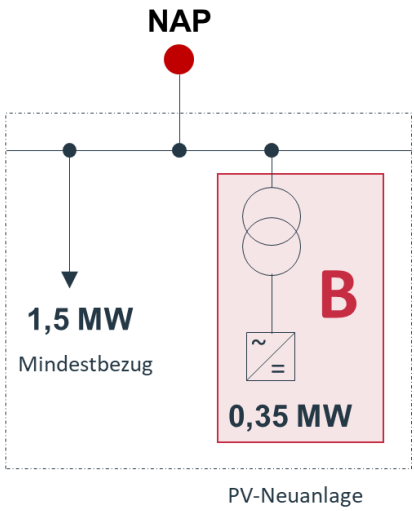
Für die unterschiedlichen und in weiterer Folge beschriebenen Anschlusskategorien sollen insbesondere folgende Fragestellungen bzw. Themenkomplexe adressiert werden:

- Wie **erfolgt** die Typeneinteilung gem. RfG Schwellenwert VO?
 - Welche Leistung ist im konkreten Fall für die Typeneinteilung relevant?
 - Welche Leistung ist für die Anforderungen der SOGL Datenaustausch-VO relevant?
 - Gibt es die Möglichkeit zur Freistellung vom Spannungskriterium (Typ D) bei Anschluss von kleinen Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt ≥ 110 kV?
 - Gibt es die Möglichkeit von Erweiterungsbestimmungen bzw. Erleichterungen im Falle von kleinen Zubauten, welche zum Überschreiten einer konkreten Schwelle führen?
- **Wie** sollen die Anforderungen aus der TOR Erzeuger und der SOGL Datenaustausch-VO im Detail angewendet werden?

KATEGORIE #1

Zubau einer neuen Stromerzeugungsanlage bei einer bestehenden Verbrauchsanlage („Mischanlagen“), Nulleinspeiser oder (virtueller) Überschusseinspeiser

Exemplarisches Beispiel

<u>Beschreibung:</u> • Bestehende Verbraucheranlage • Mindestbezug 1,5 MW • Zubau einer neuen 0,35 MW Stromerzeugungsanlage (PV) <u>Aspekte zur Berücksichtigung:</u> • Anschlussspannung am NAP • Maximalkapazität $P_{\max}$ am NAP, installierte Anlagenleistung • Nulleinspeiser oder (virtueller) Überschusseinspeiser? • Bestehende Stromerzeugungsanlage? • Primärenergieträger (synchron, nichtsynchron)	 PV-Neuanlage
---	--

Netzbetriebliche Aspekte und Grundsätze

Bei Mischanlagen, d.h. einer Kombination von Verbrauchs- und Stromerzeugungsanlagen hinter dem Netzanschlusspunkt, kann es je nach konkreter Kombination nur zum Leistungsbezug und zu keiner oder nur geringer Einspeisung ins Netz am Netzanschlusspunkt kommen (Nulleinspeisung oder virtuelle Überschusseinspeisung).

Aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber darf eine allfällige Nulleinspeisung oder (virtuelle) Überschusseinspeisung am Netzanschlusspunkt die Typeneinteilung und die entsprechenden TOR- bzw. Datenaustauschanforderungen nicht einschränken, solange ein Parallelbetrieb mit dem Netz vorherrscht.

Für das Netz macht es keinen Unterschied, ob eine Stromerzeugungsanlage mit eigenem Zählpunkt (Netzbenutzer A) knapp neben einem Abnahme-Zählpunkt (Netzbenutzer B) liegt oder ob es sich um eine Mischanlage mit nur einem Zählpunkt handelt (Netzbenutzer C), da die Wirkung der zusätzlichen Einspeisung in jedem Fall gegeben ist.

Im Falle von Kombinationen aus Verbrauchs- und Stromerzeugungsanlagen hinter einem Netzanschlusspunkt soll daher für die vereinbarte Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt $P_{\max}$ die installierte Leistung der (gesamten) Stromerzeugungsanlage P_{inst} für die Typeneinteilung gemäß RfG Schwellenwert-VO herangezogen werden.

Risiken bei abweichender Betrachtung

Bei einer reinen Berücksichtigung der tatsächlich auftretenden Einspeisung am Netzanschlusspunkt (Nulleinspeisung oder virtuelle Überschusseinspeisung) würden die meisten der bis 2025 neu hinzukommenden Stromerzeugungsanlagen in Mischanlagen keinem konkreten Typ gemäß NC RfG zugeordnet werden können ($\rightarrow P_{\max} = 0$; vgl. Anwendbarkeit Typ A ab 0,8 kW). Da in diesem Fall allerdings keine Anforderungen im Sinne des RfG Anforderungs-VO bzw. SOGL Datenaustausch-VO festgelegt werden könnten, ergeben sich insbesondere folgenden Risiken aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber:

- **Netzbetriebliche Risiken in Hinblick auf die Engpass-/Lastflussbetrachtung und die Leistungsbilanz aufgrund mangelhafter Planbarkeit (Prognose), Beobachtbarkeit (betrieblicher Informationsaustausch) und Möglichkeit der Einflussnahme**
- **Verstärktes Risiko eines hohen Erzeugungsverlustes bei Netzstörungen im Übertragungsnetz aufgrund fehlender FRT-Fähigkeit (im Falle eines Ausfalls einer Stromerzeugungsanlage in einer Mischanlage käme es zu einem entsprechenden Lastsprung) mit u.U. gravierenden Auswirkungen auf Lastfluss, Spannung und Regelzonenbilanz.**

Hauptaspekte für die Mitberücksichtigung der installierten Anlagenleistung bei der Typeneinteilung von Stromerzeugungsanlagen in Mischanlagen

Planbarkeit und Beobachtbarkeit der Erzeugung (Übermittlung von Echtzeitdaten)

Die aktuellen Betriebserfahrungen zeigen, dass schon jetzt in vielen Fällen für den Netzbetrieb eine bessere (Online)-Beobachtbarkeit insbesondere im Hinblick auf stark fluktuierende Einspeiseänderungen, die nicht ausreichend vorhersehbar sind, erforderlich sind. Auch international geht der Trend deshalb in Richtung möglichst umfassender Information in Bezug auf die Erzeugungssituation.

Gemäß Art. 2 Abs. 1 lit. a) SOGL werden bestehende und neue Stromerzeugungsanlagen, die gemäß RfG Schwellenwert-VO als Stromerzeugungsanlagen des Typs B, C und D eingestuft werden oder würden, als signifikanter Netznutzer (SNN-EZA) klassifiziert. Auf Basis der bestehenden Typeneinteilung ergibt sich somit, dass bestehende und neu hinzukommende Stromerzeugungsanlagen ab einer Maximalkapazität von 0,25 MW als SNN-EZA eingestuft werden.

Unter „Echtzeitdaten von SNN-EZA“ im Sinne der SOGL Datenaustausch-VO werden Momentanwerte verstanden, deren Übermittlung einmal pro Minute erfolgt. Echtzeitdaten dienen vor allem der Funktionsfähigkeit der Prozesse bei der Netzzustandserkennung („State Estimator“) und den Prognoseanpassungen im Intradaybereich, wo die genauesten verfügbaren Daten über den aktuellen Ist-Einspeisezustand besonders wichtig sind. Nur dadurch kann eine möglichst genaue Hochrechnung auf die Gesamtheit der installierten Anlagen in Österreich erzielt werden. Dafür ist eine ausreichende Repräsentativität der erhaltenen Echtzeitdaten nötig.

Speziell beim Thema Photovoltaik (PV)-Prognosen bestehen hier große Herausforderungen, wie z. B.:

- **signifikante Unterschiede in der normierten Einspeiseleistung (bezogen auf die installierte Anlagenleistung) schon bei kleineren Entfernungen zwischen PV-Anlagen (z. B. nebeneinanderliegenden PLZ-Gebieten) durch lokale meteorologische Phänomene**
- **unvorhergesehene Einschränkungen der Einspeiseleistung bei einzelnen Anlagen, deren Ursache und Dauer unbekannt sind, wie z. B. durch Abschattung, Schneebedeckung, Ausfall etc., führen zur Verfälschung der Hochrechnung**
- **technische Unterschiede (nachgeführte/nicht nachgeführte Anlagen, Aufständigung, Aufstellort etc.)**

Damit einher geht die Frage der Granularität und des nötigen Leistungswertes für die Übermittlung von Echtzeitdaten, um eine ausreichend hohe Repräsentativität zu erhalten.

Aktuelle Analysen zeigen, dass für PV-Prognosen mit wenigen Stunden Planungshorizont zumindest die Echtzeitdaten der PV-Anlagen mit $P_{\text{inst}} \geq 0,25$ MW benötigt werden. Würde man diese Echtzeitdaten bei PV-Anlagen in Mischanlagen nicht berücksichtigen, wäre dies unzureichend für die Hochrechnung auf die Gesamtheit der Anlagen.

Für alle weiteren neu hinzukommenden Stromerzeugungsanlagen werden für eine ausreichend hohe Prognosegüte zumindest die Echtzeitdaten der Anlagen mit $P_{\text{inst}} \geq 1$ MW benötigt.

Aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber soll jedoch im Sinne des Bestandsschutzes und bei kleinen Neuzubauten eine Erweiterungsbestimmung / Erleichterung bei Mischanlagen ermöglicht werden. Eine Verpflichtung zur Übermittlung von Echtzeitdaten soll sich somit primär an der neu installierten Anlagenleistung richten.

Damit einher geht die Frage der Granularität und des nötigen Leistungswertes für die Übermittlung von Echtzeitdaten, um eine ausreichend hohe Repräsentativität zu erhalten.

Beispiel 1):

- **Bestehende PV-Anlage = 100 kW**
- **Neue PV-Anlage = 150 kW**
- **Gesamtanlagenleistung = 250 kW**
- **Neue PV-Anlage wird als Typ B gemäß RfG Schwellwert-VO gewertet**
- **Keine Verpflichtung zur Übermittlung von Echtzeitdaten durch neue bzw. bestehende PV-Anlage**

Beispiel 2):

- **Bestehende PV-Anlage = 100 kW**
- **Neue PV-Anlage = 350 kW**
- **Gesamtanlagenleistung = 450 kW**
- **Neue PV-Anlage wird als Typ B gemäß RfG Schwellwert-VO gewertet**
Verpflichtung zur Übermittlung von Echtzeitdaten durch neue PV-Anlage
(wenn die bestehende Anlage eine technische Einbindung erlaubt, kann diese in den Echtzeitdatenaustausch eingebunden werden. Dafür ist eine Abstimmung zwischen dem Kunden und dem Netzbetreiber erforderlich.)

FRT-Fähigkeit

Im Zuge der Ausgestaltung der Anforderungen (z. B. FRT-Fähigkeit) des NC RfG und der Erarbeitung des Vorschlags für die nationale Festlegung Leistungsklassen wurde seitens Österreichs Energie bei der TU Wien eine Studie¹ zur Untersuchung der geographischen Auswirkung von Kurzschlüssen im Höchstspannungsnetz auf die Spannungseinsenkung im Versorgungsgebiet in Auftrag gegeben.

¹ <https://oesterreichsenergie.at/downloads/publikationsdatenbank/detailseite/auswirkung-von-kurzschluessen-im-hoechstspannungsnetz-auf-die-spannungseinsenkung-im-versorgungsgebiet>

Ein Ziel der Studie war, zunächst den Verlauf der Netzspannung und insbesondere ihren transienten Minimalwert bei unterschiedlich verorteten Kurzschlüssen in der Höchstspannungsebene (Netzebene 1) zu ermitteln und graphisch darzustellen („Spannungstrichter“). Dazu wurden auf Basis eines dynamikfähigen Netzmodells die Verläufe der Knotenspannungen auf der Netzebene 1 während und nach Kurzschlüssen im Worst-Case (Schwachlastfall) bestimmt und hinsichtlich ihrer minimal auftretenden Werte ausgewertet.

Im nächsten Schritt wurden die Darstellungen der berechneten Spannungstrichter bei unterschiedlich verorteten Kurzschlüssen um die geographische Verteilung der bestehenden und bis 2025 neu hinzukommenden Erzeugungsleistung ergänzt. Wie aus der Studie hervorgeht, können sich in bestimmten Worst-Case Szenarien aufgrund großräumig ausgedehnter Spannungstrichter signifikante Anteile von Erzeugungsleistung von neu hinzukommenden Stromerzeugungsanlagen (u.a. auch in Mischanlagen) vom Netz trennen und somit die Systemsicherheit maßgeblich gefährden.

Aus dieser Studie lässt sich deutlich das Erfordernis von FRT-Eigenschaften auch für Stromerzeugungsanlagen in Mischanlagen ableiten.

Beispiel:

- **Bestehende Verbraucheranlage = 60 MW (Mindestlast)**
- **Neue integrierte Stromerzeugungsanlage (Dampfturbine) = 20 MW**
- **Keine Rückspeisung der Stromerzeugungsanlage**
- **Festlegung der Netzebene und Beurteilung Netzurückwirkungen über vertragliche vereinbarte max. Rückspeiseleistung (netzwirksame Bemessungsleistung)**
- **Typeneinteilung nach der (gesamten) Anlagenleistung**

Freistellung bei Anschluss von kleinen Stromerzeugungsanlagen in Mischanlagen mit Netzanschlusspunkt (≥ 110 kV)

Neu hinzukommende Stromerzeugungsanlagen in Mischanlagen mit Netzanschlusspunkt ≥ 110 kV sind aufgrund des Spannungskriteriums gemäß Art. 5 Abs. 2 lit. d) NC RfG als Typ-D-Anlagen zu betrachten. Die ausschließliche Berücksichtigung der Leistungskriterien gemäß NC RfG in Verbindung mit der RfG Schwellenwert-VO würde hingegen für viele Kleinanlagen eine Behandlung als Typ-A- bzw. Typ-B-Anlagen ergeben.

Die mit der Ausstattung der Stromerzeugungsanlagen mit dem nötigen Equipment zur Erfüllung der Anforderungen einer Typ-D-Anlage verbundenen Kosten würden die Wirtschaftlichkeit der Projekte erheblich verschlechtern und deren Realisierung in Frage stellen.

Die Grundsätze des NC RfG sehen vor, Verhältnismäßigkeit und Optimierung von Gesamteffizienz und Gesamtkosten in der Anwendung der Regelungen zu berücksichtigen. Weiters ist eine Nichtrealisierung von Stromerzeugungsanlagen in Mischanlagen (üblicherweise PV-Anlagen auf Dächern von Industriehallen) nicht im Sinne der europäisch festgelegten

Ziele zur kostengünstigen und effizienten Versorgung mit elektrischer Energie, insbesondere aus erneuerbaren Ressourcen.

Für die beschriebenen Stromerzeugungsanlagen wird daher seitens der österreichischen Netzbetreiber eine Freistellung vom Spannungskriterium gemäß Art. 5 Abs. 2 lit. d) NC RfG bis zu einer (gesamten) Anlagenleistung < 5 MW als sinnvoll erachtet.

Es ist zu erwarten, dass die Erfüllung der Typ D Anforderungen während der gesamten Lebensdauer der betroffenen Anlagen zu jedem Zeitpunkt unverhältnismäßige erhebliche Mehrkosten verursachen wird. Zwingend erforderliche Nachrüstungen und damit verbundene Konformitätsnachweise zur Erfüllung der freizustellenden Typ D Anforderungen würden im Falle einer befristeten Freistellung die Berücksichtigung zusätzlicher Kosten in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfordern. Die anfallenden Zusatzkosten würden die Rentabilität der Gesamtprojekte und damit die Einspeisung von CO₂-freier, erneuerbarer Energie massiv gefährden.

Da in anderen EU-Ländern bereits Freistellungsanträge für kleine Stromerzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt ≥ 110 kV bei den Regulierungsbehörden eingereicht wurden oder geplant sind bzw. die Erarbeitung entsprechender Lösungskonzepte bei ENTSO-E bereits in Stakeholder-Komitees aber auch von Seiten der EU-Kommission angeregt wird, ist davon auszugehen, dass es mittelfristig einheitliche Ausnahmeregelungen in einer Novellierung des NC RfG geben wird.

