



# Netzrichtlinie

Netzbetreiber-Anforderungen zu „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“

Stand: 11/2018

# Inhalt

Ziel	S. 3
Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110 – Normative Verweisungen	S. 4
Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110 – Begriffe und Abkürzungen	S. 5
Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110 – Allgemeine Grundsätze	S. 6
4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	S. 6
4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage	S. 6
Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110 – Netzanschluss	S. 7
5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes	S. 7
5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel	S. 7
5.4 Netzurückwirkungen	S. 7
5.5 Blindleistungsverhalten	S. 7
Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110 – Übergabestation	S. 8
6.1 Baulicher Teil	S. 8
6.2 Elektrischer Teil	S. 9
6.3 Sekundärtechnik	S. 11
6.4 Störschreiber	S. 16
Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110 – Abrechnungsmessung	S. 17
7.1 Allgemeines	S. 17
7.2 Zählerplatz	S. 17
7.3 Netz-Steuerplatz	S. 17
7.5 Messwandler	S. 17
7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung	S. 17
Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110 – Betrieb der Kundenanlage	S. 18
8.2 Netzführung	S. 18
8.5 Bedienung vor Ort	S. 18
8.6 Instandhaltung	S. 18
8.8 Betrieb bei Störungen	S. 18
8.11 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge	S. 19
Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110 – Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage	S. 20
Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N 4110 – Erzeugungsanlagen	S. 21
10.1 Allgemeines	S. 21
10.2 Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz	S. 21
10.3 Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen	S. 26
10.6 Modelle	S. 27
Zu Anhang C.4 der VDE-AR-N 4110 – Prozessdatenumfang	S. 28
Zu Anhang D der VDE-AR-N 4410 – Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse	S. 37
Zu Anhang E der VDE-AR-N 4110 – Vordrucke	S. 38
Anhänge zur Netzrichtlinie	S. 39
Inkrafttreten	S. 41
Versionsverwaltung	S. 41

## Ziel

Diese Netzrichtlinie legt die ergänzenden Bestimmungen des Netzbetreibers zu den Technischen Anschlussregeln (TAR) für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen) fest, die am Netzanschlusspunkt an das Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG angeschlossen werden.

Grundlage dieser Netzrichtlinie ist die VDE-AR-N 4110 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“. Mit der vorliegenden Netzrichtlinie wird die VDE-AR-N 4110 durch den Netzbetreiber ergänzt. Die Gliederung der vorliegenden Netzrichtlinie lehnt sich an die Gliederung der VDE-AR-N 4110 an und formuliert die Spezifikationen zu den einzelnen Kapiteln dieser Richtlinie. Falls in dieser Netzrichtlinie keine weiteren Spezifikationen zu einzelnen Kapiteln der VDE-AR-N 4110 erfolgen, wird kein gesonderter Hinweis darauf gegeben.

**Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110**

# Normative Verweisungen

Gesetze und Vorschriften, mitgeltende Unterlagen

- Leitlinie zur Informationssicherheit (TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG)
- Technische Spezifikation – Prüfstecksysteme für Schutzeinrichtungen (VDE BV Dresden)
- Merkblatt Direkt- und Wandlermessungen (BDEW-Landesgruppe Mitteldeutschland/RV Thüringen)

Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110

## Begriffe und Abkürzungen

### **Kunde**

Kunde steht in der vorliegenden Netzrichtlinie für Anschlussnehmer, Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber; die Verallgemeinerung „Kunden“ wird bei Bedarf präzisiert.

## Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110

# Allgemeine Grundsätze

Fragen zur Anwendung dieser Netzrichtlinie sind bereits zu Beginn der Planungsphase der Kundenanlage durch den Kunden bzw. durch Beauftragte des Kunden mit dem Netzbetreiber zu klären.

Der Anschluss- und Inbetriebnahmeprozess, Ansprechpartner und die zugehörigen Formulare sind dem Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.thueringer-energienetze.com> zu entnehmen.

## Zu 4.2 – Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

**Anschlussrelevante Unterlagen:** Abweichend von den in der VDE-AR-N 4110 im „Anhang E“ zur Verfügung gestellten Formularen stellt der Netzbetreiber eigene Formulare zum Download unter <https://www.thueringer-energienetze.com> bereit: (Tabelle 1: Übersicht – Anschlussrelevante Unterlagen)

VDE-AR-N 4110	Netzbetreiber
E1 Antragsstellung	Einspeisung: Datenerfassungsblatt bzw. bevorzugt Dateneingabe im EinspeiserPortal online
E2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen	E2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
E3 Netzanschlussplanung	keine separate Netzbetreibervorgabe
E4 Errichtungsplanung	E4 Errichtungsplanung
E5 Inbetriebsetzungsauftrag	E5 Inbetriebsetzungsauftrag
E6 Erdungsprotokoll	keine separate Netzbetreibervorgabe
E7 Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestation	E7 Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestation
E8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung	E8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung
E9 Netzbetreiber-Abfragebogen	keine separate Netzbetreibervorgabe
E10 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher	keine separate Netzbetreibervorgabe
E11 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungseinheiten/Speicher	keine separate Netzbetreibervorgabe
E12 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher	keine separate Netzbetreibervorgabe
E13 Einheitenzertifikat	keine separate Netzbetreibervorgabe
E14 Komponentenzertifikat	keine separate Netzbetreibervorgabe
E15 Anlagenzertifikat	keine separate Netzbetreibervorgabe
E16 Betriebserlaubnisverfahren	keine separate Netzbetreibervorgabe
E17 beschränktes Betriebserlaubnisverfahren	keine separate Netzbetreibervorgabe

### Zeitplan/Prozessablauf

Die in Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 beschriebenen Zeiten zur Prüfung durch den Netzbetreiber sind Richtwerte. Es kann projektspezifisch zu längeren Bearbeitungszeiten beim Netzbetreiber kommen.

Der aktuelle Prozess zur Parametrierung des VPN-Routers und der fernwirktechnischen Anbindung der Übergabestation ist im Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.thueringer-energienetze.com> aufgeführt.

## Zu 4.4 – Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Der Kunde hat dem Netzbetreiber vor der Inbetriebsetzung seiner Erzeugungsanlage und/oder des Speichers nachzuweisen, dass die notwendigen technischen Anforderungen eingehalten wurden und werden.

Hierzu findet vor der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers eine gemeinsame technische Abnahme zwischen dem Errichter, dem zukünftigen Anlagenbetreiber und einem Mitarbeiter des Netzbetreibers statt, die der zukünftige Anlagenbetreiber nach Fertigstellung seiner Erzeugungsanlage sowie des Netzanschlusses beim Netzbetreiber schriftlich beantragen muss. Der zukünftige Anlagenbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass sich die Erzeugungsanlage zum vereinbarten Abnahmetermine in einem technisch einwandfreien, den eingereichten Unterlagen entsprechenden Zustand befindet, damit die Inbetriebsetzung erfolgen kann.

**Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110**

# Netzanschluss

## Zu 5.1 – Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Die konkrete Ausgestaltung des Netzanschlusses für Bezugs-, Misch- und Erzeugungsanlagen ist abhängig von den örtlichen netztechnischen Gegebenheiten und weiteren angeschlossenen Anlagen und wird durch den Netzbetreiber geprüft und vorgegeben. Sofern besondere Anforderungen des Kunden an die Anbindung der Kundenanlage bestehen (z. B. erhöhte Redundanzen für Bezugsanlagen) sind diese mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

## Zu 5.2 – Bemessung der Netzbetriebsmittel

Es ist der kleinste mögliche Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  von 0,95 (ind./kap.) bei maximaler Wirkleistung bei der Anschlussplanung zu berücksichtigen. Bezugsanlagen dürfen nur noch in einem Bereich zwischen  $\cos \varphi = 1 \dots 0,95$  untererregt betrieben werden.

## Zu 5.3.2 – Zulässige Spannungsänderung

Bei netztechnischem Erfordernis und entsprechender Möglichkeit lässt der Netzbetreiber in ungestörtem Betrieb bis zu  $\Delta u = 3\%$  zu. Die Überprüfung der Spannungsänderung aufgrund aller angeschlossenen Anlagen in einem Netz kann nur durch den Netzbetreiber beurteilt und geprüft werden.

## Zu 5.4 – Netzurückwirkungen

Der Netzbetreiber behält sich vor, bei Erforderlichkeit Messungen zu Netzurückwirkungen durchzuführen. Sollten durch die Kundenanlage unzulässige Netzurückwirkungen verursacht werden, sind diese durch den Kunden in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zu beseitigen.

## Zu 5.5 – Blindleistungsverhalten

**Kundenanlagen mit Bezugsanlagen:** Verbraucher erfüllen die Blindleistungsanforderungen gemäß VDE AR-N 4110, d. h., der zulässige Blindleistungsbereich wird begrenzt auf  $\cos \varphi = 1$  bis 0,95 induktiv. Eine kapazitive Fahrweise ist nicht zulässig.