GC ESC EG Mixed Costumer Sites Report²

... The recommendation of the group of a single solution ... is the removal of the voltage criteria for smaller generators with the following steps being followed:

- **a default value of 10 MW being set in the code**
- **national flexibility being allowed to amend this through a process similar to the setting of the capacity thresholds either**
 - *Down to the higher of 5 MW or the member state's B/C boundary; or*
 - *Up to the member state's C/D boundary*

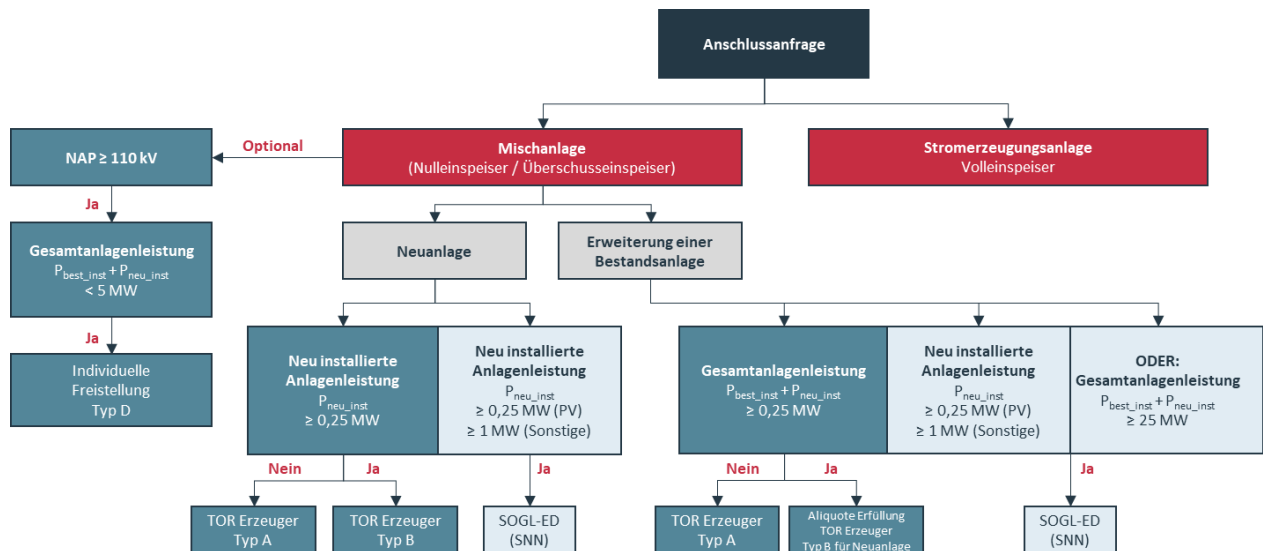
Zusammenfassung und Ablaufdiagramm

KATEGORIE #1

Zubau einer neuen Stromerzeugungsanlage bei einer bestehenden Verbrauchsanlage („Mischanlagen“), Nulleinspeiser oder (virtueller) Überschusseinspeiser

² [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/GC%20ESC/MS/GC ESC EG Mixed Customer Sites part 2 final_report.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/GC%20ESC/MS/GC%20ESC%20EG%20Mixed%20Customer%20Sites%20part%202%20final%20report.pdf)

- Neu installierte Leistung maßgebend für Typeneinteilung → Erfüllung TOR Erzeuger durch Neuanlage
- Bei Erweiterung einer Bestandsanlage → Gesamtanlagenleistung maßgebend für Typeneinteilung → jedoch nur aliquote Erfüllung TOR Erzeuger durch Neuanlage
- Erweiterungsbestimmung / Erleichterung hinsichtlich Echtzeitdatenaustausch bei kleinen Neuzubauten möglich → neu installierte Anlagenleistung bis zum Erreichen der relevanten Schwelle der SOGL Datenaustausch-VO (250 kW bzw. 1 MW) oder Gesamtanlagenleistung ≥ 25 MW
- Individuelle Freistellung von Typ-D bei Mischanlagen ≥ 110 kV und Gesamtanlagenleistung (Erzeugung) < 5 MW

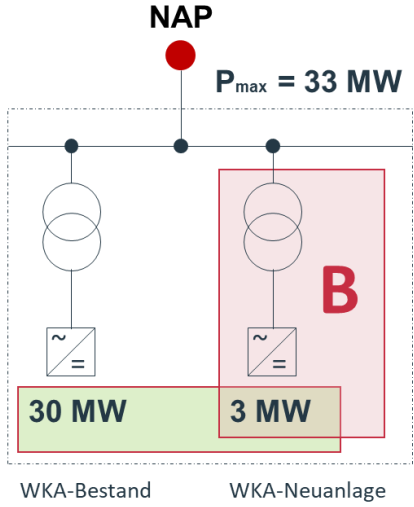
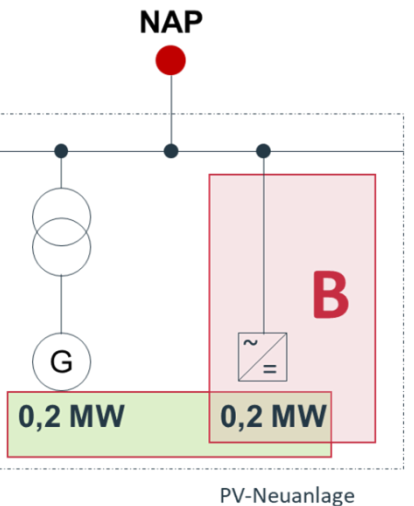


KATEGORIE #2 / #3

Zubau einer neuen Stromerzeugungsanlage bei einer bestehenden Stromerzeugungsanlage

- (unterschiedlicher Primärenergieträger)

Exemplarische Beispiele

<u>Beschreibung:</u> • Zubau einer neuen 3 MW WKA • Erhöhung der Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt auf 33 MW → TYP B (unverändert) <u>Aspekte zur Berücksichtigung:</u> • Anschlussspannung am NAP • Maximalkapazität $P_{\max}$ am NAP, installierte Anlagenleistung • Nulleinspeiser oder (virtueller) Überschusseinspeiser? • Bestehende Stromerzeugungsanlage? • Primärenergieträger (synchron, nichtsynchron)	 NAP $P_{\max} = 33 \text{ MW}$ 30 MW 3 MW WKA-Bestand WKA-Neuanlage
<u>Beschreibung:</u> • Zubau einer neuen 0,2 MW PV-Anlage (Volleinspeiser) zum bestehenden Kleinwasserkraftwerk • Erhöhung der Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt → 0,4 MW → TYP B <u>Aspekte zur Berücksichtigung:</u> • Anschlussspannung am NAP • Maximalkapazität $P_{\max}$ am NAP, installierte Anlagenleistung • Nulleinspeiser oder (virtueller) Überschusseinspeiser? • Bestehende Stromerzeugungsanlage? • Primärenergieträger (synchron, nichtsynchron)	 NAP 0,2 MW 0,2 MW PV-Neuanlage

Netzbetriebliche Aspekte und Grundsätze

Mehrere verteilte Stromerzeugungseinheiten eines Netzbenutzers, die über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt an das Netz angeschlossen werden, gelten als eine Stromerzeugungsanlage. Bei reinen Stromerzeugungsanlagen (auch mit unterschiedlichen Primärenergieträgern) soll daher für die Typeneinteilung der neu hinzukommenden Stromerzeugungsanlage / Stromerzeugungseinheit gemäß RfG Schwellenwert-VO die Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt $P_{\max}$ herangezogen werden. Diese wird zwischen dem relevanten Netzbetreiber und dem Netzbenutzer vereinbart und entspricht im

Normalfall der Netto-Engpassleistung oder der Bemessungsleistung (Nennleistung) der gesamten Stromerzeugungsanlage.

Die entsprechenden Anforderungen des NC RfG bzw. der TOR Erzeuger sind im Falle von Erweiterungen durch die neue Stromerzeugungsanlage / Stromerzeugungseinheit aliquot zu erfüllen.

Anforderungen an den Parkregler (Typ B, C, D)

Gemäß TOR Erzeuger gelten folgende Grundsätze für die Erweiterung von Bestandsanlagen:

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

Aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber soll unabhängig vom Leistungsverhältnis (neu installierte Leistung vs. Bestandsleistung) der Parkregler immer bei der ersten Erweiterung bzw. Modernisierung einer Bestandsanlage entsprechend der Anforderungen der TOR Erzeuger aufgerüstet werden. Alternativ wird ein vollständiger Austausch (neuer Parkregler) empfohlen, insbesondere wenn eine Aufrüstung des bestehenden Parkreglers nicht möglich oder technisch sinnvoll ist.

Beobachtbarkeit der Erzeugung (Übermittlung von Echtzeitdaten)

Analog zu anderen Anschlusskategorien stellt sich bei Erweiterung von bestehenden Stromerzeugungsanlagen die Frage der Granularität und des nötigen Leistungswertes für die Übermittlung von Echtzeitdaten, um eine ausreichend hohe Repräsentativität zu erhalten.

Aktuelle Analysen zeigen, dass für PV-Prognosen mit wenigen Stunden Planungshorizont zumindest die Echtzeitdaten der PV-Anlagen mit $P_{\text{inst}} \geq 0,25 \text{ MW}$ benötigt werden. Würde man diese Echtzeitdaten bei neuen PV-Anlagen nicht berücksichtigen, wäre dies unzureichend für die Hochrechnung auf die Gesamtheit der Anlagen.

Für alle weiteren neu hinzukommenden Stromerzeugungsanlagen werden für eine ausreichend hohe Prognosegüte zumindest die Echtzeitdaten der Anlagen mit $P_{\text{inst}} \geq 1 \text{ MW}$ benötigt.

Aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber soll jedoch im Sinne des Bestandsschutzes und bei kleinen Neuzubauten eine Erweiterungsbestimmung / Erleichterung bei Stromerzeugungsanlagen ermöglicht werden. Eine Verpflichtung zur Übermittlung von Echtzeitdaten soll sich somit primär an der neu installierten Anlagenleistung richten.

Beispiel 3):

- **Bestehende Kleinwasserkraft-Anlage = 100 kW**

- Neue PV-Anlage = 150 kW
- Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt $P_{\max} = 250$ kW
- Neue PV-Anlage wird als Typ B gemäß RfG Schwellwert-VO gewertet
- Keine Verpflichtung zur Übermittlung von Echtzeitdaten durch neue bzw. bestehende PV-Anlage

Beispiel 4):

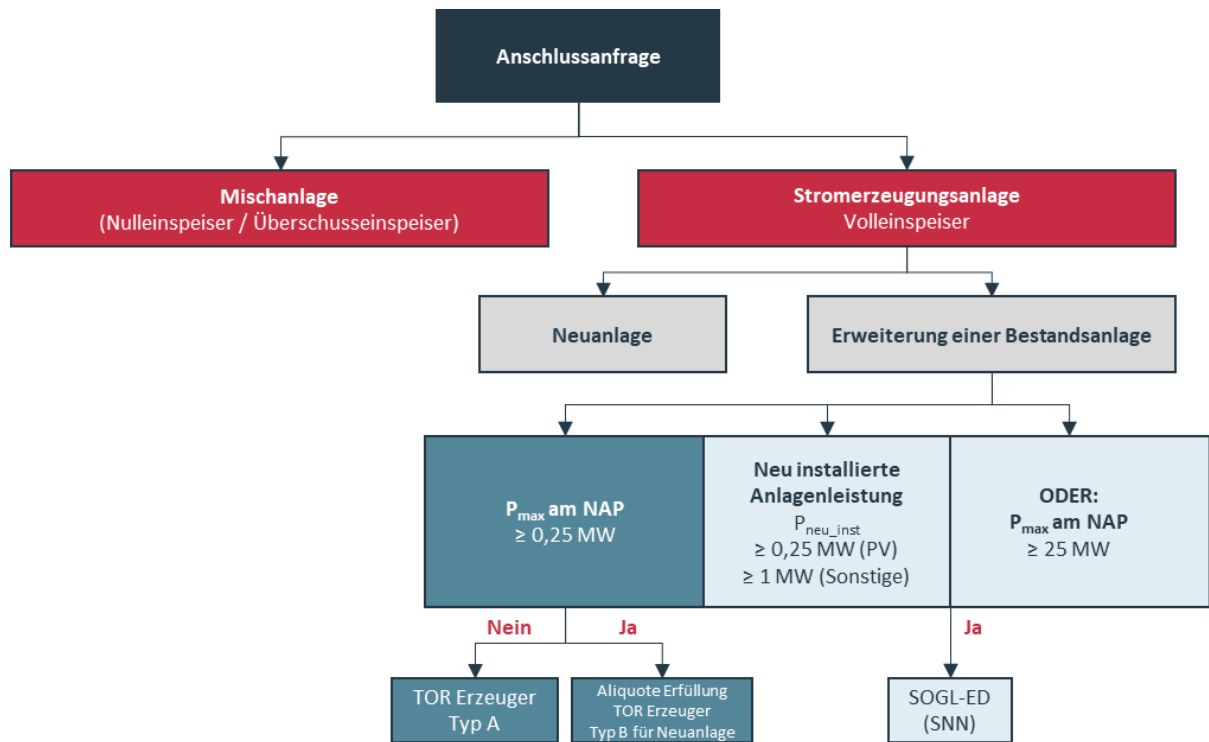
- Bestehende Kraft-Wärmekopplungs-Anlage = 100 kW
- Neue PV-Anlage = 350 kW
- Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt $P_{\max} = 450$ kW
- Neue PV-Anlage wird als Typ B gemäß RfG Schwellwert-VO gewertet
- Verpflichtung zur Übermittlung von Echtzeitdaten durch neue PV-Anlage
(wenn die bestehende Anlage eine technische Einbindung erlaubt, kann diese in den Echtzeitdatenaustausch eingebunden werden. Dafür ist eine Abstimmung zwischen dem Kunden und dem Netzbetreiber erforderlich.)

Zusammenfassung und Ablaufdiagramm

KATEGORIE #2 / #3

Zubau einer neuen Stromerzeugungsanlage bei einer bestehenden Stromerzeugungsanlage (unterschiedlicher Primärenergieträger)

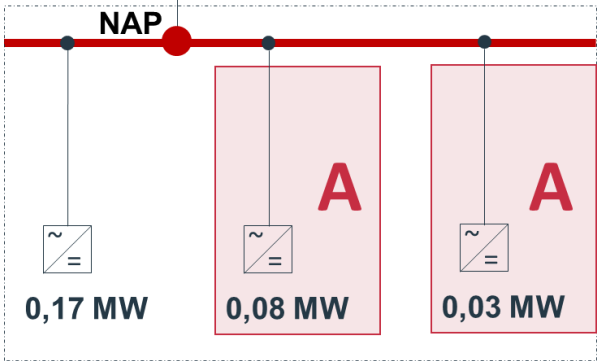
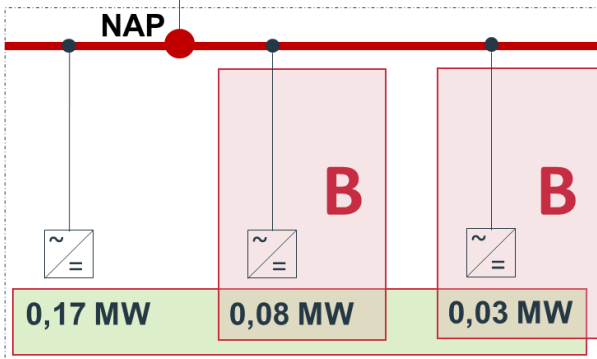
- $P_{\max}$ laut NZV → Aliquote Erfüllung TOR Erzeuger durch Neuanlage
- Erweiterungsbestimmung / Erleichterung hinsichtlich Echtzeitdatenaustausch bei kleinen Neuzubauten möglich → neu installierte Anlagenleistung bis zum Erreichen der relevanten Schwelle der SOGL Datenaustausch-VO (250 kW bzw. 1 MW) oder Gesamtanlagenleistung ≥ 25 MW



KATEGORIE #4

Volleinspeiser / unterschiedliche Eigentumsverhältnisse

Exemplarische Beispiele

<u>Beschreibung:</u> • Anschluss ab Transformatorstation (NE6) • Erweiterung von Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Eigentumsverhältnissen <u>Aspekte zur Berücksichtigung:</u> • Anschlussspannung am NAP • Maximalkapazität $P_{\max}$ am NAP, installierte Anlagenleistung	 Das Diagramm zeigt eine rote Linie für den Netzanlasspunkt (NAP). Drei Erzeugungsanlagen sind angeschlossen. Die erste Anlage (0,17 MW) ist als 'Bestand oder Neuanlage Eigentümer 1' gekennzeichnet. Die zweite (0,08 MW) und dritte (0,03 MW) sind als 'Neuanlage Eigentümer 2' und 'Neuanlage Eigentümer 3' gekennzeichnet. Die Anlagen sind in einem roten Rahmen mit der Aufschrift 'A' zusammengefasst.
<u>Beschreibung:</u> • Anschluss ab Transformatorstation (NE6) • Erweiterung von Erzeugungsanlagen von einem Eigentümer <u>Aspekte zur Berücksichtigung:</u> • Anschlussspannung am NAP • Maximalkapazität $P_{\max}$ am NAP, installierte Anlagenleistung	 Das Diagramm zeigt eine rote Linie für den Netzanlasspunkt (NAP). Drei Erzeugungsanlagen sind angeschlossen. Die erste Anlage (0,17 MW) ist als 'Bestand oder Neuanlage Eigentümer 1' gekennzeichnet. Die zweite (0,08 MW) und dritte (0,03 MW) sind als 'Neuanlage Eigentümer 1' gekennzeichnet. Die Anlagen sind in einem roten Rahmen mit der Aufschrift 'B' zusammengefasst.

Netzbetriebliche Aspekte und Grundsätze

Unterschiedliche Eigentumsverhältnisse:

Stromerzeugungsanlagen unterschiedlicher Eigentümer (Netzbewerber) mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt, die keine gemeinsame wirtschaftliche Einheit bilden, sind grundsätzlich bei der Typeneinteilung gemäß RfG Schwellenwert-VO unabhängig zu betrachten.

Zur Sicherstellung eines sicheren Netzbetriebs hat der relevante Netzbetreiber das Recht, Betriebsmittel zur Beobachtbarkeit auf eigene Kosten in den Anlagen des (der)

Netzbenutzer(s) zu installieren. Dafür ist eine Abstimmung zwischen dem Kunden und dem Netzbetreiber erforderlich.

Die entsprechenden Anforderungen des NC RfG bzw. der TOR Erzeuger sind im Falle von Erweiterungen durch die neue Stromerzeugungsanlage aliquot zu erfüllen.

Aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber dürfen (gezielte) eigentumsrechtliche Entflechtungen von Stromerzeugungsanlagen mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt die Typeneinteilung und die entsprechenden TOR- bzw. Datenaustauschanforderungen jedenfalls nicht einschränken.

Stromerzeugungsanlagen eines Netzbenutzers (Eigentümers):

Stromerzeugungsanlagen eines Netzbenutzers (Eigentümers), welche über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt verfügen (z. B. Sammelschiene der Transformatorstation in der NE6), sind aufgrund ihrer gesamtheitlichen Wirkung auf das Netz (netzwirksame Gesamtleistung) grundsätzlich zusammengefasst zu betrachten.

Im Falle von Stromerzeugungsanlagen mit einem Eigentümer soll daher für die Typeneinteilung einer neu hinzukommenden Stromerzeugungsanlage gemäß RfG Schwellenwert-VO die netzwirksame Bemessungsleistung an der gemeinsamen Sammelschiene (=Netzanschlusspunkt) herangezogen werden.

4 Konformitätsnachweis Typ B

Aktuelle Rahmenbedingungen

Der NC RfG schafft neben den grundlegenden technischen Anforderungen auch die allgemeinen Rahmenbedingungen für den Konformitätsnachweis von Stromerzeugungsanlagen. Konformitätstests zur Prüfung des Betriebsverhaltens sowie die Simulation des netzkonformen Verhaltens von Stromerzeugungsanlagen dienen dem Nachweis, dass die entsprechenden Anforderungen des NC RfG erfüllt werden. Für Stromerzeugungsanlagen des Typs B sieht der NC RfG grundsätzlich folgende Konformitätsnachweise vor:

Anforderung	Test	Simulation
LFSM-O	S, NS	S, NS
FRT-Fähigkeit		S, NS
Dynamische Blindstromstützung		NS
Wiederkehr der Wirkleistungsabgabe nach einem Fehler		S, NS

S = Synchrone Stromerzeugungsanlagen

NS = Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Problemstellung:

Aufgrund des sehr breiten Leistungsspektrums (0,25 bis 35 MW) und derzeit keiner näheren Spezifikation in den TOR Erzeuger³ ergeben sich beim Typ B zahlreiche Fragestellungen zur konkreten Anwendung der entsprechenden Konformitätsnachweise. In diesem Zusammenhang ist insbesondere bei kleineren Anlagen des Typs B zu beachten, dass die entsprechenden Konformitätstests und -simulationen einen wesentlichen Bestandteil der Gesamtinvestitionskosten darstellen können. Dies trifft vor allem bei kleinen (individuell konstruierten) synchronen Stromerzeugungsanlagen zu, da die Konformitätsnachweise üblicherweise nicht vom Netzbetreiber selbst vorgenommen werden können. Schlussendlich stellt sich in derartigen Fällen auch die Frage des Nutzens für den relevanten Netzbetreiber.

Lösungsvorschlag der österreichischen Netzbetreiber

Um eine mögliche Gefährdung von kleineren Typ-B-Projekten zu vermeiden und die Planungssicherheit zu erhöhen, wird seitens der österreichischen Netzbetreiber eine Schwelle von $P_{\max} = 5$ MW zur harmonisierten Durchführung der entsprechenden Konformitätsnachweise vorgeschlagen („erweiterter Konformitätsnachweis“).

Die vorgeschlagene Schwelle deckt sich ebenfalls mit den vorangegangenen Überlegungen zur „Freistellungsgrenze“ von kleinen Anlagen mit Netzanschlusspunkt ≥ 110 kV. Parallel dazu soll durch die Schaffung von präzisierenden Richtlinien für den Konformitätsnachweis von Stromerzeugungsanlagen („RKS-AT“) die Planungssicherheit bei relevanten

³ TOR Erzeuger Typ B: „Konformitätstests und –simulationen können vereinbart werden.“

Stakeholdern (v.a. Netzbetreiber, Netzbenutzer, Prüflabors, Zertifizierer und Hersteller) erhöht werden.

Konformitätsnachweis Typ B im Überblick

Der Konformitätsnachweis für Typ-B-Anlagen umfasst grundsätzlich die Erfüllung der Mindestanforderungen (Punkt 1 bis 3) laut TOR Erzeuger.

Für Anlagen mit $P_{\max} \geq 5$ MW sollen ebenfalls die entsprechenden Konformitätstests und Simulationen gemäß NC RfG verpflichtend umzusetzen sein (Punkt 4).

1) Bestätigung der Einstellparameter über Nachweisdokument

2) Bestätigung der grundsätzlichen Funktionsweise über Einheitenzertifikat / Prüfbericht / Herstellererklärung (*)

3) Check Einstellparameter vor Ort

Erweiterter Nachweis

4) Test vor Ort, Simulation für NAP mit EZA-Modellen

5) *Optional nach IBN:*
Stichprobenweise/anlassbezogene Konformitätsüberwachung



(*) in der Reihenfolge der Priorisierung durch NB

Analyse der betroffenen Anlagen

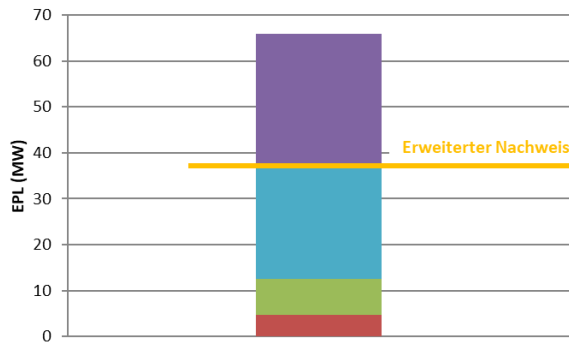
Wie bereits eingangs erwähnt wurde, ist insbesondere bei kleinen (individuell konstruierten) synchronen Stromerzeugungsanlagen der Konformitätsnachweis gemäß NC RfG kostenintensiv.

Die gewählte 5 MW-Schwelle wurde deshalb auch unter Berücksichtigung einer Analyse zur Abschätzung der betroffenen Anlagen festgelegt. Für diese Analyse wurden von den Netzbetreibern die prognostizierten Zuwächse an neuen Stromerzeugungsanlagen (aufgeschlüsselt nach Leistungsgruppen) herangezogen.

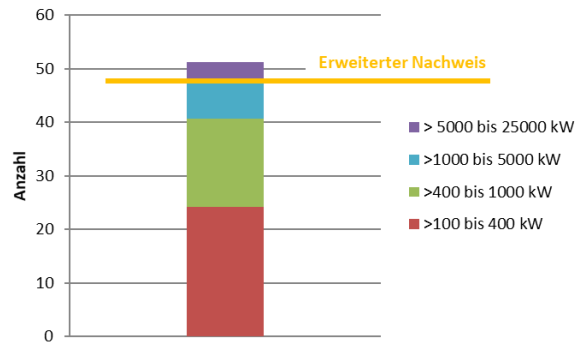
Synchrone Stromerzeugungsanlagen

Wie aus den beiden untenstehenden Abbildungen hervorgeht, sind von der 5 MW-Schwelle stückzahlmäßig kaum thermische Anlagen und Kleinwasserkraftanlagen (=synchrone Stromerzeugungsanlagen) vom erweiterten Konformitätsnachweis betroffen. Jene Anlagen, welche die entsprechenden Anforderungen einzuhalten haben, umfassen andererseits auch den größten Teil des Leistungszuwachses.

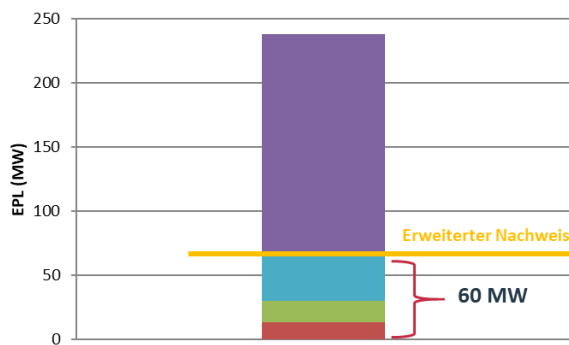
**Zuwachs EPL (Thermisch)
Bereich Typ B**



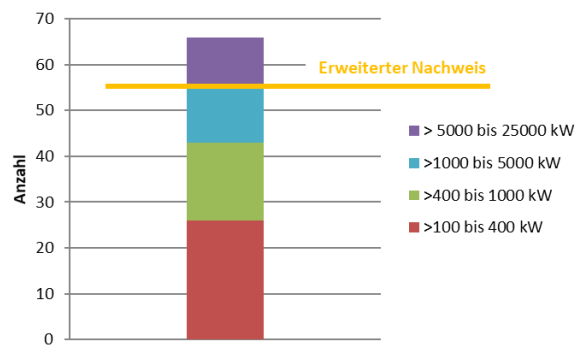
**Zuwachs ANZAHL (Thermisch)
Bereich Typ B**



**Zuwachs EPL (Hydro)
Bereich Typ B**



**Zuwachs ANZAHL (Hydro)
Bereich Typ B**



Nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen

Neue PV-Anlagen sind in der Regel nicht vom erweiterten Konformitätsnachweis betroffen. Im Gegensatz dazu befinden sich neue Windkraftanlagen üblicherweise im höheren Leistungsspektrum des Typ B und müssen die entsprechenden Nachweise (Tests und Simulationen) erfüllen.

Stromerzeugungsanlagen mit $P_{\max} \geq 5$ MW

Aus Sicht der österreichischen Netzbetreiber sind die anfallenden Zusatzkosten für Konformitätsnachweise von Stromerzeugungsanlagen mit $P_{\max} \geq 5$ MW bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten vernachlässigbar. Der Nutzen für den relevanten Netzbetreiber (detaillierter Überblick über das korrekte Verhalten der Anlagen) übersteigt hier klar den Kostenaspekt der durchzuführenden Konformitätsnachweise.

5 Zusammenfassung von Themen aus der Arbeitsgruppe „Anforderungen für den Parallelbetrieb von PV-Anlagen“

5.1 Sollwertvorgabe (Wirkleistungsreduktion über Fernbefehl) bei Überschusseinspeiser/Mischanlagen

Laut TOR Erzeuger Kapitel 5.4.1 „Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber“ ist der relevante Netzbetreiber in bestimmten Fällen berechtigt, eine vorübergehende Vorgabe bzw. Einschränkung der Wirkleistung bis hin zur Abschaltung vorzunehmen. Unabhängig von der Möglichkeit einer Rückspeisung in das Netz am Netzanschlusspunkt ist die Abregelung der Erzeugungsanlage so durchzuführen wie bei einer Anlage mit Volleinspeisung. (Anmerkung: dabei kann es bei vorhergehender Rückspeisung in das Netz auch vorübergehend zu einem Bezug aus dem Netz kommen)

5.2 Vorgaben für den Netzentkupplungsschutz

TOR Erzeuger 6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz

Ein externer Netzentkupplungsschutz ist ab > 30 kVA der Nennscheinleistungen der installierten Erzeugungsanlagen, die gleichzeitig an einem Netzanschlusspunkt betrieben werden können, erforderlich. Sinngemäß jene Leistung welche zur Typeneinteilung entsprechend dem *Erläuterungsdokument NC RfG / TOR Erzeuger* herangezogen wird. (Anmerkung: derzeit in TOR Erzeuger fälschlicherweise als Maximalkapazität festgelegt). Die Nennscheinleistung von AC-gekoppelten Speichern, die nicht in das Netz zurückspeisen, wird nicht zur Leistung der Erzeugungsanlage hinzugezählt. Speicher und Notstromversorgungen > 30 kVA Nennscheinleistung benötigen jedoch unabhängig von der Regelstrategie einen externen Netzentkupplungsschutz (Anmerkung: diese 30 kVA-Begrenzung ist noch nicht in der aktuellen TOR Erzeuger definiert).

5.3 Beurteilung des Anschlussantrags bzgl. Netzurückwirkungen bzgl. Spannungshaltung

TOR Erzeuger 4.3 Anschlussbeurteilung und -konzept

Für diese Beurteilung im Niederspannungsnetz sind mindestens 60% der installierten Leistung heranzuziehen. (Anmerkung: deutscher Ansatz lt. VDE-AR4105). Die Begründung liegt in der Begrenzung der schnellen Spannungsänderung bei dynamischen Lastwechselvorgängen wie z.B: Wolkenzug oder dynamische Eigenverbrauchssteuerung. Die thermische Beurteilung erfolgt mit der vertraglich vereinbarten Leistung.

- Die Blindleistungsregelung ist wirkleistungsrichtungsabhängig zu erbringen; d.h. nur bei Rückspeisung muss ein Blindleistungsbeitrag erbracht werden.
- Die dynamische Netzstützung muss immer gegeben sein.
- Der Netzbetreiber kann in begründeten Fällen zur Überwachung der maximalen Rückleistungslieferung den Einbau eines Rückleistungsschutzes verlangen.

5.4 Erdschlussüberwachung

TOR Erzeuger 6.3.2.4 Erdschlussschutz (Ue>)

Durch die zunehmende Installation von Erzeugungsanlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen wird die Erdschlussauslösung für den Netzbetrieb immer wichtiger, da mit diesem Zubau auch die Wahrscheinlichkeit einer „ungewollten“ Inselbildung bei Schalthandlungen im Zuge der Erdschlusseingrenzung bei Stickleitungen weiter zunehmen wird. Aus diesem Grund ist auch die Möglichkeit einer Erdschlussüberwachung in den entsprechenden Regelwerken (TOR Erzeuger) verankert worden.

Damit ergibt sich folgende grundsätzliche Vorgangsweise der Netzbetreiber: Wenn der Netzentkupplungsschutz die Mittelspannung überwacht, kann seitens des Netzbetreibers auch eine Erdschlussüberwachung gefordert werden. Abhängig von der Netzsituation kann der Netzbetreiber in begründeten Fällen bei größeren Erzeugungsanlagen (z. B. ab Typ B) mit Anschluss im Niederspannungsnetz ebenfalls eine Erdschlussüberwachung verlangen.

5.5 Abgriff der Messspannung auf der Mittelspannung für den zentralen Netzentkupplungsschutz

TOR Erzeuger 1 Begriffe und Abkürzungen

Grundsätzlich hat lt. TOR Erzeuger bei NE5-Anschlüssen der Abgriff der Messspannung auf der Mittelspannung (entweder am Netzübergabepunkt oder in einer untergeordneten Mittelspannungsstation) zu erfolgen. Ein Abgriff der Messspannung auf der Niederspannungsseite aufgrund der technischen Gegebenheiten stellt ein Entgegenkommen des Netzbetreibers dar.