Für Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen/Speichern und Eigenbedarf sind die Netzbetreiber-Vorgaben nach Kapitel 10.2.2.4 dieser Netzrichtlinie zu berücksichtigen.

**Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110**

# Übergabestationen

**Zu 6.1 – Baulicher Teil****Zu 6.1.1 – Allgemeines**

Die Transformatoren- bzw. Übergabestationen sind als Kabelstationen zu planen und zu errichten. Für fabrikfertige Stationen gemäß DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) ist für die Konfiguration von Baukörper und Mittelspannungsschaltanlage das erfolgreiche Bestehen einer Typprüfung oder das Vorliegen einer entsprechenden Ableitung auf Grundlage der genannten Norm sowie die Störlichtbogenklassifizierung IAC AB 20 kA (1 s) nachzuweisen. Für Übergabestationen, die nicht als fabrikfertige Stationen gemäß DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) errichtet werden, ist der Nachweis der Störlichtbogenfestigkeit über eine Druckberechnung für einen Kurzschlussstrom von 20 kA (1 s) zu erbringen. In Abhängigkeit von der Netzkonstellation kann eine Störlichtbogenfestigkeit von 16 kA (1 s) ausreichend sein.

Der Anschluss von Erzeugungsanlagen erfolgt über eine anschlussnehmereigene Anschlussstation an das Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers. Diese ist in unmittelbarer Nähe zum benannten Anschlusspunkt (max. Entfernung 50 m) zu errichten.

Sofern keine räumliche Trennung zwischen Kunden- und Netzbetreiber-Teil vorhanden ist, sind Schaltanlagen mit verriegelbaren Schaltfeldtüren bzw. Schalterantrieben einzusetzen. Die Trennung zwischen Kunden- und Netzbetreiber-Teil ist dabei mit einer gut sichtbaren Markierung zu versehen und es sind Regelungen zur Betriebsführung der Schaltanlagen zu fixieren. Im Kabelkeller ist der Berührungsschutz durch geeignete Maßnahmen dauerhaft zu gewährleisten.

**Zu 6.1.2 – Einzelheiten zur baulichen Ausführung****Zu 6.1.2.2 – Zugang und Türen**

Der Kunde gestattet den Beauftragten des Netzbetreibers zu jeder Zeit uneingeschränkter Zugang bzw. Zufahrt zu den Anlagen des Netzbetreibers. Der unmittelbare Zugang und Transportweg von einer öffentlichen Straße ist anzustreben.

Türen müssen nach außen aufschlagen und einen Öffnungswinkel von mindestens 95° zulassen. Sie sind, sofern sie sich nicht innerhalb eines Gebäudes befinden, mit einem Türfeststeller auszurüsten, der bei maximalem Öffnungswinkel selbstständig einrastet.

Alle für den Zugang zur Schaltanlage des Netzbetreibers und zu Mess- und Steuereinrichtungen erforderlichen Türen sind mit Schließzylindern mit der Schließung des Netzbetreibers auszurüsten.

**Zu 6.1.2.3 – Fenster**

Die Räume der Übergabestation sind fensterlos auszuführen.

**Zu 6.1.2.5 – Fußböden**

Erfolgt die Druckentlastung in den Kabelkeller, sind Maßnahmen zu treffen, die im Fehlerfall die Druckwelle ableiten und das Austreten von Gasen in Richtung des Bedienganges/Bedienbereiches der installierten Baugruppen wirksam verhindern. Zwischenbodenplatten sind zu verschrauben oder zu verriegeln.

**Zu 6.1.2.7 – Trassenführung der Netzanschlusskabel**

Zur Einführung der Mittelspannungskabel in das Gebäude sind bauseitig druckwasserdichte Wanddurchlässe in ausreichender Zahl mit entsprechenden Kabeleinführungssystemen nach Angabe des Netzbetreibers vorzusehen. Die Dichtsätze sind dem Netzbetreiber zu übergeben. Diese werden im Rahmen der Kabelverlegung vom Netzbetreiber montiert.

Für die auf dem Grundstück des Kunden verlegten Kabel des Netzbetreibers ist eine beschränkte persönliche Dienstbarkeit abzuschließen.



## Zu 6.1.3 – Hinweisschilder und Zubehör

### Zu 6.1.3.2 – Zubehör

Als weiteres Zubehör ist erforderlich:

- Hilfsmittel zum Lösen/Entriegeln von Fußbodenplatten, sofern erforderlich

## Zu 6.2 – Elektrischer Teil

### Zu 6.2.1 – Allgemeines

#### Zu 6.2.1.2 – Kurzschlussfestigkeit

Die mittelspannungsseitigen Betriebsmittel sind für einen Bemessungskurzzeitstrom von 20 kA (1 s) auszulegen. In Abhängigkeit von der Netzkonstellation kann ein Bemessungskurzzeitstrom von 16 kA (1 s) ausreichend sein. Für die eingesetzten Schaltanlagen ist der Nachweis durch eine Typprüfung nach DIN EN 62271-200 (VDE 0671-200) und eine Störlichtbogenklassifikation mit Zugänglichkeitsgrad IAC AFL bei Wandaufstellung bzw. IAC AFLR bei Aufstellung frei im Raum zu erbringen.

### Zu 6.2.2 – Schaltanlagen

#### Zu 6.2.2.1 – Schaltung und Aufbau

Die in Anhang D dargestellten Übersichtsschaltpläne bilden die Grundlage für den Aufbau der Schaltanlagen der Transformatoren- bzw. Übergabestationen.

Die netzseitigen Eingangsfelder werden in der Regel als Lasttrennschalterfelder ausgeführt. In Abhängigkeit von der Netzkonstellation kann eine Ausrüstung mit Leistungsschaltern erforderlich sein. Die Einbindung in das Netz des Netzbetreibers kann über ein oder mehrere Eingangsfelder erfolgen.

Bei mehr als einem Abgangsfeld auf der Seite des Kunden ist ein Übergabeschalter auf der Netzbetreiberseite vorzusehen. Als Übergabefeld wird in der Regel ein Lasttrennschalterfeld eingesetzt. In besonderen Fällen, insbesondere beim Anschluss von mehreren Transformatoren bis 1.250 kVA, kann ein zusätzlicher Übergabeleistungsschalter mit Überstromzeitschutz auf der Kundenseite erforderlich sein.

Beim Anschluss eines Transformators mit einer Nennscheinleistung bis 1.250 kVA kann das Abgangsfeld der Kundenanlage mit einer Sicherungs-Lasttrennschalter-Kombination ausgeführt werden.

Ist im Abgangsfeld ein Transformator mit einer Nennscheinleistung größer 1.250 kVA angeschlossen, so ist dieses mit einem Leistungsschalter mit Überstromzeitschutz auszurüsten. Sind im Abgangsfeld ausgelagerte Transformatoren, Unterstationen oder Kundennetze angeschlossen, so ist ein Leistungsschalter mit Überstromzeitschutz und Erdschlussrichtungserfassung einzusetzen. Unter ausgelagerten Transformatoren werden Transformatoren verstanden, die sich in einer Entfernung von mehr als 50 m zur Anschlussstation befinden.

In Abhängigkeit von der Netznominalspannung und vom eingesetzten Schaltanlagentyp kann bereits bei Transformatoren-Nennscheinleistungen kleiner 1.250 kVA der Einsatz eines Leistungsschalters mit Überstromzeitschutz im Abgangsfeld der Abnehmeranlage erforderlich sein. Hierzu sind die Auswahltabellen für HH-Sicherungseinsätze der Schaltanlagenhersteller zu beachten.

Befindet sich das Übergabefeld nicht im Eigentum des Netzbetreibers, ist der Zugriff des Netzbetreibers auf die Schaltgeräte im Übergabefeld über eine entsprechende Vereinbarung zu gewährleisten.

In jedem Schaltfeld muss ein gefahrloses Erden und Kurzschließen der Abgänge möglich sein. Hierzu werden Erdungsschalter eingesetzt. Zusätzlich sind an jedem luftisolierten Sammelschienenabschnitt sowie ober- und unterspannungsseitig an den Transformatoren Anschlüsse für eine Erdungs- und Kurzschließvorrichtung mit folgenden Eigenschaften vorzusehen:

- Phasenanschluss über Kugelfestpunkt (Ø 25 mm)
- Dreipolige Erdungs- und Kurzschließvorrichtung 50 mm<sup>2</sup>, mit Erdungsseil 25 mm<sup>2</sup>

Die Anbringung muss so erfolgen, dass die Befestigung der Erdungs- und Kurzschließvorrichtung mithilfe einer Erdungsstange ungehindert möglich ist.