Unter folgenden Voraussetzungen soll grundsätzlich seitens der Netzbetreiber der Abgriff der Messspannung bei NE5- und NE6-Kunden auf der Mittelspannung verlangt werden:

- Es ist eine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summenleistung aller Erzeugungsanlagen, die an einem gemeinsamen Mittelspannungsknoten einspeisen, ist > 100 kVA. (Anmerkung: **Sollte diese Anforderung zu einem unverhältnismäßigen Aufwand führen, kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber von dieser Forderung bis 400 kVA abgewichen werden.**)
- Es ist keine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summenleistung aller Erzeugungsanlagen, die an einem gemeinsamen Mittelspannungsknoten einspeisen, ist > 400 kVA⁴. (Anmerkung: **Sollte diese Anforderung zu einem unverhältnismäßigen Aufwand führen, kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber von dieser Forderung abgewichen werden.** Wenn eine dynamische Wirkleistungsbegrenzung auf maximal 250 KW vorhanden sein, kann auf eine Mittelspannungsmessung verzichtet werden.)
- In Fällen, bei denen der Messabgriff für den Netzentkupplungsschutz auf der Niederspannungsseite gewährt wird, müssen folgende Punkte sichergestellt sein:

⁴ Begründung 400kVA: Häufige Fragen & Antworten - www.e-control.at / Welche Kriterien gibt es für Zuordnung zu einer Netzebene?

- Der Messabgriff für den Netzentkupplungsschutz soll in der NE5 auf der Niederspannungsseite in der zugehörigen Niederspannungs-Hauptverteilung und bei NE6 bei der Verrechnungsmessung erfolgen.
- Die Einsatzbedingungen in Bezug auf Netzurückwirkungen und EMV-Umgebung dürfen die Messspannung für das Schutzrelais des zentralen Netzentkupplungsschutzes nicht beeinflussen.
- Es dürfen nur Schutzrelais eingesetzt werden, welche für die vorherrschende EMV-Umgebung in Bezug auf Störaussendung und Störfestigkeit gemäß EMV-Richtlinie bzw. der daraus resultierenden nationalen Umsetzung entsprechen.
- Der Betrieb und die zu erwartenden Netzurückwirkungen des internen Betriebsnetzes muss in Anlehnung an die „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR Erzeuger) der E-Control, Teil D, entsprechen.
- Die Trafostufenstellung (Übersetzungsverhältnis) ist vertraglich festzulegen (z. B. in einem Betriebsführungsübereinkommen), damit die Einstellwerte des Netzentkupplungsschutzes auf die Mittelspannung referenziert werden können. Die Einstellwerte werden unter Berücksichtigung dieser Kriterien vom VNB vorgegeben und entsprechen unter Umständen nicht den Standardeinstellungen.

5.6 Messung und Regelung Mittelspannung

TOR Erzeuger 5.3.3 Blindleistungskapazität

Für Erzeugungsanlagen mit Anschluss in der Mittelspannung ist grundsätzlich lt. TOR Erzeuger, unabhängig von der Leistung der Erzeugungsanlage, die Blindleistungsregelung auf der Spannungsebene des Netzanschlusspunktes anzuwenden.

Unter folgenden Voraussetzungen sollen jedenfalls die Regelparameter für die Blindleistungsregelung (z. B. Spannung, Blindleistung, Wirkleistung) auf der Mittelspannungsseite erfasst werden:

- Es ist eine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summenleistung aller Erzeugungsanlagen, die an einem gemeinsamen Mittelspannungsknoten einspeisen, ist > 100 kVA. In diesem Fall ist auch ein zentraler Kraftwerksregler (EZA-Regler) notwendig. (Anmerkung: **Sollte diese Anforderung zu einem unverhältnismäßigen Aufwand führen, kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber von dieser Forderung bis 400 kVA abgewichen werden.**)
- Ist keine Mittelspannungsmessung vorhanden und die Summenleistung aller Erzeugungsanlagen, die an einem gemeinsamen Mittelspannungsknoten einspeisen, ist > 400 kVA. In diesem Fall ist auch ein zentraler Kraftwerksregler (EZA-Regler) notwendig.

In den Fällen, bei denen die Messgrößen seitens des Netzbetreibers auch auf der Niederspannungsseite gewährt wird, muss jedoch sichergestellt sein:

- Dass die Messgrößen bei NE5-Anschlüssen in der zugehörigen Niederspannungs-Hauptverteilung und NE6-Anschlüssen bei der Verrechnungsmessung erfasst werden.

- Dass die Trafostufenstellung (Übersetzungsverhältnis) vertraglich festgelegt wird (z. B. in einem Betriebsführungsübereinkommen)

Bei Überschussanlagen ist zudem auch das Bezugsverhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung aufgrund der Verrechnungsrelevanz in die Gesamtbetrachtung mit einzubeziehen.

5.7 Mehrere Regelstrategien

TOR Erzeuger 5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Parallelbetriebsanlagen in Überschusslieferung haben grundsätzlich die Anforderungen der TOR Erzeuger betreffs Blindleistung zu erfüllen. Zudem sind die Bedingungen der AB-VN des Netzbetreibers hinsichtlich einem Bezugs-Leistungsfaktor $> 0,9$ einzuhalten.

Andernfalls erfolgt eine Verrechnung.

Mit der Inbetriebnahme einer Parallelbetriebsanlage in eine reine Bezugsanlage, ändert sich unmittelbar der Blindleistungshaushalt der Kundenanlage. So entsteht aus Sicht des Netzbetreibers oft eine deutliche Verschiebung des Leistungsfaktors in Richtung induktiv. Für die Kundenanlage entsteht hierdurch entweder ein verrechenbarer Blindleistungs-Arbeitsanteil oder ein Mehr an erforderlicher Kompensationsleistung um den Leistungsfaktor wieder in den Bereich $> 0,9$ zu bringen.

Diesem Umstand kommen die Regelungsstrategien insofern nach, als dass diese der Kundenanlage ermöglichen zwischen den beiden Energieflussrichtungen die Parallelbetriebsanlage hinsichtlich eigenem Blindleistungsbedarf und Blindleistungsregelungsstrategie entsprechend der TOR Erzeuger umzuschalten und damit zusätzliche Kompensationsleistung zu sparen. Damit ist der Kundenanlage auch die Möglichkeit gegeben die Parallelbetriebsanlage zur Blindleistungsbereitstellung kundendienlich zu verwenden.

Darüber hinaus regelt der Kraftwerksregler auch, für den Fall einer Rücklieferung ohne anstehendem Spannungs-Blindleistungsregelungsbedarf, den Leistungsfaktor auf 1 um keine unnötige Spannungsanhebung zu verursachen.

5.8 Mehrere Regelkennlinien

TOR Erzeuger 5.3.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Laut TOR Erzeuger (5.3.4.) kann für Erzeugungsanlagen ab Typ B Blindleistung im über- und untererregten Bereich an einer fernwirktechnischen Schnittstelle gemäß Punkt 6.2.1 vorgeben werden.

Diese Sollwerte werden vom Netzbetreiber stufenlos bzw. in entsprechenden Stufen (z. B. 100%, 60%, 30% und 0%) definiert, wobei der Netzbetreiber ab einer Anlagengröße von 1 MVA über die Vorgabe stufenlos oder in entsprechenden Stufen entscheidet.

- < 1 MVA: stufenlos oder in entsprechenden Stufen
- ≥ 1 MVA: Vorgabe durch Netzbetreiber

Dabei ist es sinnvoll die Q-Vorgabe mit einer Spannungsbegrenzungsfunktion auszurüsten.

Dieses Verfahren entspricht der Funktionalität gemäß VDE-AR-N 4110: 2018-11 Q-Vorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion. Diese Funktion ist daher üblicherweise in den Kraftwerksreglern (EZA-Regler) standardmäßig verfügbar

5.9 Teilintegrierte Entkopplungsstelle in Wechselrichtern

TOR Erzeuger Typ A 6.1.3 Entkopplungsstelle

TOR Erzeuger Typ A 6.3.1 Allgemeines zum Netzenkupplungsschutz

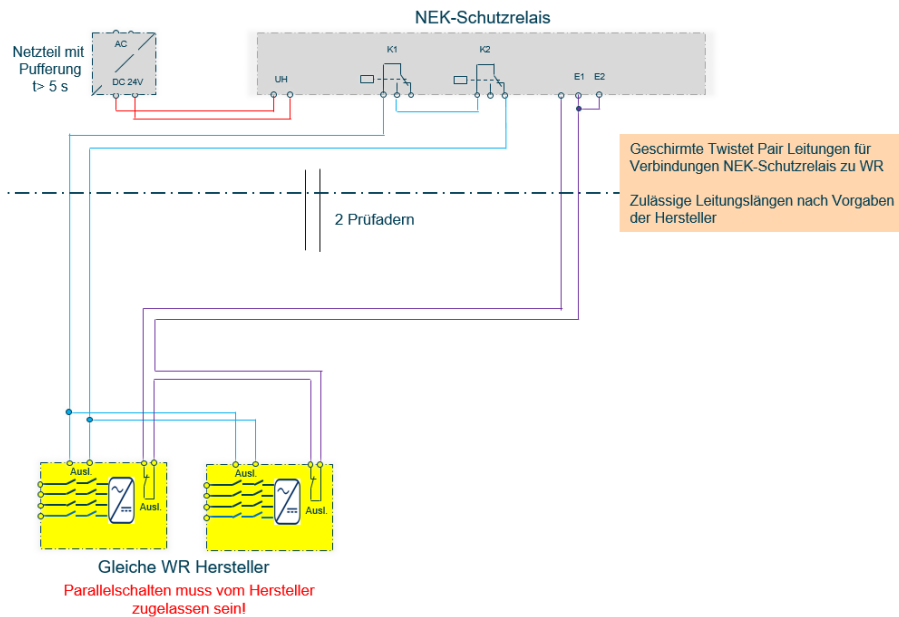
Unter folgenden Voraussetzungen ist eine Verwendung der integrierten Kuppelschalter der Wechselrichter zulässig:
(siehe u.a. Abbildungen)

- Einsatz nur für nicht-inselbetriebsfähige Teile von Anlagen Type A in der Netzebene 6 und 7
- Eine Gesamtauslösezeit (Schutzrelais, Hilfsrelais, Eigenzeit des Kuppelschalter von maximal 0,2 s muss erreichbar sein (TOR Erzeuger 6.3.3)
-> daraus abgeleitet muss die Eigenzeit des Kuppelschalters (vom Wegschalten des Binäreingang bis zum Öffnen des Kuppelschalters) ≤ 100 ms betragen
- Die Verwendung der integrierten Kuppelschalter muss auch mit den Ländersettings Österreich möglich sein.
- Eine Rückmeldung über die Entkopplung (siehe Schaltungsbeispiele) muss ausgeführt werden.
Anzustreben ist eine Rückmeldung direkt vom Wechselrichter über Kontaktausgänge. Im WR muss eine integrierte Prüfroutine vorhanden sein, die das korrekte Öffnen **beider** Kuppelschalter zumindest alle 24 Stunden prüft
- Die Schaltung muss so aufgebaut sein, dass die FRT-Fähigkeit gewährleistet ist (z. B. gepufferte 24 V DC Versorgung)
- Die Prüfnorm OVE R 25 soll um die Prüfung der integrierten Kuppelschalter erweitert werden. Bis dahin muss eine Prüfungsbescheinigung von einer anerkannten Prüfstelle vorliegen und darin muss jedenfalls auch die Prüfung der geforderten Eigenzeit enthalten.

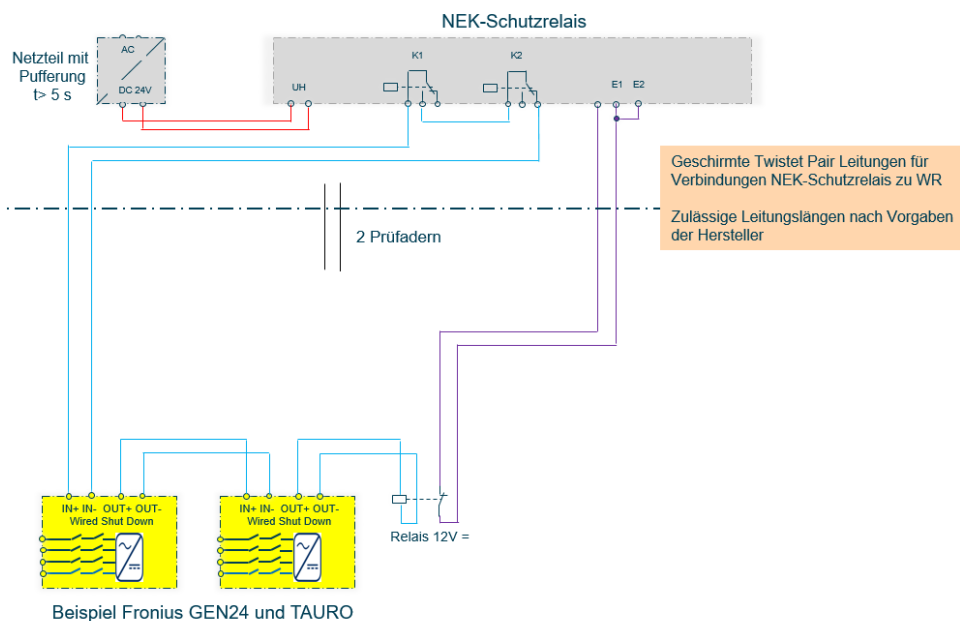
Aktuell akzeptierte Einschränkungen bzw. Besonderheiten:

- Bei den aktuell am Markt befindlichen WR ist die Rückmeldung der Entkopplung so ausgeführt, dass „nur“ gemeldet werden kann, dass die Entkopplung im WR angesteuert wurde, signalisiert wird damit aber nicht, dass beide Kuppelschalter offen sind. Da das Rückmeldesignal teilweise auch per Software gebildet wird, kann damit auch keine repräsentative Auslösezeit der Kuppelschalter gemessen werden. Das tatsächliche korrekte Öffnen beider Kuppelschalter wird zumindest alle 24 Stunden im WR geprüft.)
- Eine Signalausgang, der das Öffnen beider Kuppelschalter möglichst zeitgetreu abgebildet, wird für künftige WR Entwicklungen gewünscht und soll auch bei der Überarbeitung von Anschlussrichtlinien im D-A-CH Raum diskutiert werden.

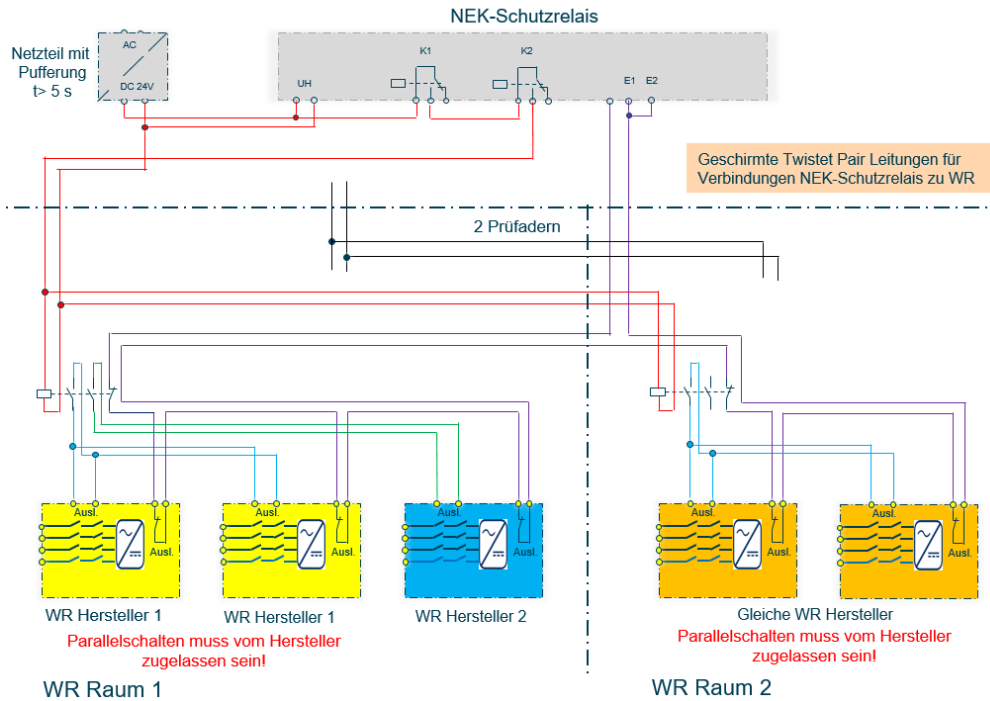
NEK-Schutz Auslösung auf integrierte Kuppelschalter ohne Zwischenrelais bei geringer Entfernung zwischen WR und NEK-Schutz



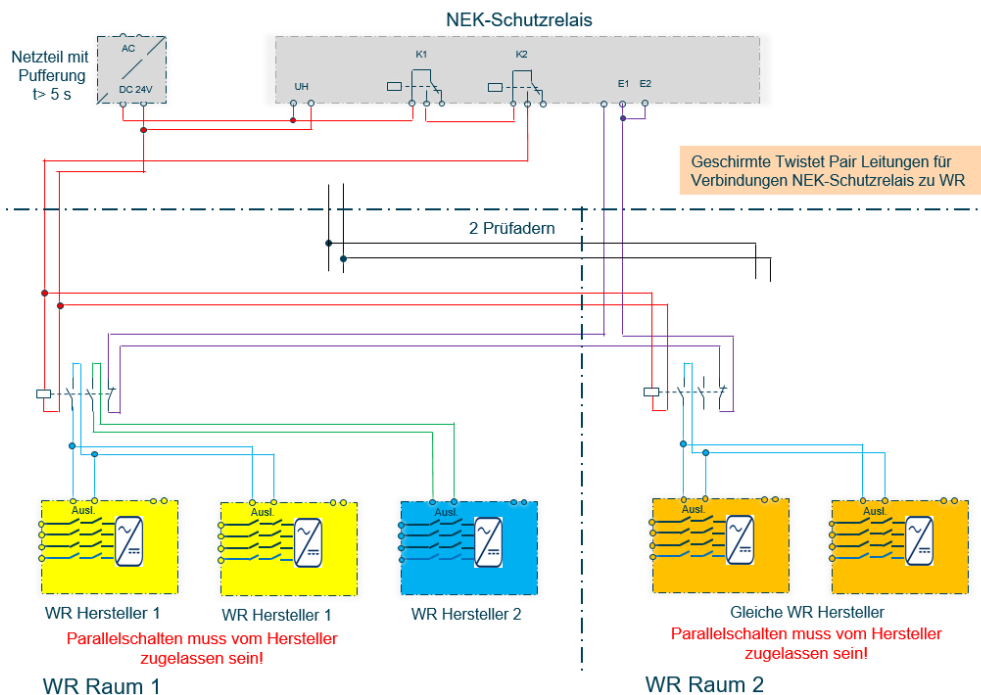
NEK-Schutz Auslösung auf integrierte Kuppelschalter bei geringer Entfernung zwischen WR und NEK-Schutz Schaltungsbeispiel Fronius



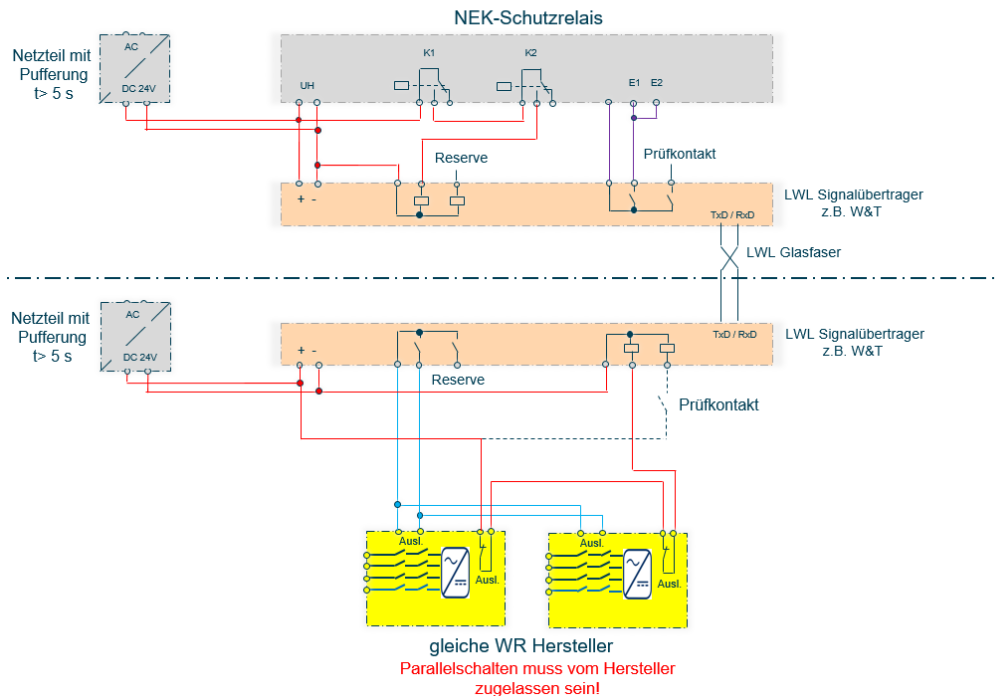
NEK-Schutz Auslösung auf integrierte Kuppelschalter mit Zwischenrelais bei größerer Entfernung zwischen WR und NEK-Schutz mit Einbindung der WR Rückmeldung – bevorzugte Ausführung



NEK-Schutz Auslösung auf integrierte Kuppelschalter mit Zwischenrelais bei größerer Entfernung zwischen WR und NEK-Schutz ohne Einbindung der WR Rückmeldung - (nur wenn WR RM nicht möglich)



NEK-Schutz Auslösung auf integrierte Kuppelschalter Signalübertragung über LWL



5.10 Schutzauslösung über Kommunikationsverbindungen

TOR Erzeuger 6.3.1 Allgemeines zum Netzentkupplungsschutz

Eine kommunikationsbasierte Auslösung (Übertragung des Auslösekommandos von der Schutzeinrichtung zur Entkupplungsstelle) ist grundsätzlich zulässig, wenn diese entsprechend den Anforderungen an Schutzsignalübertragungen erfolgt. Hierbei ist im Wesentlichen sicher zu stellen, dass die Signallaufzeit von der Eingabe des Auslösebefehls in das Schutzsignalübertragungsgerät bis zur Kontaktausgabe am Gegenende < 25 ms beträgt. Zusätzlich muss sichergestellt sein, dass eine Fehlerklärungszeit von ≤ 100 ms erreicht werden kann und die kommunikationsbasierte Auslösekette funktionsüberwacht ist. Unter funktionsüberwacht ist eine geeignete Überwachung anzusehen, die den funktionellen Ausfall der Signalübertragung erkennt und bei einem Ausfall, der länger als 4 s dauert, oder bei einer Häufung von mehreren kürzeren Ausfällen den Kuppelschalter unverzüglich auslöst. Bei kommunikationsbasierten Auslösekreisen über IP-Netzwerke ist ergänzend auf Wechselwirkungen (z. B. parallele Diensten) und auf die Informationssicherheit zu achten. Diesbezügliche Kommunikationsverbindungen sind vorzugsweise physisch, aber zumindest logisch (VLAN) getrennt auszuführen. Generell muss die Schutzsignalübertragung auch den FRT-Anforderungen entsprechen, das bedingt bei einem Spannungsausfall eine fortführende Funktionalität der Kommunikation von mindestens 5 Sekunden.

5.11 Erzeugungsanlagen mit mehreren einphasigen Wechselrichtern

PV-Erzeugungsanlagen, die aus mehreren jeweils einphasigen Wechselrichtern aufgebaut sind, und in einen Verteiler einspeisen:

Bis zum Vorliegen ausreichender Prüfsertifikate bzw. dem erforderlichen Nachziehen der Regelungen der TOR Erzeuger bzw. der OVE R 25 wird vorgeschlagen, bei Erzeugungsanlagen welche aus einzelnen einphasigen Wechselrichtern aufgebaut sind und die zur Einhaltung der Symmetrieanforderungen eine kommunikative Kopplung über Funktechnologie verwenden, eine zentrale Symmetrieüberwachung (Schutzrelais mit zentralem Kuppelschalter) zu installieren. Dadurch soll bei Auftreten einer unzulässigen Unsymmetrie (etwa durch Störung der Funkkommunikation) die EZA abgeschaltet werden. Diese Lösung wäre jedoch nur dann möglich, wenn die Wechselrichter nicht in unterschiedliche Verteiler einspeisen und vom Netzbetreiber kein vom Wechselrichter abweichender Referenzpunkt für die Q(U) bzw. P(U) Regelung vorgegeben wird (größere Einspeiseleistungen). Zulässig ist jedoch lt. TOR Erzeuger der Einsatz von einphasigen Wechselrichtern bis max. 3,68 kVA je Außenleiter ohne zusätzliche Symmetrierung.

PV-Erzeugungsanlagen, die aus mehreren jeweils einphasigen Wechselrichtern aufgebaut sind, und in mehreren Verteilern einspeisen:

Bis zum Vorliegen ausreichender Prüfsertifikate bzw. dem erforderlichen Nachziehen der Regelungen der TOR Erzeuger bzw. der OVE R 25 wird vorgeschlagen, Erzeugungsanlagen welche aus einzelnen einphasigen Wechselrichtern aufgebaut sind und die maximale resultierende Unsymmetrieleistung von 3,68 kVA überschreiten, zu untersagen.

6 FRT-Fähigkeit bei USV-fähigen Wechselrichtern

Aktuelle Rahmenbedingungen

Im Zuge der Ausgestaltung der FRT-Fähigkeit für Stromerzeugungsanlagen wurde seitens Österreichs Energie eine Studie zur Untersuchung der geographischen Auswirkung von Kurzschlüssen im Höchstspannungsnetz auf die Spannungseinsenkung im Versorgungsgebiet in Auftrag gegeben⁵. Aus dieser Studie und Prognosen für zukünftige Anschlussprojekte ließ sich deutlich das nationale Erfordernis von FRT-Eigenschaften auch für Stromerzeugungsanlagen des Typs A ableiten.

Gemäß TOR Erzeuger Typ A müssen Stromerzeugungsanlagen 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.

USV-fähige Wechselrichter

USV-fähige Wechselrichter werden in der Regel in Kombination mit einem elektr. Energiespeicher betrieben und können im Falle von Spannungseinbrüchen eine Versorgung von sensiblen („kritischen“) Lasten durch nahezu unterbrechungsfreie Umschaltung (≤ 20 ms) sicherstellen. Aus Sicht des öffentlichen Netzes führt diese rasche Umschaltung allerdings zu einer Trennung der Wechselrichter und somit abhängig von der Vorbelastung der Übergabestelle potenziell zu einer sprunghaften Leistungsänderung. Bei einer hohen Durchdringung derartiger Wechselrichter (Skalierungseffekte) können aufgrund der eingeschränkten FRT-Fähigkeit überregionale Störungen nach Spannungseinbrüchen auftreten und somit die Netzsicherheit gefährden.

Sichtweise der Netzbetreiber hinsichtlich der FRT-Fähigkeit bei USV-fähigen Wechselrichtern (Stand: 2022)

- Laut aktuellem Informationsstand handelt es sich bei den anzuschließenden USV-fähigen Wechselrichtern, welche potentiell nicht vollständig FRT-fähig sind, in der Regel um kleinere Anlagen (Anlagenleistung ≤ 30 kVA);
- Die Relevanz für das Übertragungsnetz bei niedriger Zehntel-Prozentrage erscheint daher bis auf Weiteres verkraftbar. Ebenfalls werden bei diesen Überlegungen auch Gleichzeitigkeitseffekte und die örtliche Verteilung mitberücksichtigt;

Die österreichischen Netzbetreiber schlagen daher für Wechselrichter mit USV-Fähigkeit (Umschaltung im Millisekundenbereich + separate Ausgangsklemmen für kritische Lasten) folgende Vorgehensweise vor:

(siehe u.a. Abbildungen 1 und 2; Ausführungsbeispiele A und B)

⁵

https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2018/Projekt_11.022_Spannungstrichter_und_FRT_final.pdf

- Die Priorisierung der USV-Fähigkeit ggü. der vollständigen FRT-Fähigkeit ist ausschließlich für Stromerzeugungsanlagen des Typs A gestattet.
- USV-fähige Wechselrichter mit Rückspeisung ≤ 30 kVA (unter Berücksichtigung einer allfälligen softwaretechnischen Begrenzung) an den Ausgangsklemmen des USV-fähigen Wechselrichters sind von der vollständigen FRT-Fähigkeit ausgenommen. Sie müssen sich bis zur Trennung an der dynamischen Netzstützung beteiligen.
- Zur laufenden Evaluierung ist die genaue Kenntnis über die Anzahl von potentiell nicht vollständig FRT-fähigen Anlagen (Stichwort: „Lfd. Monitoring“) unabdingbar. Nur mit dieser Kenntnis können weiterführende Systemstudien zielführend durchgeführt werden. Der Kunde muss daher im Zuge des Anschlussverfahrens (Installationsdokument Typ A) ggü. dem relevanten Netzbetreiber bestätigen, dass die Anlage (Kombination aus Wechselrichter und elektr. Energiespeicher vorhanden) zusätzlich eine USV-Fähigkeit (Umschaltung im Millisekundenbereich; separate Ausgangsklemmen für kritische Lasten) besitzt.
- Bei einem Wechselrichterbetrieb mit einem elektr. Energiespeicher zur Eigenbedarfsoptimierung ohne USV-Nutzung wird die FRT-Fähigkeit voll gefordert. Eine nicht in Anspruch genommene USV-Fähigkeit darf also nicht zur Umgehung der FRT-Anforderung führen. Hersteller müssen demnach via Prüfbericht (ÖVE R25) nachweisen, dass sie in diesem Fall die FRT-Anforderungen gem. TOR Erzeuger Typ A erfüllen.
- Unabhängig davon gilt: Wechselrichter mit externer Umschaltbox für einen Inselbetrieb dürfen die FRT-Fähigkeit nicht einschränken.

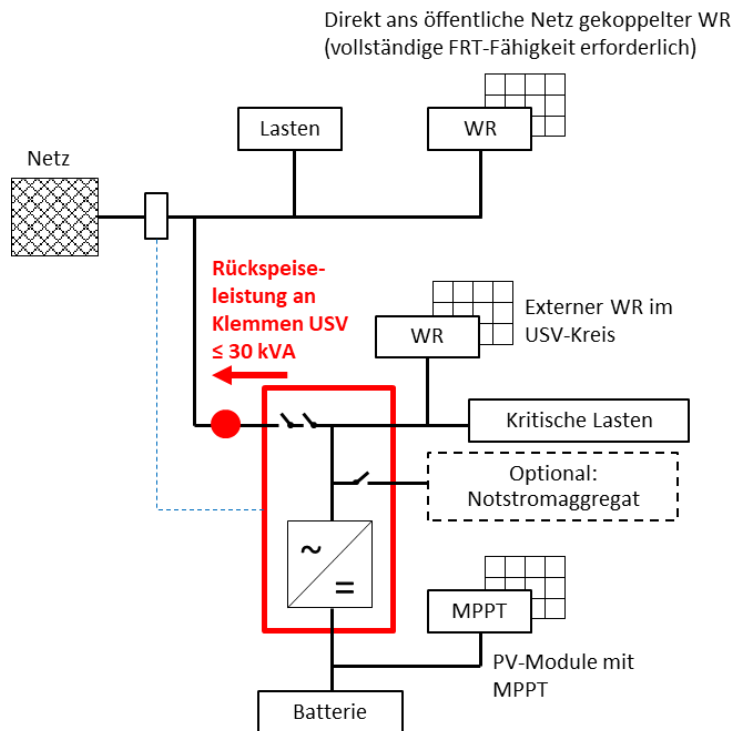


Abbildung 1 Ausführungsbeispiel A

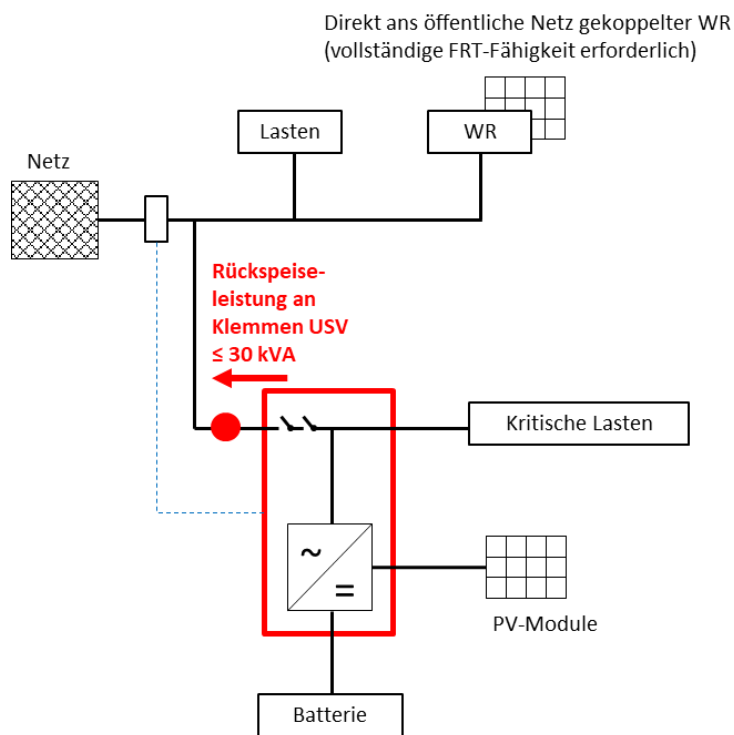


Abbildung 2 Ausführungsbeispiel B

Zusatzhinweise:

1) Direkt ans öffentliche Netz gekoppelte Wechselrichter werden grundsätzlich nicht bei der anzuwendenden Leistungsgrenze (30 kVA) für die FRT-Fähigkeit von USV-fähigen Wechselrichtern berücksichtigt.