Bei berührungssicheren Transformatoren kann das Erden und Kurzschließen an den Ausschaltstellen erfolgen.

### Zu 6.2.2.2 – Ausführung

Für die Anschlussanlage des Netzbetreibers sind ausschließlich von TEN Thüringer Energienetze freigegebene Schaltanlagentypen einzusetzen.

Das Feststellen der Spannungsfreiheit und Durchführen des Phasenvergleiches erfolgt über Spannungsprüfsysteme mit integrierter Wiederholungsprüffunktion.

### Zu 6.2.2.3 – Kennzeichnung und Beschriftung

Die Bezeichnung der Transformatoren- bzw. Übergabestation und der Schaltfelder des Netzbetreibers werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Die Übergabestelle und die Verfügungsbereiche zwischen Kundenanlage und Anlage des Netzbetreibers sind an der Schaltanlagenfront eindeutig zu kennzeichnen.

Die Einstecköffnungen für den Betätigungshebel der Erdungsschalter und der Betätigungshebel sind rot zu kennzeichnen. Erdungssymbole mit dazugehörigen Verbindungslinien sind ausgehend von der Hauptstrombahn in rot auszuführen.

#### Schaltungsunterlagen

Die Schaltungsunterlagen sind auf Vollständigkeit und Richtigkeit zu prüfen und dem Netzbetreiber unaufgefordert bereitzustellen. Es ist ein einheitliches Kennzeichnungssystem anzuwenden. Grundlegend erhalten jedes Gerät, Kabel, Bauelement und die Anlage selbst eine eindeutige, unverwechselbare und sich im Schaltungshandbuch wiederfindende Kennzeichnung. Diese muss gut sichtbar und lesbar angebracht werden.

#### Betriebsmittelkennzeichnung

Bei in Schranktüren oder Schwenkrahmen eingelassenen Bauteilen wie Schaltern, Tastern oder Einbaumessgeräten ist die Beschriftung auf der Türvorderseite und deren Rückseite anzubringen. Bei Geräten mit Steckfassung müssen die Betriebsmittelkennzeichnungen sowohl auf dem Sockel als auch auf dem Gerät selbst angebracht werden. Elektrische Betriebsmittel werden mit Vorzeichen, Kennbuchstabe und Zählnummer am Gerät und in den Schaltungsunterlagen gekennzeichnet. Wenn eine eindeutige Kennzeichnung durch die Art und Zählnummer nicht möglich ist, wird die Bezeichnung der Funktion benutzt. (Tabelle 2: Betriebsmittelkennzeichnung nach Funktion)

Funktion		Betriebsmittelkennzeichen	
A	Aus	-K0A	Hilfsrelais LS-AUS
E	Ein	-K0E	Hilfsrelais LS-EIN
L	Leiterkennzeichen	-U5L13	Messwertumformer U13

In Anhang B dieser Netzrichtlinie sind weitere festgelegte Betriebsmittelkennzeichnungen dargestellt. Diese Empfehlungen sind als Hilfestellung für den strukturierten und nachvollziehbaren Aufbau des Schaltungshandbuches zu verstehen.

### Zu 6.2.2.4 – Schaltgeräte

Die Schaltgeräteart ist in den Übersichtsschaltplänen im Anhang D dargestellt.

### Zu 6.2.2.7 – Wandler

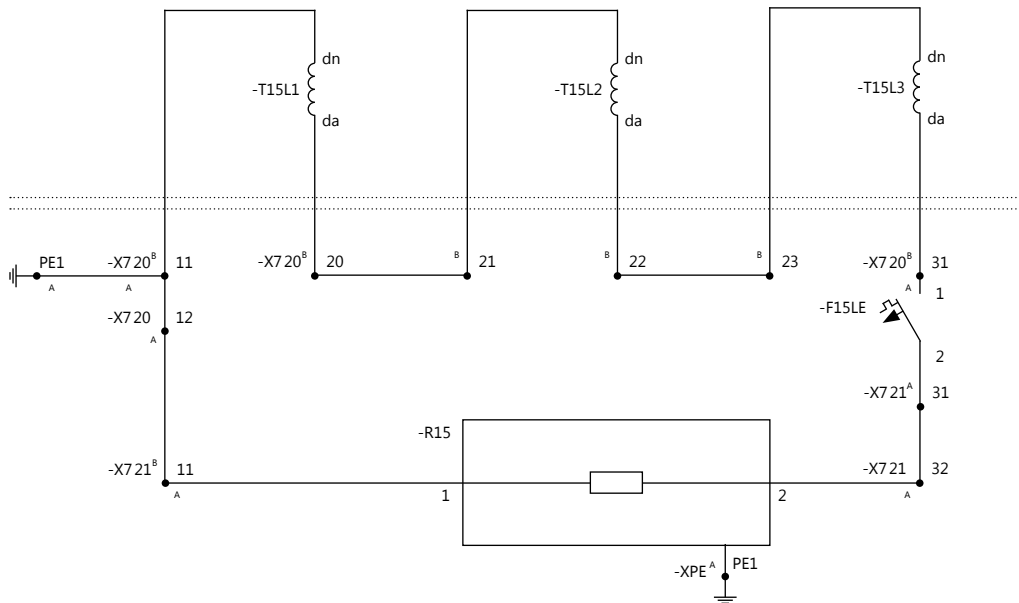
Die Messspannungswandler sind vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen vor den Messstromwandlern anzuschließen.

#### Stromwandler für Schutzzwecke

Der sekundärseitige Nennstrom beträgt 1 A (Verrechnungsmessung 5 A). Stromwandlerkerne für Schutzzwecke müssen auf die Genauigkeitsklasse 5P und den Genauigkeits-Grenzfaktor von 10 bis 20 ausgelegt werden. Die Nennleistungen sind entsprechend den Summen aller Bürden anzupassen. Bei der Einbaurichtung ist zu beachten, dass der Anschluss P1 (K) zur Sammelschiene zeigt. Sekundärseitig ist zum Schutzobjekt hin der Anschluss S2 (I) zu erden.

### Spannungswandler für Schutzzwecke

Die sekundärseitige Spannung beträgt 100 V AC. Die Wicklung für Schutzzwecke darf die Genauigkeitsklasse von 1 nicht überschreiten. Die Erdschluss hilfswicklung da (e) – dn (n) muss auf die Genauigkeitsklasse 6P ausgelegt werden, ein Dämpfungswiderstand ist anzuschließen. Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Verschaltung. (Abbildung 1: Beschaltungsbeispiel Sammelschienen-Spannungswandler)



Zur Absicherung ist mindestens ein einpoliger Leitungsschutzschalter vorzusehen. Die Erdschluss hilfswicklung muss mit einem Widerstand 25  $\Omega$ , 6 A, 500 VA bedämpft werden, um Kippschwingungen zu verhindern. Die Sekundärverdrahtung der Spannungswandler bis zum Spannungswandlerautomat muss mit einer NSGAFÖU-Leitung (Mindestquerschnitt 2,5 mm<sup>2</sup>) realisiert werden.

### Zu 6.2.2.8 – Überspannungsableiter

Art und Umfang der netzseitigen Überspannungsschutzeinrichtungen werden vom Netzbetreiber festgelegt.

### Zu 6.2.4 – Erdungsanlage

Der Gesamterdungswiderstand muss an gut zugänglicher Stelle zwischen Erder und Haupterdungsschiene gemessen werden können und darf 2,5  $\Omega$  nicht überschreiten. Es ist ein Messprotokoll anzufertigen und dem Netzbetreiber zu übergeben.

## Zu 6.3 – Sekundärtechnik

### Zu 6.3.2 – Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

#### Gültig für Erzeugungsanlagen/Speicher

Die nachfolgenden Bedingungen für die Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle finden Anwendung, sofern eine Erzeugungsanlage oder Speicher im Mittelspannungsnetz (Netzebene 4 und 5) einen Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung hat und die Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart  $P > 100$  kW (bei Photovoltaikanlagen 100 kWp kumulierte Modulleistung) ist. Sie gelten auch für diejenigen Erzeugungsanlagen, welche an ein anschlussnehmereigenes Niederspannungsnetz (privates Arealnetz) angeschlossen sind, sofern dieses über eine anschlussnehmereigene (Übergabe-)Transformatorstation mit dem Netz der allgemeinen Versorgung mittelspannungsseitig verbunden ist.

In den Anhängen C.4A bis C.4C wird der entsprechende Standardinformationsumfang für ein intelligentes Energieversorgungssystem/Energieinformationsnetz (smart grid) dokumentiert.

Der Netzbetreiber greift nicht in die Steuerung der Kundenanlage, Erzeugungsanlage oder den Speicher ein und ist ausschließlich für die Signalgebung verantwortlich. Bei Erzeugungsanlagen und Speichern erfolgt die Umsetzung der Wirk- und Blindleistungsvorgaben in Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers.