2) Optionale Notstromaggregate im USV-Kreis werden ebenfalls nicht berücksichtigt, wenn diese nur bei Stromausfall betrieben werden.

Für direkt ans öffentliche Netz gekoppelte Wechselrichter sind zusätzlich folgende Punkte zu berücksichtigen:

(siehe u.a. Abbildung 3 Ausführungsbeispiel C)

- Nach Ausfall der öffentlichen Stromversorgung ist es zulässig eine direkt ans öffentliche Netz gekoppelte Stromerzeugungsanlage für die Dauer der Unterbrechung in den USV-Kreis umzuschalten.
- Dies darf frühestens 5 Sekunden nach einem detektierten Spannungseinbruch erfolgen und sofern sich die Spannung nach dieser Zeit nicht innerhalb der zulässigen Grenzwerte befindet. Die Umschaltung muss automatisch erfolgen und von dem USV-fähigen Wechselrichter koordiniert werden.
- Nach Wiederkehr der öffentlichen Versorgung muss die Stromerzeugungsanlage automatisch zurück auf die Netz-Seite geschaltet werden. Eine händische Umschaltung der Erzeugungsanlage ist nicht zulässig.

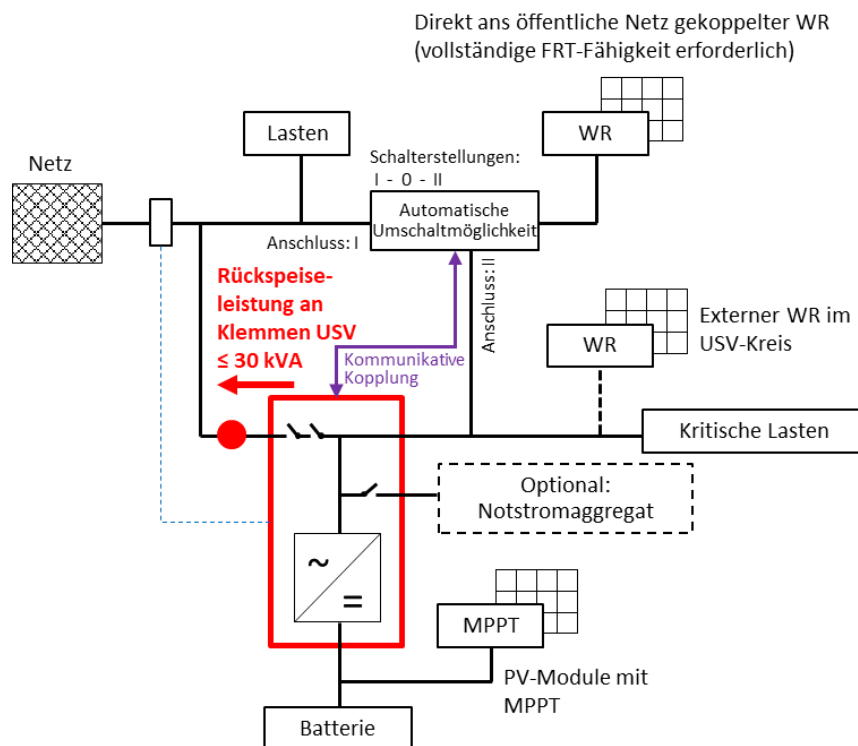


Abbildung 3 Ausführungsbeispiel C

Für Stromerzeugungsanlagen des Typs B gelten folgende Anforderungen in Zusammenhang mit USV-Anlagen:

(siehe u.a. Abbildung 4; Ausführungsbeispiel D)

- Stromerzeugungsanlagen des Typs B dürfen nicht im USV-Kreis installiert werden, da sie sich an der vollständigen FRT-Fähigkeit und dynamischen Netzstützung beteiligen müssen.
- Nach Ausfall der öffentlichen Stromversorgung ist es in Abstimmung mit dem relevanten Netzbetreiber zulässig eine direkt ans öffentliche Netz gekoppelte Stromerzeugungsanlage für die Dauer der Unterbrechung in den USV-Kreis umzuschalten.
- Dies darf frühestens 5 Sekunden nach einem detektierten Spannungseinbruch erfolgen und sofern sich die Spannung nach dieser Zeit nicht innerhalb der zulässigen Grenzwerte befindet. Die Umschaltung muss automatisch erfolgen und von der USV-Anlage koordiniert werden.
- Nach Wiederkehr der öffentlichen Versorgung muss die Stromerzeugungsanlage automatisch zurück auf die Netz-Seite geschaltet werden. Eine händische Umschaltung der Stromerzeugungsanlage ist nicht zulässig.

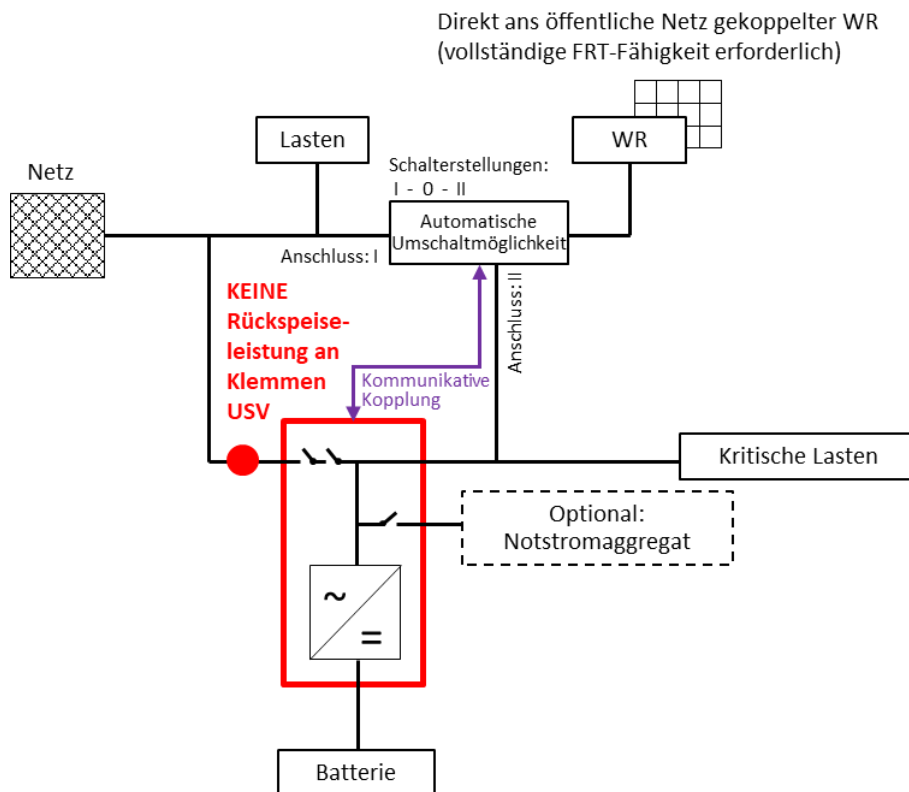


Abbildung 4 Ausführungsbeispiel D

7 Anhang A1

Informationen über Netztrenneinrichtungen und Netzumschalteneinrichtungen für Notstrombetrieb

Die Anzahl der verschiedenen Ausführungsarten von Netztrenn- bzw. Netzumschalteneinrichtungen nimmt rasant zu. Zur besseren Orientierung möchten wir die Anschlussbedingungen der Netzbetreiber diesbezüglich detailliert darstellen.

Notstrombetrieb, Notstromversorgung und Ersatzstromversorgung sind als Synonyme zu betrachten.

Hinsichtlich drei- oder vierpoliger Trennung bzw. Umschaltung wird auf die OVE E 8101 verwiesen bzw. es gelten zusätzlich die nachfolgend angeführten Bedingungen. Letztlich entscheidet der*die Elektriker:In vor Ort auf Basis des Netzsystems und/oder der Entfernung der Umschalt-/Netztrenneinrichtung von der Nullungsverbindung über die Notwendigkeit einer drei- oder vierpoligen Trennung. Im TT-System ist generell eine vierpolige Trennung erforderlich, die auch bei EMV-Problemen eine Lösung im TN-System darstellen kann. Bei einer vierpoligen Trennung wird aufgrund der deutlich höheren Komplexität die Verwendung einer **typgeprüften** Netztrenn-/Umschalteneinrichtung angeraten.

7.1 Wechselrichter⁶ mit zwei AC-Ausgängen (AC-Ausgang für Netz- und Ersatzstrom getrennt)

Die **selbsttätig wirkende Freischnittstelle** (SWF – siehe TOR Erzeuger) wird durch die im Wechselrichter verbaute einfehlersichere Netzentkupplung gewährleistet. Die **FRT (Fault Ride Through) -Fähigkeit** wird durch den Wechselrichter selbst gewährleistet.

Wenn im Verbraucherabzweig (AC-Ausgang Ersatzstrom) eine zusätzliche Erzeugungsanlage installiert ist, dann ist diese sowie die Umschalteneinrichtung selbst FRT-fähig auszuführen. Die FRT-Fähigkeit darf durch die Umschalteneinrichtung nicht unterbunden werden. Um die FRT-Kurve der TOR Erzeuger einzuhalten, wird eine Mindesthaltedauer von 5 s gefordert.

Es werden folgende Betriebsmittelumschaltungen unterschieden:

7.1.1 Wechselrichter mit interner Ersatzstromumschaltung

Im Folgenden werden zulässige Varianten für Wechselrichter mit interner Ersatzstromumschaltung dargestellt. Für weitere Informationen zu Wechselrichtern mit interner Ersatzstromumschaltung siehe auch 6.

- **Für Wechselrichter⁷ mit USV-Funktion⁸ gilt, dass diese bis zu einer Rückspeiseleistung ≤ 30 kVA aktuell zulässig sind.**

⁶ Im strengen technischen Sinn wird in diesem Dokument unter dem Begriff Wechselrichter die Gesamtheit (Familie der Stromrichter) von Gleichrichtern, Wechselrichtern und Frequenzumrichtern verstanden.

⁷ Wechselrichter müssen den Anforderungen der TOR Erzeuger entsprechen.

⁸ schnelle Umschaltzeit ≤ 20 ms

7.1.2 USV-fähige Wechselrichter mit Umschaltung von Erzeugungsanlagen in den USV-Kreis

Für den Fall, dass die Anordnung einer TOR Erzeuger Typ A Erzeugungsanlage im USV-Kreis – aufgrund der 30 kVA Rückspeiseleistungs-Beschränkung (an den Klemmen des USV-fähigen Wechselrichters) - für die Zwecke des Netzkunden nicht sinnvoll erscheint, so besteht die Möglichkeit der (automatischen, zusätzlichen, langsameren) Umschaltung in den USV-Kreis während des Ersatzstrombetriebes, etwa zum Zwecke der Verlängerung einer Batterielaufzeit. Generell gilt für TOR Erzeuger Typ B Erzeugungsanlagen, dass sie nicht im USV-Kreis fix angeordnet sein dürfen, jedoch in den USV-Kreis im Ersatzstrombetrieb mittels geeigneter Umschalteinrichtung hinzugeschaltet werden dürfen.

Siehe auch Abbildung 3 Ausführungsbeispiel C und Abbildung 4 Ausführungsbeispiel D

- Eine manuelle Umschaltung des PV-Wechselrichters in den USV-Kreis ist nicht zulässig und muss automatisch durch die USV-fähigen Wechselrichter erfolgen.
- Zur Sicherstellung der ordnungsgemäßen Funktion sind für die Umschalteinrichtung folgende Maßnahmen erforderlich:
 - Mechanische Verriegelung (entfällt bei Leistungsschalter)
 - Elektrische Verriegelung (gegenseitige Absteuerung in den Spulenkreisen durch Öffnerkontakte)
 - FRT-Fähigkeit
 - Vor einer Netzwiederschaltung des USV-fähigen Wechselrichters, muss die umschaltbare Erzeugungsanlage vom USV-Kreis getrennt werden.
- Eine Funktionsprüfung durch den Netzbetreiber ist im Allgemeinen nicht erforderlich.
- Die zentrale Netzentkupplung muss sowohl den PV-Wechselrichter, als auch die USV-Anlage trennen. Die FRT-Fähigkeit des PV-Wechselrichters muss gewährleistet bleiben.

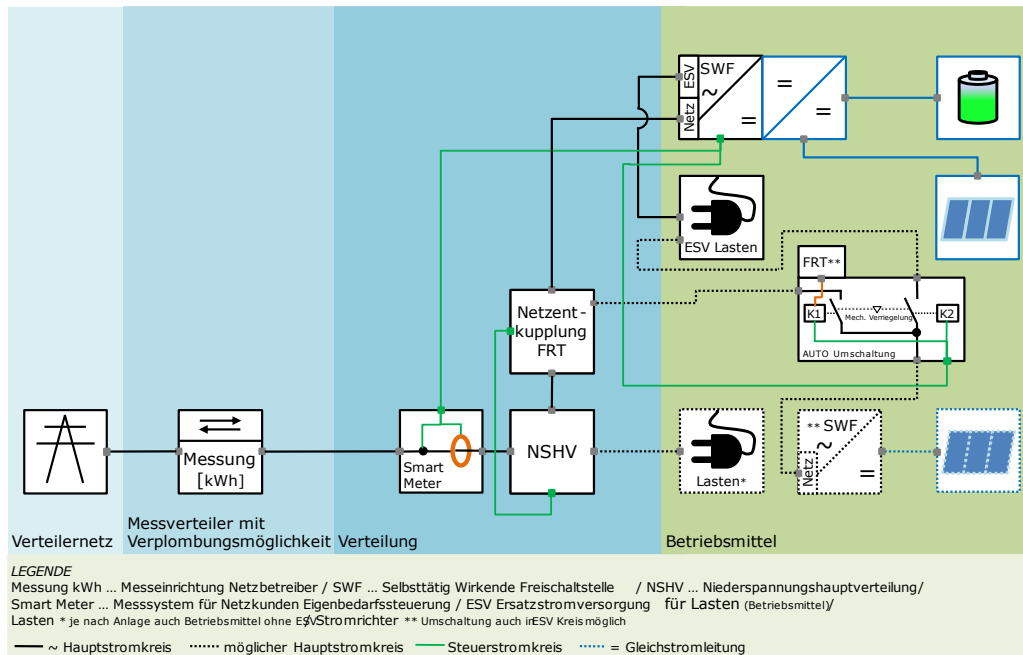


Abbildung 6 Beispielhaftes Blockschnittbild – USV-fähiger Wechselrichter mit Umschaltung von Erzeugungsanlagen in den USV-Kreis falls die theoretische Rückspeiseleistung an den Klemmen der USV > 30 kVA wäre.

7.1.3 Wechselrichter mit externer Ersatzstromumschaltung

Im Folgenden werden zulässige Varianten für Wechselrichter mit externer Ersatzstromumschaltung dargestellt.

Beispiele:

- SOLAX
- Sonnenbatterie 10 Performance

7.1.3.1 Klassische Ersatzstromversorgung – Manuelle Umschaltung

- Mechanischer 1|0|2 Schalter (siehe Bild unten und Ausführungsbestimmungen ESV – Umschaltung)
- Individueller Einbau in der Kundenanlage (muss nicht im plombierbaren Bereich sein)
- Eine Funktionsprüfung durch den Netzbetreiber ist im Allgemeinen nicht erforderlich.
- Die FRT-Fähigkeit gilt bei manuellen Umschaltern unmittelbar als erfüllt.

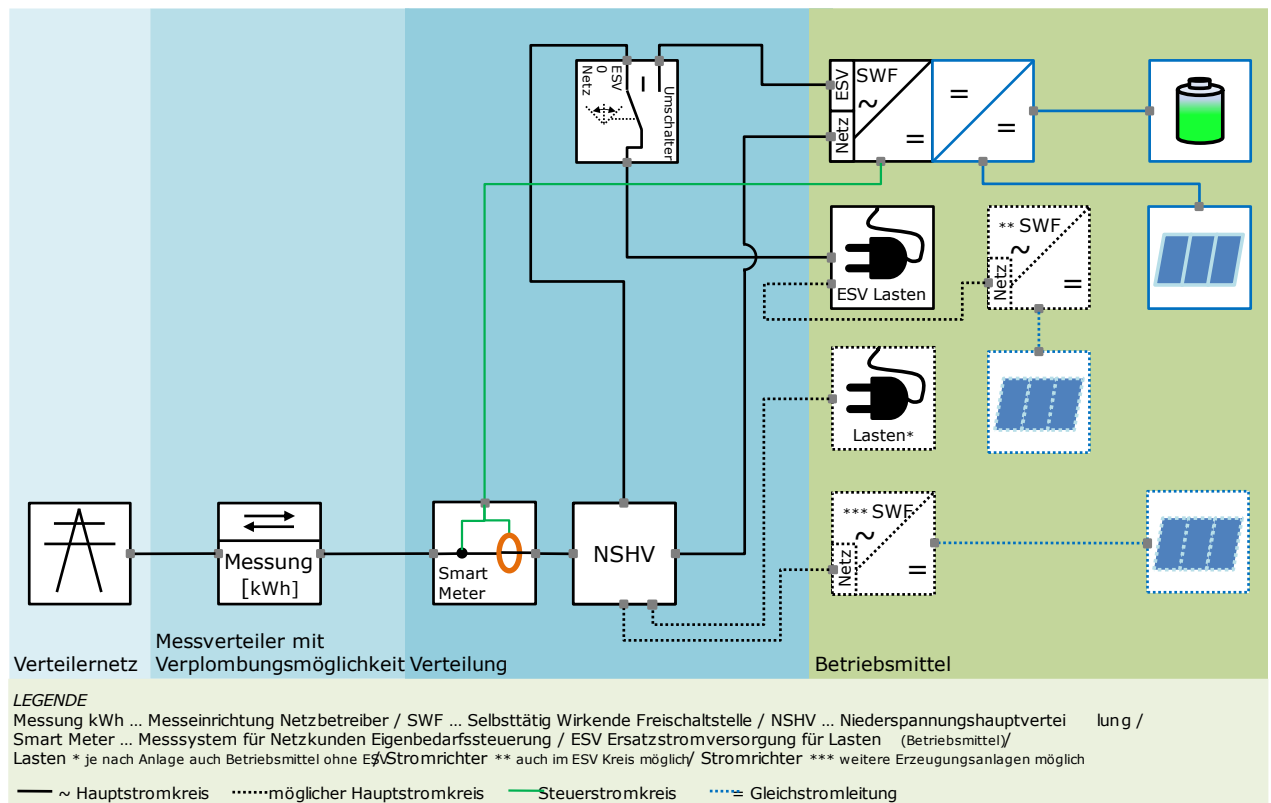


Abbildung 7 Beispielhaftes Blockschaltbild – manuelle Umschaltung mit typgeprüfem Schalter

7.1.3.2 Klassische Ersatzstromversorgung – Automatische Umschaltung

Kompaktes, typgeprüftes Gesamtsystem von einem Hersteller des Wechselrichters und der Umschalteneinrichtung (bzw. vom Hersteller des Wechselrichters gelistete Umschalteneinrichtung)

- Systemrelevante Komponenten sind in ihrer Gesamtheit als eine Einheit zu betrachten.
- Eine Funktionsprüfung durch den Netzbetreiber ist im Allgemeinen nicht erforderlich.
- Zur Sicherstellung der ordnungsgemäßen Funktion sind folgende Maßnahmen (auch in Kombination) zulässig:
 - Mechanische Verriegelung
 - Elektrische Verriegelung (gegenseitige Abstimmung in den Spulenkreisen durch Öffnerkontakte)
 - Überwachte Softwareverriegelung über Öffnerrückmeldekontakte

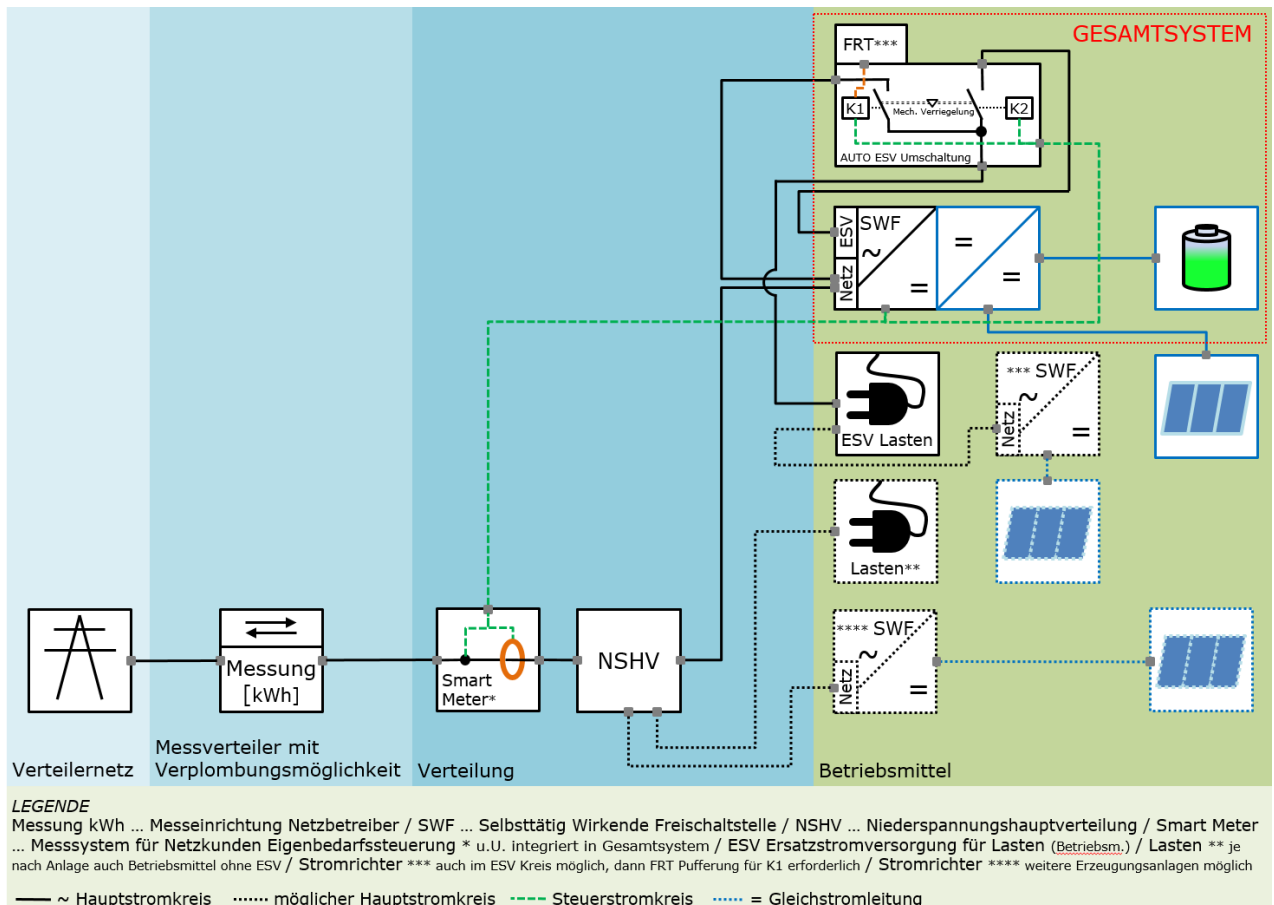


Abbildung 8 Beispielhaftes Blockschaubild – automatische Umschaltung als Gesamtsystem eines Herstellers

7.1.3.3 Klassische Ersatzstromversorgung – Automatische Umschaltung Individueller Aufbau bzw. industriell gefertigte (typgeprüfte) Umschalteneinrichtung eines Drittherstellers

- Zur Sicherstellung der ordnungsgemäßen Funktion sind folgende beiden Maßnahmen erforderlich:
 - Mechanische Verriegelung (entfällt bei Leistungsschalter)
 - Elektrische Verriegelung (gegenseitige Abstimmung in den Spulenkreisen durch Öffnerkontakte)
- Eine Funktionsprüfung durch den Netzbetreiber ist im Allgemeinen nicht erforderlich.

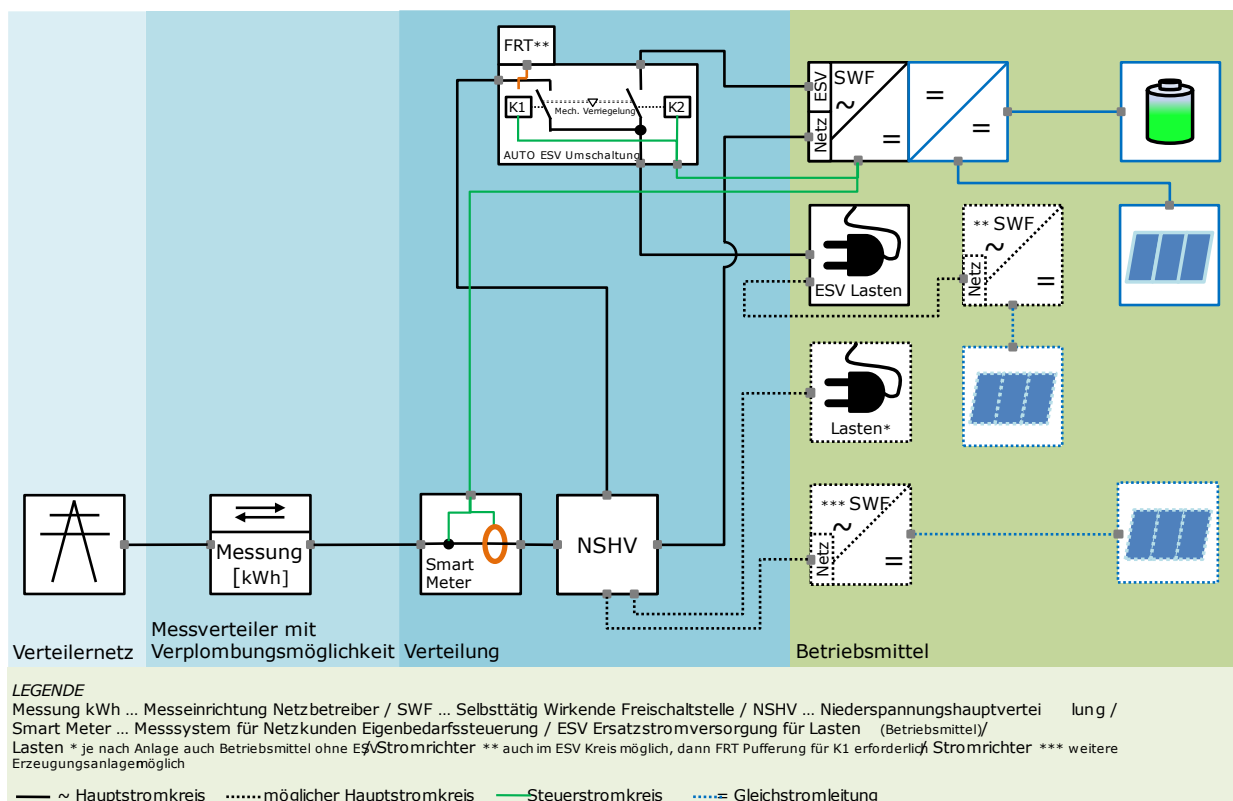


Abbildung 9 Beispielhaftes Blockschaltbild – automatische Umschaltung individueller Aufbau mit typgeprüfter Umschalteneinrichtung

7.2 Wechselrichter mit einem AC-Ausgang (AC-Ausgang für Netz- und Ersatzstrom ident)

Die **selbsttätig wirkende Freischaltstelle** (SWF - siehe TOR Erzeuger) wird durch die in einer **typgeprüften Netztrenneinrichtung** (landläufig häufig als „Umschaltbox“ bezeichnet) verbaute einfehlersichere Netzentkupplung gewährleistet. Die **FRT (Fault Ride Through)-Fähigkeit** wird durch das **Gesamtsystem eines Herstellers** oder durch die **Netztrennung** und den Wechselrichter gewährleistet.

Die FRT-Fähigkeit darf durch die Netztrenneinrichtung nicht unterbunden werden. Um die FRT-Kurve der TOR-Erzeuger einzuhalten, wird eine Mindesthaltedauer von 5 s gefordert. Anmerkung: Laut IEC-Norm 62109 müssen im Wechselrichter zwei galvanische Kontakte vorhanden sein. Laut VDE-AR-N 4105 wird in der externen Netztrenneinrichtung nur ein Kontakt benötigt. Die Einfehlersicherheit ist durch eine Rückmeldung (Öffnerkontakt) jedenfalls hergestellt. In diesem Fall sind zwei serielle Schütze für die Trennung nicht erforderlich.

Es werden folgende Betriebsmittelumschaltungen unterschieden:

7.2.1 Automatische Netztrennung

Kompaktes, typgeprüftes Gesamtsystem von einem Hersteller des Wechselrichters und der Netztrenneinrichtung (bzw. individuell durch Dritte aufgebaute Netztrenneinrichtungen auf Basis vom Hersteller des Wechselrichters veröffentlichter Schaltpläne)

- Systemrelevante Komponenten sind in ihrer Gesamtheit als eine Einheit zu betrachten.
- Eine Funktionsprüfung durch den Netzbetreiber ist im Allgemeinen nicht erforderlich.
- Zur Sicherstellung der ordnungsgemäßen Funktion ist eine überwachte Softwareverriegelung über Öffnerrückmeldekontakte erforderlich (dies erfüllt die Forderung der Einfehlersicherheit).
- Diese Variante stellt eine durch die Netzbetreiber bevorzugte dar.
- Die Montage der Netztrenneinrichtung erfolgt typischerweise außerhalb des Zählerverteilerschranks.
- Wenn der Hersteller der Netztrennung den Einbau innerhalb des Zählerverteilerschranks vorgesehen hat und der jeweilige Netzbetreiber dem zustimmt, kann der Einbau auch innerhalb des Zählerverteilerschranks erfolgen. Die Verlustleistung der Netztrenneinrichtung ist bei der Dimensionierung der Schaltgerätekombination (zulässige Erwärmung) zu beachten.

Anmerkung: Wenn ein zentraler Netzentkupplungsschutz erforderlich ist, kann der Schütz der automatischen Netztrennung als Schalteinrichtung für die Funktion des Netzentkupplungsschutzes verwendet werden.