Nach Umsetzung dieser Anforderungen und vor Inbetriebnahme der Fernwirkankopplung sind alle auszutauschenden Informationen durch den Kunden bzw. dessen beauftragten Dritten zu testen, das Ergebnis zu dokumentieren und dem Netzbetreiber zu übergeben. Hierzu ist der Vordruck „Betriebsbereitschaftserklärung Fernwirkankopplung“ zu verwenden. Im Anschluss erfolgen Bittest und Fernwirktest mit dem Netzbetreiber.

### Gültig für alle anderen Kundenanlagen

Für alle anderen Kundenanlagen (Kundenanlagen mit ausschließlichem Bezug, Weiterverteilern/weiteren Netzbetreibern etc.) gelten anderweitige Anforderungen an den umzusetzenden Standardinformationsumfang. Dieser ist projektspezifisch mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Auf Anforderung des Kunden können Kundenstationen in die Fernsteuerung des Netzbetreibers einbezogen werden. Der Netzbetreiber empfiehlt, Kundenstationen ab einer installierten Leistung > 1.250 kVA in die Fernsteuerung einzubeziehen. Hierdurch können die Wiederversorgungszeiten der ausgerüsteten Station reduziert werden. Sollen Kundenstationen in die Fernsteuerung des Netzbetreibers einbezogen werden, sind die netzseitigen Schaltfelder und das Übergabeschaltfeld mit geeigneten Wandlern, Motorantrieben, Arbeitsstromauslösern und Hilfsschaltern für Schutz, Meldung und Fernsteuerung sowie fernmeldbare Kurzschluss- und Erdschlussrichtungserfassung auszurüsten. Die Spezifikationen sind beim Netzbetreiber abzufragen.

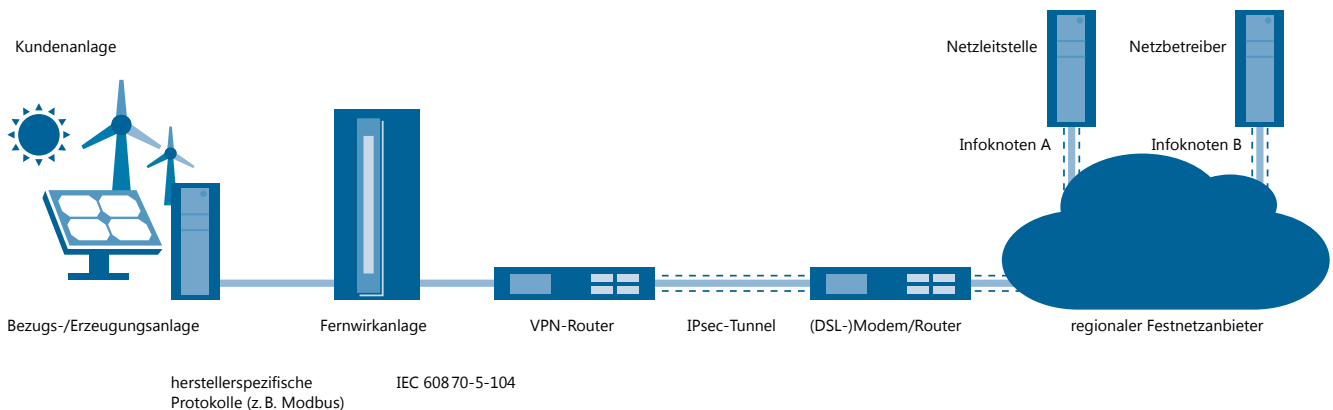
Die Bereitstellung der Hilfsenergieversorgung über Batterie und USV erfolgt durch den Kunden. Die erforderliche Fernwirktechnik wird gemäß den Spezifikationen des Netzbetreibers durch den Kunden installiert. Der zu übertragende Prozessdatenumfang wird durch den Netzbetreiber vorgegeben.

Bei netztechnischer Erforderlichkeit behält sich der Netzbetreiber vor, die Einbeziehung in die Fernsteuerung zu fordern.

### Allgemeine Umsetzung

Für die Errichtung, Änderung und den Unterhalt der Fernwirkankopplung ist der Kunde verantwortlich. Die hierfür entstehenden fixen und variablen Kosten sind von ihm zu tragen.

Die Umsetzung erfolgt durch eine Fernwirkankopplung nach internationalem Standard IEC 60870-5-104 auf Basis einer verschlüsselten VPN-Verbindung. Die Komponenten der Fernwirkankopplung, bestehend aus Fernwirkanlage, VPN-Router, (DSL-)Modem/Router und Internetzugang, sind als Bestandteil der Kundenanlage durch den Kunden bereitzustellen. (Abbildung 2: Komponenten Fernwirkankopplung)



Die Anbindung erfolgt über einen leitungsgebundenen Festnetzzugang (DSL, SDH, FTTH). Sollte dieser nachweisbar<sup>1</sup> nicht vorhanden sein oder realisiert werden können, kann

- a) ein satellitengestützter bidirektionaler Internetzugang oder
- b) ein paketvermittelter Mobilfunk (LTE)

eingesetzt werden. Bei Einsatz von LTE ist ein entsprechend höherpriorisierter Datendienst, z.B. M2M-Tarif (Datenvolumen mind. 2 GB), zu verwenden. Die Sicherstellung der permanenten Verfügbarkeit des bereitgestellten Kommunikationskanals liegt, unabhängig von der gewählten Übertragungstechnologie, im Verantwortungsbereich des Kunden.

Zur Installation einer ggf. benötigten Antenne ist ein entsprechender Wanddurchbruch (Durchmesser mindestens 15 mm) für das Antennenkabel unterhalb des Stationsdaches nahe der Fernwirktechnik zu realisieren. Die Durchführung ist geeignet zu verschließen, sodass eine einfache Öffnung möglich ist.

<sup>1</sup> Erklärung der Nichtverfügbarkeit des lokalen Telekommunikationsnetzbetreibers ist dem Netzbetreiber vorzulegen

Die Fernwirkanlage muss mit zwei Gegenstellen, den Infoknoten des Netzleitsystems, kommunizieren können, wobei immer nur eine Gegenstelle aktiv ist und die andere als Rückfallebene dient. Das Zeitsetzen im Format hh:mm:ss,sss erfolgt ausschließlich über den NTP-Server der jeweils aktiven Gegenstelle. Die Zeitsynchronisation aller Komponenten ist bei Systemstart und mindestens einmal täglich sicherzustellen. Das Senden eines Fernwirktelegramms ohne gültigen Zeitstempel im aufgeführten Format ist unzulässig und wird als Fernwirkausfall identifiziert.

Vom Standard IEC 60870-5-104 abweichende Kommunikationsparameter:

- Netzwerkverbindungsüberwachungszeit  $t_0 = 30 \text{ s}$
- Quittungsüberwachungszeit  $t_1 = 250 \text{ s}$
- Quittierung kein Datentelegramm  $t_2 = 240 \text{ s}$
- gesendete Testtelegramme  $t_3 = 255 \text{ s}$
- maximale Anzahl ausstehender I-Frames  $(k) = 12$
- sende Quittierung nach I-Frames  $(w) = 8$

Der Einbau der Sekundärtechnik hat in der anschlussnehmereigenen (Übergabe-)Transformatorstation oder in einem gesonderten Bereich, gemeinsam mit den Mess- und Steuereinrichtungen, zu erfolgen. Sämtliche Komponenten müssen vor Schmutz-, Witterungs- und Temperatureinflüssen sowie gegen mechanische Beschädigungen geschützt sein. Die Herstellervorgaben sind zu beachten.

### VPN-Verbindung

Der VPN-Router (geeignete VPN-Router siehe Anhang A dieser Netzrichtlinie) muss aus sicherheitstechnischen Gründen beim Netzbetreiber oder dessen Beauftragten kostenpflichtig parametrisiert werden.

Der vorgelagerte Internetzugang muss den Datenverkehr der UDP-Ports 123, 500 und 4500 transparent ermöglichen (NAT). Die UDP-Verbindungen (IPsec) werden vom VPN-Router aufgebaut, die Gegenstelle antwortet. Es sind keine Portweiterleitungen in eingehender Richtung notwendig. Bei der Übertragung des Zertifikats ist eine normgerechte Behandlung von fragmentierten UDP-Paketten notwendig. Sollten weitere IPsec-Verbindungen auf dem vorgeschalteten Modem bestehen, kann es ggf. zu Kommunikationsproblemen kommen. Die Firmware des verwendeten Modems muss in diesem Fall eine exakte Session-Trennung beherrschen.

### Fernsteuerung/Fernüberwachung

Folgende Informationen und Funktionalitäten sind für einen zuverlässigen Netzbetrieb notwendig und bereitzustellen:

- mittelspannungsseitige Spannungsmesswerte (UL13, UL1E, UL2E, UL3E), Strommesswerte (IL1, IL2, IL3)
- richtungsbezogene Messwerte Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q)
- Stellungsmeldung (Rückmeldung) der Schaltgeräte aus der Kundenstation
- Schutzmeldungen aus der Kundenstation

### Zusätzlich bei Erzeugungsanlagen/Speichern:

- Wirkleistungsbegrenzung und deren Rückmeldung (vgl. Kapitel 10.2.4.2)
- Blindleistungsvorgabe und deren Rückmeldung (vgl. Kapitel 10.2.2.4)
- ggf. niederspannungsseitige richtungsbezogene Messwerte Wirkleistung (P) und Blindleistung (Q) beim Vorhandensein von Verbrauchern oder weiteren Energieträgern (vgl. Anhang C.4B/C.4C)

**Für Erzeugungsanlagen/Speicher gilt:** Die Schutzmeldungen Schutzanregung, Schutzauslösung Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz, Erdschluss und Fehler vorwärts in Richtung Erzeugungsanlage, Fehler rückwärts in Richtung Sammelschiene des Umspannwerks sind ab einer kumulierten Nennscheinleistung aller Erzeugungsanlagen  $S > 1.000 \text{ kVA}$  zu erbringen.

Sämtliche Fernwirkbefehle haben Bestand, bis diese über ein neues Fernwirktelegramm vom Netzbetreiber geändert werden. Ein eigenständiges Rücksetzen, auch nach einer bestimmten Zeitdauer, ist nicht zulässig. Bei einem Kommunikationsausfall oder Ausfall der Fernwirkanlage ist die Erzeugungsanlage mit den Vorgabewerten, wie sie zum Zeitpunkt des Ausfalls bestanden haben, weiterzubetreiben.

Die Grundeinstellungen für den Erstanlauf der Fernwirkanlage sind:

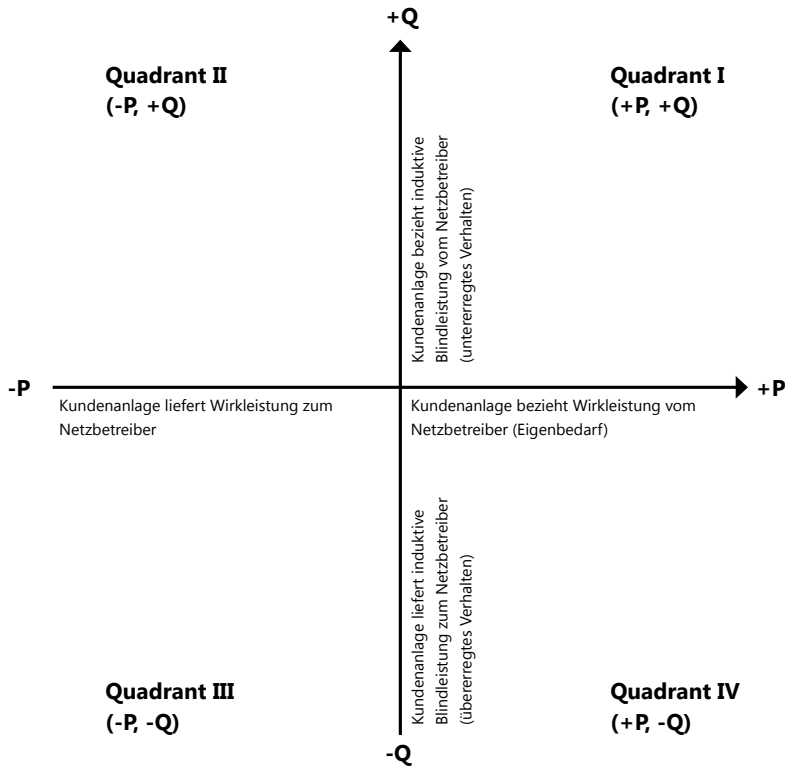
- Wirkleistungsbegrenzung – 100% Wirkleistungsabgabe
- Blindleistungsvorgabe bei Anschluss im Mittelspannungsnetz (Netzebene 5) – Q(P)-Kennlinie
- Blindleistungsvorgabe bei UW-Direktanschluss (Netzebene 4) – Q = 0 kvar

## Ist-Einspeisewerterfassung bei Erzeugungsanlagen/Speichern

### Allgemein

Die Angabe der Leistungsflussrichtung erfolgt nach dem Verbraucherzählpeilsystem. Die Einspeisung ins Netz ist mit einem negativen Vorzeichen zu versehen.

(Abbildung 3: Verbraucherzählpeilsystem)



### Messwerterfassung

Eine maximale Messwertabweichung von 3% ist für Leistungsmesswerte (P/Q) zulässig. Es sind konventionelle Strom- und Spannungswandler vorzusehen. Alternativ kann bei entsprechender Systemgenauigkeit, z. B. zur Messwerterfassung, ein kombinierter Kurzschlussrichtungs- und Erdschlussrichtungsanzeiger verwendet werden. Hierfür ist die Spannungsmessung mittels resistiver Ankopplung umzusetzen. Eine vor Ort durchzuführende Kalibrierung ist mittels Prüfprotokoll dem Netzbetreiber nachzuweisen.

### Messwertübertragung

Strommesswerte (I) müssen mit mindestens einer Nachkommastelle (in A) und Spannungsmesswerte (U) mit mindestens zwei Nachkommastellen (in kV) übertragen werden. Messwerte werden mit der Übertragungsursache „spontan“ übertragen, wenn die an der erfassenden Stelle einstellbaren Schwellen überschritten werden. Hierfür ist ein relatives Schwellwertverfahren mit 1% zu wählen. Die Parameter der Messwertberuhigung sind so zu wählen, dass an der Fernwirkschnittstelle keine Überlastung durch Messwerttelegramme entsteht. Als Richtwert soll in einem Zeitraum von 1 Sekunde maximal 1 Telegramm übertragen werden. Bei gestörter Messwerterfassung erfolgt keine Verwendung von Ersatzwerten. Es ist der letzte erfasste Wert mit entsprechenden Qualitätsbits (Überlauf, ungültig ...) zu übertragen. Weiterhin muss eine Nullpunktunterdrückung bei allen Messwerten mit 1% relativ auf den Nennwert aktiviert werden.

### Verknüpfungspunkt/mittelspannungsseitige Übergabestation (DP 1)

Die Ist-Einspeisung ist am Verknüpfungspunkt der Erzeugungsanlage/Speicher zum Netz der allgemeinen Versorgung des Netzbetreibers zu erfassen. Diese ist auf der Oberspannungsseite des Transformators zu realisieren (Datenbereitstellungspunkt DP 1 gemäß Anhang C.4A bis C.4C).

### Generatorleistung (DP 2/DP3)

Die Bereitstellung der generatorbezogenen Wirk- und Blindleistungseinspeisung kann aus der Anlagensteuerung direkt, durch Messung am jeweiligen Transformatorabgang oder der Leitung selbst erfolgen.

Sie muss realisiert werden:

- beim Vorhandensein von Verbraucheranlagen (Anhang C.4B)
- beim Vorhandensein von Erzeugungseinheiten mit unterschiedlichen Energieträgern (Anhang C.4C)

### Zu 6.3.3 – Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

#### Netzunabhängige Hilfsenergieversorgung

Zu Kommunikations-, Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen – inklusive Zähl- und Messeinrichtungen – zählen ebenso sämtliche Komponenten der Fernwirkkopplung einschließlich vorgelagerter Kommunikationstechnik und VPN-Router. Die Verwendung von Messwertumformern ohne Hilfsenergieversorgung ist nicht zulässig.

Es wird empfohlen, bei der Dimensionierung der Batteriekapazität auch eintägige Instandhaltungsmaßnahmen zu berücksichtigen. Hierbei ist der maximale Leistungsbedarf gemäß Herstellerangaben zu berücksichtigen.

Die Gleichspannungsverteilung ist derart auszulegen, dass Kurzschlüsse an jeder Stelle der Anlage in höchstens 30 ms abgeschaltet werden.

#### AC-Eigenbedarf

Bei Ausfall der AC-Einspeisung ist die Wiederversorgung innerhalb von fünf Stunden sicherzustellen. Es wird empfohlen, Einrichtungen für den Anschluss eines Notstromaggregates vorzusehen, um eine Schädigung der Batterie bei längeren Spannungsunterbrechungen zu verhindern und um bei längerer Spannungslosigkeit der Station eine Wiederinbetriebnahme vornehmen zu können.