Beispiele:

- Fronius Gen24
- SMA Sunny Island

- LG ESS Home
- E3/DC S10
- Kaco Blueplanet Hybrid

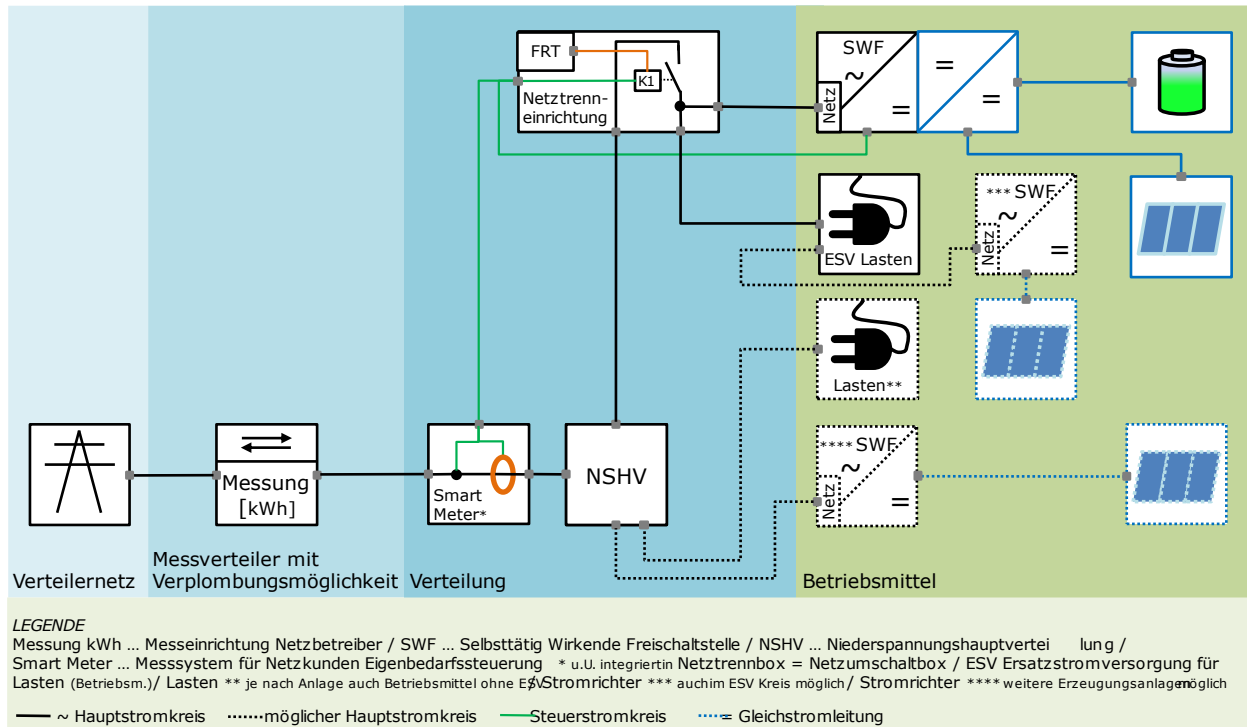


Abbildung 10 Beispielhaftes Blockschaltbild – typgeprüftes Gesamtsystem vom Hersteller des Wechselrichters und einer Netztrenneinrichtung eines weiteren Herstellers

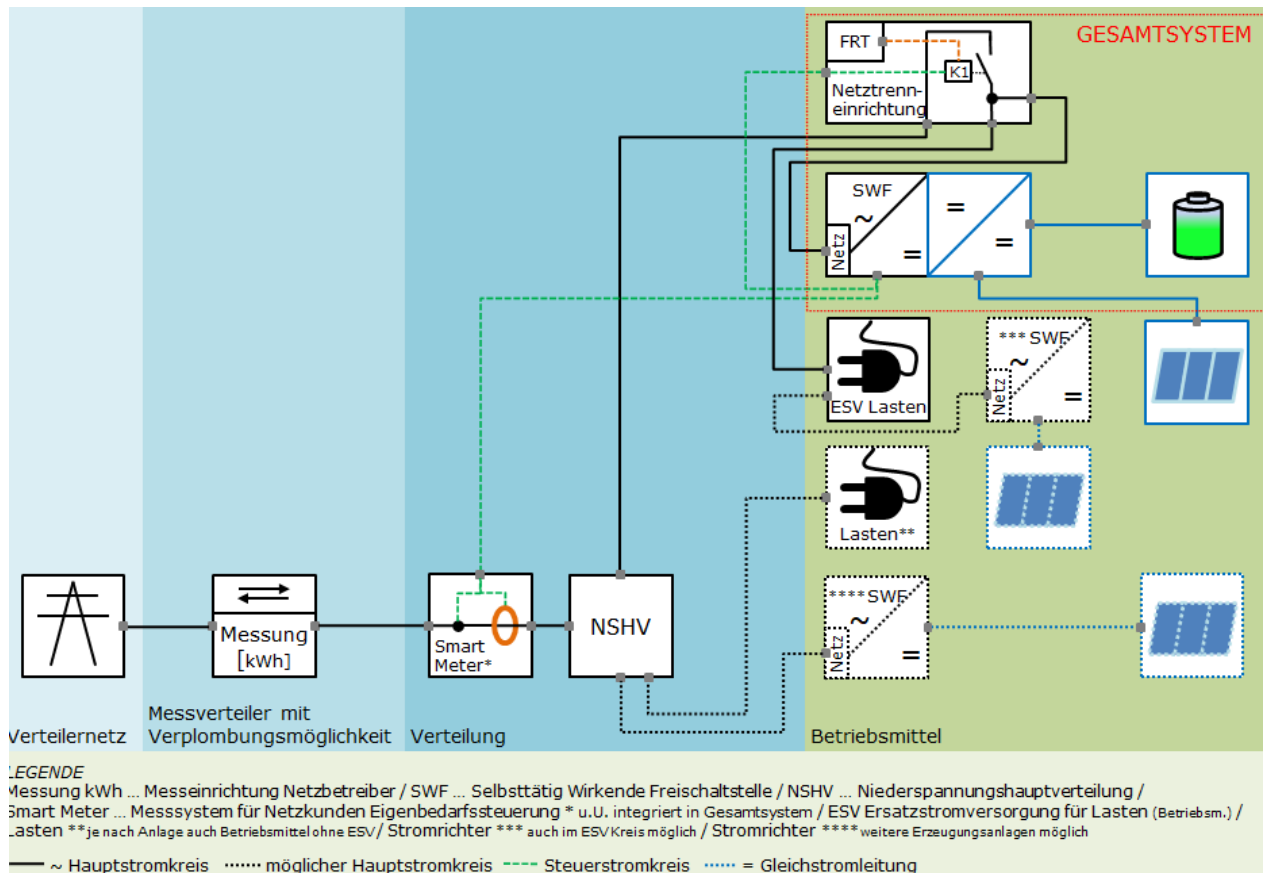


Abbildung 11 Beispielhaftes Blockschaltbild – typgeprüftes Gesamtsystem eines Herstellers

7.2.2 Manuelle Netztrennung – mechanischer Schalter

Typgeprüftes Gesamtsystem von einem Hersteller des Wechselrichters und der Netztrenneinrichtung (bzw. vom Hersteller des Wechselrichters bzw. vom Netzbetreiber gelistete Netztrenneinrichtung)

- Systemrelevante Komponenten sind in ihrer Gesamtheit als eine Einheit zu betrachten
- Eine Funktionsprüfung durch den Netzbetreiber ist im Allgemeinen nicht erforderlich.
- Zur Sicherstellung der ordnungsgemäßen Funktion ist eine überwachte Softwareverriegelung über Öffnerrückmeldekontakte erforderlich (dies erfüllt die Forderung der Einfehlersicherheit)
- Diese Variante stellt eine durch die Netzbetreiber bevorzugte dar.
- Die Montage der Netztrenneinrichtung kann außerhalb des Zählerverteilerschranks erfolgen.
- Wenn der Hersteller der Netztrennung den Einbau innerhalb des Zählerverteilerschranks vorgesehen hat und der jeweilige Netzbetreiber dem zustimmt, kann der Einbau auch innerhalb des Zählerverteilerschranks erfolgen.
- Die Verlustleistung der Netztrenneinrichtung ist bei der Dimensionierung der Schaltgerätekombination (zulässige Erwärmung) zu beachten.

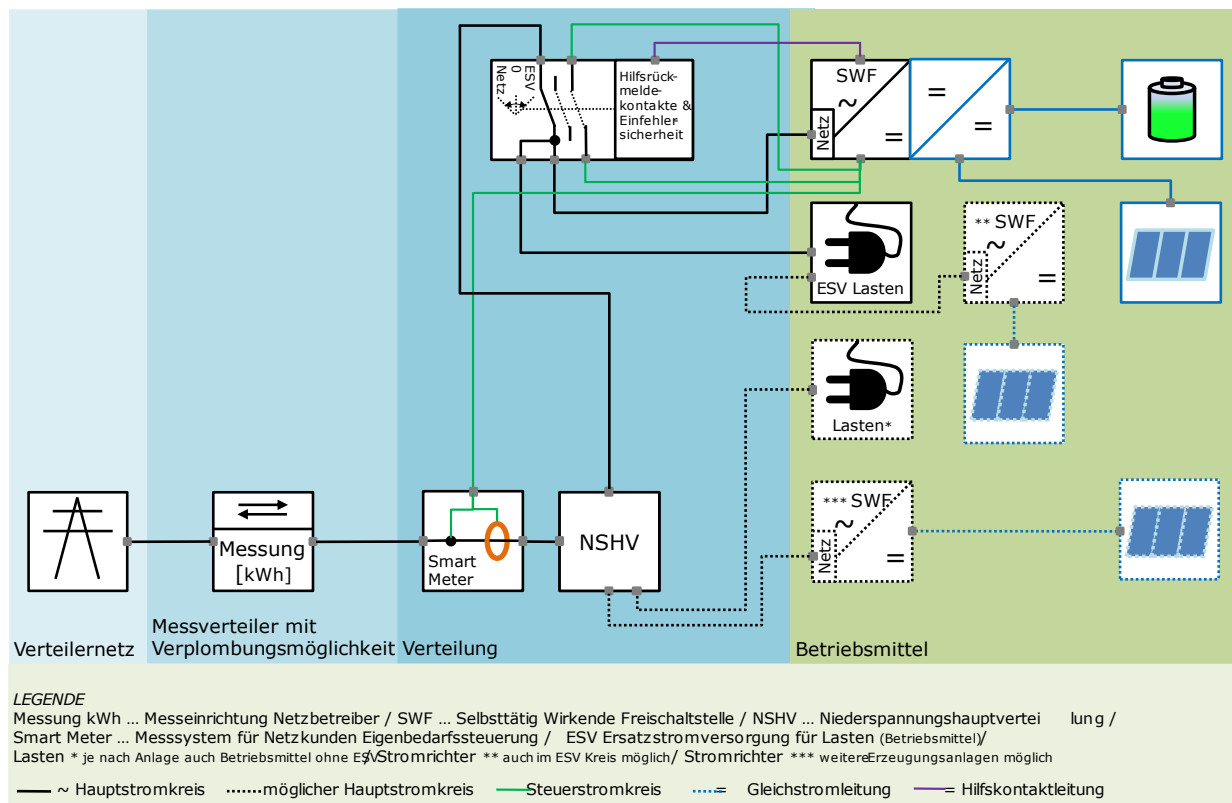


Abbildung 12 Beispielhaftes Blockschaltbild – Manuelle Netztrennung mit mechanischem Schalter

7.2.3 Automatische oder manuelle Netztrennung – nicht typgeprüft

Eine nicht typgeprüfte Ausführung muss mit dem jeweiligen Netzbetreiber abgestimmt werden. Der Netzbetreiber ist berechtigt, vom Elekrounternehmen eine vollständige Dokumentation und den Nachweis einer Funktionsprüfung vor Ort zu verlangen. Auf Verlangen des Netzbetreibers ist die Funktionsprüfung vom Elekrounternehmen im Beisein eines Vertreters des Netzbetreibers durchzuführen.

Diese Funktionsüberprüfung verursacht zusätzliche Kosten für die Errichter bzw. Netzkund:Innen, die durch pauschalierte Entgelte im Allgemeinen NICHT abgedeckt sind. Die Vornahme oder Unterlassung einer Funktionsprüfung (auch unter Anwesenheit des Netzbetreibers) begründet beim Netzbetreiber keine Haftung. Die Verantwortung für die vorschriftsgemäße Errichtung und Durchführung der Funktionsprüfung liegt beim ausführenden Elekrounternehmen.

Der jeweilige Netzbetreiber kann von Variante 7.2.1 und 7.2.2 abweichende nicht typgeprüfte Lösungen in den jeweiligen Ausführungsbestimmungen ausschließen.

Anmerkung: Wenn ein zentraler Netzentkupplungsschutz erforderlich ist, kann der Schütz der automatischen Netztrennung als Schalteinrichtung für die Funktion des Netzentkupplungsschutzes verwendet werden.

7.3 Klassische USV-Anlagen

Eine klassische USV-Anlage dient der Versorgung von kritischen Lasten und ist hinsichtlich Standardbetriebsmodus so ausgestaltet, dass es keine Rückspeisung (durch die Batterie und gegebenenfalls vorhandene Erzeugungsanlagen im USV-Kreis) an den Klemmen der USV Richtung Netz geben kann. Deren Hauptzweck ist es, bei einem teilweisen oder vollständigen Ausfall oder einer Störung der öffentlichen Versorgung eine definierte Beständigkeit und Güte der Energieversorgung von Kundenanlagen bzw. bestimmter bevorzogter Verbraucher sicherzustellen. Die USV kann darüber hinaus auch dazu dienen, die Qualität der Stromversorgung zu verbessern, indem sie für die Einhaltung der festgelegten Spannungsqualität sorgt.

- TOR Erzeuger Typ A Erzeugungsanlagen im USV-Kreis dürfen keine Rückspeisung an den USV-Klemmen verursachen.
- TOR Erzeuger Typ B Erzeugungsanlagen dürfen nicht im USV-Kreis angeschlossen werden. Generell gilt für TOR Erzeuger Typ B Erzeugungsanlagen, dass sie nicht im USV-Kreis fix angeordnet sein dürfen, jedoch in den USV-Kreis im Ersatzstrombetrieb mittels geeigneter Umschalteinrichtung hinzugeschaltet werden dürfen (siehe Punkt 7.1.2).

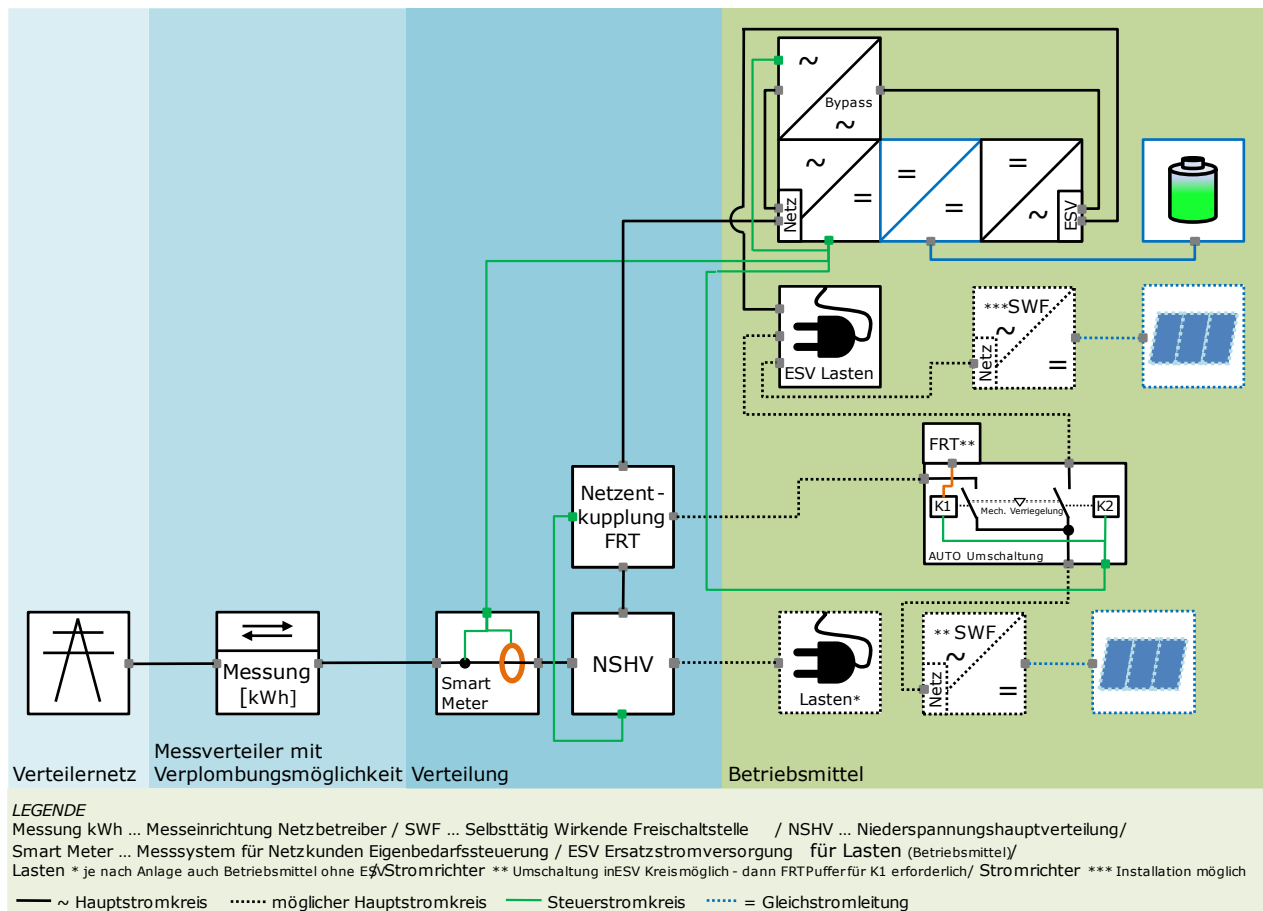


Abbildung 13 Beispielhaftes Blockschaltbild – klassische USV