Bei dem Einsatz von Eigenbedarfstransformatoren bzw. Eigenbedarfswandlern wird vom Netzbetreiber ein zusätzliches Schaltfeld gefordert. Die Verwendung eines bereits belegten Mittelspannungsabgangs (unterklemmen) ist unzulässig. Alternativ besteht die Möglichkeit, Eigenbedarfstransformatoren in dafür vorgesehene Messfelder zu integrieren. Für den Schutz der Eigenbedarfstransformatoren ist eine Sicherung auf der Unterspannungsseite gemäß der Größe des Eigenbedarfstransformators vorzusehen. Aufgrund der begrenzten sekundären Leistung der Eigenbedarfstransformatoren ist darauf zu achten, dass diese nicht überlastet werden. Die Spannungsversorgung von Verbrauchern mit einer Leistungsaufnahme, die zur Überlastung der Eigenbedarfstransformatoren führt, z. B. Heizgeräte, ist unzulässig. Primärseitig ist der Transformator vorzugsweise zwischen den Außenleitern L1 und L3 anzuschließen.

#### Stromkreisbildung

Für die Absicherung der DC-Stromkreise sind generell zweipolige Leitungsschutzschalter mit Meldekontakt zu verwenden. Bei Sicherungen von Motorantrieben sind die Herstellerangaben zu beachten. Für die Absicherung der Spannungswandlerkreise werden dreipolige Leitungsschutzschalter mit Meldekontakten eingesetzt. Der Erdschlusshilfswicklung wird ein einpoliger Leitungsschutzschalter mit Meldekontakt nachgeschaltet. Die Auslösung sämtlicher Sicherungsautomaten ist zu überwachen.

(Tabelle 3: Stromkreisbildung Sekundäreinrichtungen)

Betriebsmittel-kennzeichnung	Absicherung	Stromkreis-bezeichnung	Betriebsmittel/Bezeichnung
-F100	laut Hersteller	1/11L±	Motoraufzug Leistungsschalter
-F101	laut Hersteller	1/12L±	Motorantrieb, Dreistellungsschalter/Trennschalter
-F152	C 6A		Heizung
-F200	C 3A	1/1L±	Steuerung Leistungsschalter, Steuerung Dreistellungsschalter, Meldespannung
-F301F	C 3A	1/4L±	Integrierte Distanzschutz- und Steuereinheit
-F312F	C 3A	1/4L±	Integrierte Überstromzeitschutz- und Steuereinheit
-F5F	B 3A	021L1-3	Wandlerspannung für integrierte Schutz- und Steuereinheit
-F5N	B 3A	022L1-3	Sollspannung für Messung
-F5LE	B 6A	027L1	U0-Spannung für unselektive Erdschlusserfassung

## Zu 6.3.4 – Schutzeinrichtungen

### Zu 6.3.4.3 – KurzschlussSchutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Für Kundenanlagen mit Anschluss über einen Leistungsschalter ist als Kurzschlusschutz mindestens ein Überstromzeitschutz vorzusehen. Die Einstellwerte für den Kurzschlusschutz werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Der Überstromzeitschutz muss mindestens zwei separat einstellbare, dreipolige Leiterstromanregungen aufweisen sowie mit einer Nullstromanregung ausgestattet sein. Die Schutzfunktion Inrush-Stabilisierung wird gefordert, die entsprechende Zeitdauer ist über das Datenblatt des eingesetzten Maschinentransformators zu ermitteln. Zur Detektierung des Fehlerortes ist eine Kurzschlussrichtungsanzeige erforderlich. Diese kann mittels Schutzrelais (z. B. Einsatz eines gerichteten Überstromzeitschutzes zur Richtungsanzeige, jedoch ungerichtet wirkend) bzw. eines Kurzschlussrichtungsanzeigers realisiert werden. Die Meldung „Fehler vorwärts“ ist vorwärts, in Richtung Kundenanlage, zu übertragen. Bei Einsatz eines Kurzschlussrichtungsanzeigers ist für den Anregestrom eine Einstellung in Höhe des zweifachen Betriebsstromes, je nach Transformatorgröße, vorzunehmen. Bei Einsatz eines Überstromzeitschutzes sind hierfür die Funktionen SAU I» vorwärts und SAU I» vorwärts mit einem logischen ODER-Glied zu verknüpfen und entsprechend als Meldung „Fehler vorwärts“ fernzumelden.

Kundenanlagen mit einer kundeneigenen Übergabestation im Nahbereich des Umspannwerkes (Entfernung ca. 50m) müssen ein Steuerkabel zur Schaltzelle im Umspannwerk des Netzbetreibers besitzen. Vorzugsweise ist ein Kombikabel mit Kupfer- und Lichtwellenleiter, mindestens jedoch ein Steuerkabel vom Typ NYCY 4 × 2,5 mm<sup>2</sup> zu verwenden. Die Verlegung erfolgt durch den Netzbetreiber. Das Auflegen in der kundeneigenen Übergabestation erfolgt durch den Kunden. Die verwendeten Adern sind beidseitig zu kennzeichnen und dem Netzbetreiber mitzuteilen. Weiterhin muss vom verwendeten Schutzrelais (kundeneigene Übergabestation) ein potenzialfreier Kontakt „Schutzanregung vorwärts“ (Richtung Kundenanlage) über das Steuerkabel dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, um ggf. eine rückwärtige Verriegelung aufbauen zu können.

Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, zukünftig weitere Schutztechnik oder Schutzfunktionen zu fordern.

### Zu 6.3.4.5 – Schnittstellen für Schutzfunktions-Prüfungen

Für Schutzprüfungen sind genormte und einheitlich beschaltete Prüfsteckleisten gemäß „Prüfstecksysteme für Schutzeinrichtungen“ (VDE Bezirksverein Dresden) vorzusehen.

Für einen (gerichteten) Überstromzeitschutz inkl. Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz und Entkopplungsschutz ist eine Anschaltung nach Variante H19/2 zu realisieren.

## Zu 6.4 – Störschreiber

Auf Anforderung des Netzbetreibers beschafft und installiert der Kunde den Schreiber zur Aufzeichnung von Störungen. Der Störschreiber verbleibt im Eigentum des Kunden. Der Störschreiber-Typ ist mit dem Netzbetreiber im Planungsgespräch abzustimmen und ist an eine Funkuhr oder anderweitige Echtzeitquelle anzuschließen.

Dem Netzbetreiber ist ein Fernzugriff zu ermöglichen. Dazu installiert und betreibt der Netzbetreiber eine nachrichtentechnische Verbindung zum Störschreiber. Hierfür stellt der Kunde dem Netzbetreiber unentgeltlich entsprechenden Raum zur Verfügung. Falls der Netzbetreiber auf eine nachrichtentechnische Verbindung zum Störschreiber verzichtet oder diese nicht zur Verfügung steht, ist der Kunde verpflichtet, den Störschreiber auf Anforderung des Netzbetreibers auszulesen und die Daten innerhalb von 3 Werktagen im IEEE COMTRADE-Format zur Verfügung zu stellen.

Die Messung der für den Störschreiber erforderlichen Spannungen und Ströme hat am Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung zu erfolgen. Der Störschreiber wird an den kombinierten Mess-/Schutzkernen bzw. -wicklungen der Messwandler des Kunden angeschlossen.



## Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110

# Abrechnungsmessung

### Zu 7.1 – Allgemeines

Bereits in der Planungsphase eines neuen Netzanschlusses (Einspeise- und/oder Entnahmepunkt) muss eine rechtzeitige Abstimmung bezüglich der Zählerinrichtungen, Kommunikation und Datenbereitstellung erfolgen.

### Zu 7.2 – Zählerplatz

Die Zahl der Zählerfelder ist dem „Merkblatt Direkt und Wandlermessungen, Bild 1“ (Isoliermontageplatte mit Zählerplätzen und SDE-Platz) zu entnehmen.

Vor den Zählerplätzen bzw. den Zählerwechselschränken muss stets eine Bedien- und Arbeitsfläche mit einer Tiefe von mindestens 1,20 m und einer Breite von mindestens 1,00 m vorhanden sein.

Hinweis: Durch den Einsatz einer Messtafel werden der freie Messplatz auf der Messtafel und der untere Anschlussraum/netzseitiger Anschlussraum als Raum für Zusatzanwendungen verwendet.

### Zu 7.3 – Netz-Steuerplatz

In Abstimmung mit TEN Thüringer Energienetze ist für Aufgaben des Netzbetreibers bei Erzeugungsanlagen, unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen oder steuerbaren Lasten der Zählerschrank mit einem Netz-Steuerplatz auszustatten, welcher mit dem o. g. Platz des Messstellenbetreibers nicht identisch ist. In Abhängigkeit von der Bauart oder den baulichen Gegebenheiten kann der Netz-Steuerplatz auch in einem Zählerschrank in räumlicher Nähe angeordnet werden. Für alle anderen Anlagen ist für den Netz-Steuerplatz ein Raum im bzw. neben dem Zählerschrank freizuhalten. Die Ausführung des Netz-Steuerplatzes ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Der Netz-Steuerplatz besteht mindestens aus einem Steuergerätefeld mit zugehörigem unterem Anschlussraum nach E DIN VDE 0603-1 (VDE 0603-1). Für die 230-V-Spannungsversorgung der Netzsteuereinrichtung ist eine Überstromschutzeinrichtung (z. B. D01 10 A) unter plombierbarer Abdeckung nach Vorgabe des Netzbetreibers vorzusehen.

### Zu 7.5 – Messwandler

Die Messspannungswandler sind vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen vor den Messstromwandlern anzuschließen.

Beim Netzbetreiber sind Verrechnungswandler und Netzschutzwandler getrennt aufzubauen.

Grundsätzlich werden vom Netzbetreiber nur Stromwandler mit einem Kern ausgeliefert. Wenn ein abweichender Bedarf besteht, muss dies rechtzeitig im Vorfeld dem Netzbetreiber mitgeteilt werden.

Die Messwandler sind so anzuordnen, dass die Messung bei Schutzauslösung durch den Entkopplungsschutz von Erzeugungsanlagen nicht spannungslos geschaltet wird. Dies wird dadurch erreicht, dass der Entkopplungsschutz entweder

- a) niederspannungsseitig auf das Schaltgerät hinter dem Messabgriff wirkt oder
- b) bei Wirkung des Entkopplungsschutzes auf den Mittelspannungsleistungsschalter dieser, vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen, hinter der Messung angeordnet ist (siehe z. B. Anlage D MS.05).

Im Netzgebiet der TEN Thüringer Energienetze ist ein Kippschwingungsdämpfer zu verwenden.

Bei Mittelspannungszählungen wird ein Wandlerklemmen- und Sicherungskasten in unmittelbarer Nähe der Mittelspannungsstrom- und Spannungswandler installiert.

### Zu 7.7 – Spannungsebene der Abrechnungsmessung

Niederspannungsseitige Messungen können bis zu einer vereinbarten Vorhalte-/Erzeugungs-/Übertragungsleistung von 1.250 kVA erfolgen. Mittelspannungsseitige Messungen können ab einer vereinbarten Vorhalte-/Erzeugungs-/Übertragungsleistung von 160 kVA erfolgen. Abweichungen hiervon sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

## Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110

# Betrieb der Kundenanlage

### Zu 8.2 – Netzführung

Die Grenzen des Verantwortungsbereiches (Verfügungsbereich, Bedienbereich) zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden sind schriftlich in der Netzführungsvereinbarung zu definieren. Die Netzführungsvereinbarung ist vor Inbetriebnahme der Kundenanlage abzuschließen.

Grundsätzlich gilt Folgendes für Schaltgeräte, die am Netz des Netzbetreibers angeschlossen sind: Bedienhandlungen werden nur nach Anordnung der Netzleitstelle der TEN Thüringer Energienetze (Verfügungsbereichsberechtigte) durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nach DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) nur von Elektrofachkräften oder elektrotechnisch unterwiesenen Personen vorgenommen werden.

Für den Betrieb der Kundenanlage ist der TEN Thüringer Energienetze vom Kunden ein technischer Betriebsführer zu benennen. Dieser technische Betriebsführer ist Elektrofachkraft, verfügt über eine Schaltberechtigung und trägt die Verantwortung für den Anlageneinsatz. Er oder ein Stellvertreter mit Wahrnehmung der Anlagenverantwortung muss für den Netzbetreiber ständig erreichbar und handlungsfähig sein (24 h/365 Tage).

Entsprechende Informationen werden bei der Netzleitstelle der TEN Thüringer Energienetze hinterlegt und bei Änderungen (z. B. Name und Kontaktdaten der zuständigen Person) beiderseits sofort aktualisiert.

Sofern die Kundenanlage durch eine Automatik zur Leistungsüberwachung ausgeschaltet wird, darf eine Wiederschaltung erst nach Erlaubnis der Netzleitstelle der TEN Thüringer Energienetze erfolgen.

Freischaltungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit TEN Thüringer Energienetze. Dazu ist die Schaltung 10 Werktage im Voraus beim Netzbetreiber anzuzeigen.

### Zu 8.5 – Bedienung vor Ort

Die im Eigentum oder im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehenden Anlagenteile werden ausschließlich durch den Netzbetreiber oder dessen Beauftragten bedient. Sofern sich Schaltgeräte im gemeinsamen Verfügungsbereich von Kunden und Netzbetreiber befinden, wird der Zugriff auf diese Schaltgeräte über eine entsprechende Vereinbarung geregelt. Erfolgt der Anschluss der Transformatoren- bzw. Übergabestation an das Netz des Netzbetreibers über ein anschlussnehmereigenes Übergabeschaltfeld, muss der Zugriff des Netzbetreibers auf die Schaltgeräte des anschlussnehmereigenen Übergabeschaltfeldes über eine entsprechende Vereinbarung gewährleistet sein.

### Zu 8.6 – Instandhaltung

Stellt der Netzbetreiber schwerwiegende Mängel in oder an der Transformatoren- bzw. Übergabestation fest, ist er berechtigt, diese bis zur Behebung der Mängel vom Netz zu trennen.

Der Netzbetreiber kann vom Kunden bei Auffälligkeiten eine Prüfung der in Kapitel 6 dieser Netzrichtlinie aufgeführten Betriebsmittel und der Schutzeinrichtungen zum Nachweis von deren Funktionsfähigkeit verlangen.

Wenn es der Netzbetrieb erfordert, wird der Netzbetreiber geänderte Einstellwerte der Schutzeinrichtung vorgeben. Diese sind durch den Kunden zu realisieren. Termine für Prüfungen werden rechtzeitig vorher vereinbart.

### Zu 8.8 – Betrieb bei Störungen

Wenn durch Störungen oder Unregelmäßigkeiten eine Außerbetriebnahme der Kundenanlage erfolgt, darf eine Wiederschaltung erst mit Erlaubnis der Netzleitstelle der TEN Thüringer Energienetze erfolgen.

### Zu 8.11 – Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge

Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von der installierten Ladeleistung, der Netzkonstellation sowie dem Lademanagement des Kunden vor, eine Wirkleistungssteuerung gemäß VDE-AR-N 4110 (Kapitel 8.11) zu verlangen. Der Netzbetreiber gibt mittels Fernwirksignal eine Wirkleistungsbegrenzung in besonderen Netzständen vor. Für die Errichtung, Änderung und den Unterhalt der notwendigen Fernwirkkopplung ist der Kunde verantwortlich. Eine zeitabhängige Verriegelung bzw. Wirkleistungsbegrenzung ist davon unabhängig zu realisieren und auf Anforderung des Netzbetreibers auf die vorgegebenen Zeiten und Begrenzungen einzustellen. Der Netzbetreiber behält sich vor, jederzeit die Änderung der eingestellten Begrenzungen zu verlangen. Sofern eine Onlinevorgabe durch den Netzbetreiber erfolgt, hat diese Vorrang vor der zeitabhängigen Verriegelung.

#### Zu 8.11.2 – Blindleistung

Im Betriebsmodus Energiebezug ist standardmäßig ein  $\cos \varphi = 1$  einzuhalten. Der Netzbetreiber behält sich vor, bei netztechnischer Notwendigkeit Verfahren entsprechend 10.2.2.4 zu fordern.

#### Zu 8.11.3 – Wirkleistungsbegrenzung

Bei netztechnischer Notwendigkeit gibt der Netzbetreiber einen nicht zu überschreitenden Wirkleistungswert während der Anschlussplanung vor. Dieser ist durch den Kunden mittels geeigneter technischer Einrichtungen fest einzuhalten. Diese Begrenzung gilt unabhängig von dynamischen Vorgaben nach 8.11.1 VDE-AR-N 4110.

**Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110**

## Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage

Anschlussänderungen sind entsprechend Verursacherprinzip durchzuführen. Sind von der Veränderung des Netzanschlusses die MS-Kabel- oder Freileitungsanlage oder weitere Netzanschlüsse betroffen, so gilt der Grundsatz, dass dem Verursacher nur die seinen Netzanschluss betreffenden Kosten berechnet werden und die auf das Netz bzw. andere Netzanschlüsse entfallenden Kosten durch den Netzbetreiber getragen werden. Änderungen an bestehenden Netzanschlüssen werden nach Kalkulationspreisen berechnet.

Nimmt der Kunde seine eigene Anlage außer Betrieb oder legt diese still, so ist in Abstimmung mit dem Kunden durch den Netzbetreiber zu entscheiden, ob und wie lange die Anschlussanlage des Netzbetreibers erhalten bleibt oder demontiert wird.

**Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N 4110**

# Erzeugungsanlagen

## Zu 10.1 – Allgemeines

Bedingt durch die höhere Komplexität von Mischanlagen werden deren Besonderheiten in den nachfolgenden Abschnitten separat benannt. Dabei sind insbesondere folgende Punkte der VDE-AR-N 4110 zu beachten:

- Abstimmung des Schutzkonzeptes zwischen Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer sowie innerhalb der Kundenanlage (siehe 10.3);
- Besondere Anforderungen bei der zusätzlichen Nutzung der kundeneigenen Notstromaggregate als Erzeugungseinheiten (siehe auch 8.9);
- Erbringung der beiden folgenden Fähigkeiten durch Erzeugungseinheiten, die nicht durch eine kundeneigene Regelung beeinflusst werden dürfen:
  - Frequenzabhängiges Wirkleistungsverhalten nach 10.2.4.3;
  - Anforderungen an die Dynamische Netzstützung nach 10.2.3;
- Anforderungen an die Wirkleistungsregelung durch den Netzbetreiber (Leistungsreduzierung) nach 10.2.4.2;
- Anforderungen an die statische Spannungshaltung nach 10.2.2;
- Anforderungen an den Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach Abschnitt 11.

Diese Anforderungen an Erzeugungsanlagen gelten nicht für elektrische Antriebe, die sich temporär generatorisch verhalten und Energie in das Netz des Netzbetreibers zurückspeisen.

## Zu 10.2 – Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz

### Zu 10.2.1.1 – Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen

Softwareanpassungen und Weiterentwicklungen der Regelungssoftware müssen an der Versionsnummer eindeutig erkennbar sein. Um die Aktualisierung von Bediensoftware oder Parametersätzen separat durchführen zu können, wird empfohlen, diese von der Regelungssoftware getrennt zu halten. Softwareanpassungen, die eine Leistungsveränderung der Erzeugungseinheit hervorrufen, sind vor der Installation mit dem Netzbetreiber abzustimmen und zu bestätigen.

### Zu 10.2.2 – Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

#### Zu 10.2.2.1 – Allgemeine Randbedingungen

Die Blindleistungsvorgaben sind am Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung zu erbringen. Bei Erzeugungsanlagen mit  $S \leq 1.000 \text{ kVA}$  (Summe aller Energieträger am Verknüpfungspunkt) können diese alternativ an der Generatorklemme realisiert werden.

Für die einzelnen Erzeugungseinheiten selbst können sich davon abweichende Werte ergeben. Bei Vorhandensein weiterer Erzeugungseinheiten oder einer Blindleistungskompensationsanlage ist ein abgestimmtes Verhalten aller Regeleinrichtungen unabdingbar. Ein ungedämpft schwingendes Systemverhalten ist unzulässig.

Sämtliche Erzeugungseinheiten müssen bei Wirkleistungsabgabe in jedem Betriebspunkt mindestens mit einer Blindleistung betrieben werden können, die einem Verschiebungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95$  untererregt bis  $\cos \varphi = 0,95$  übererregt entspricht. Dies bedeutet gemäß Verbraucherzählpfeilsystem (Abbildung 3) einen Betrieb im Quadranten II oder III. Der Netzbetreiber behält sich vor, andere oder weitere Einstellungen zu fordern.

#### Zu 10.2.2.4 – Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Gemäß TAR gibt der Netzbetreiber eines oder mehrere der nachfolgenden Verfahren vor:

- a) Blindleistungs-Spannungskennlinie  $Q(U)$
- b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung  $(Q/P)$
- c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion
- d) Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$

Grundsätzlich behält sich der Netzbetreiber vor, jedes der Verfahren a bis d zu verwenden und bei netztechnischem Erfordernis eine Anpassung bzw. Wechsel zu einem anderen Verfahren zu verlangen. Standardmäßig werden je Netzebene mindestens zwei Verfahren (Anlagen  $> 1 \text{ MVA}$ ) bzw. ein Verfahren (Anlagen  $< 1 \text{ MVA}$ ) vom Netzbetreiber konkret vorgegeben.

## Erzeugungsanlagen – Netzebene 5:

### Verfahren 1 → b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung – Q(P)

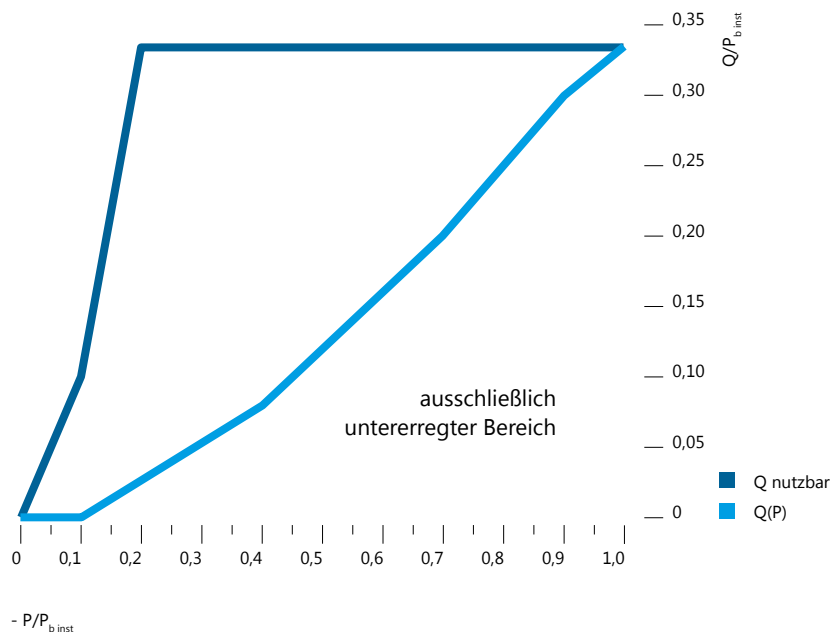
Dieses Verfahren ist die Standardeinstellung, eine Umschaltung auf Verfahren 2 erfolgt nur durch Fernwirkbefehl des Netzbetreibers. Die umzusetzenden Stützstellen sind nachfolgender Tabelle zu entnehmen.

(Tabelle 4: Stützstellen Q(P)-Kennlinie)

$- P/P_{b\ inst}$	$Q/P_{b\ inst}$
0	0
0,1	0
0,4	0,08
0,7	0,2
0,9	0,30
1	0,33

Die Bereitstellung der wirkleistungsabhängigen Blindleistung erfolgt ausschließlich untererregt.

(Abbildung 4: Q(P)-Kennlinie)



Die Blindleistungswerte müssen sich automatisch innerhalb von 10 s einstellen. Weiterhin wird bei aktiver Kennlinie der Datenpunkt „Q(P)-Kennlinie EIN“ rückgemeldet (bei Anlagen < 1 MW derzeit keine RM erforderlich).

### Verfahren 2 → a) Blindleistungsspannungskennlinie Q(U)

Der Netzbetreiber gibt die Referenzspannung  $U_{Qref}/U_c$  per Fernwirkbefehl vor. Die Vorgabe des Wertepaares ( $U_{MAX}/U_c; Q_{MAX-untererregt}/P_{binst}$ ) erfolgt durch den Netzbetreiber mit Übergabe des Netzbetreiber-Abfragebogens im Rahmen der Anlagenzertifizierung.

Das Spannungstotband ist auf 0,5%  $U_c$  einzustellen, sofern der Netzbetreiber keinen anderen Wert vorgibt.

Die Q(U)-Kennlinie wird explizit nur per Fernwirkbefehl durch den Netzbetreiber aktiviert. Bei Störung des Parkreglers oder Ausfall der Spannungsmessung muss die Regelung auf das Verfahren 1 zurückfallen.

#### Erzeugungsanlage – Netzebene 4:

##### Verfahren 1 → c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion

Dieses Verfahren ist das Standardverfahren. Der Netzbetreiber gibt 4 Stützstellen P1 bis P4 vor. Innerhalb des Bereiches P2 bis P3 wird per Fernwirkbefehl eine variable Blindleistung durch den Netzbetreiber vorgegeben. Standard ist  $Q = 0$ .

Die Stützstellen werden spezifisch für die Anlage und den Anschlusspunkt durch den Netzbetreiber mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen im Rahmen der Anlagenzertifizierung vorgegeben.

Eine Umschaltung auf das Verfahren 2 erfolgt nur durch Fernwirkbefehl des Netzbetreibers.

##### Verfahren 2 → d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Der Netzbetreiber gibt per Fernwirkbefehl variable  $\cos \varphi$ -Sollwerte im Bereich 0,95 untererregt bis 0,95 übererregt in 9 Stufen vor.

- $\cos \varphi = 0,95$  untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,97$  untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,985$  untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,995$  untererregt (induktives Verhalten)
- $\cos \varphi = 1$
- $\cos \varphi = 0,995$  übererregt (kapazitives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,985$  übererregt (kapazitives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,97$  übererregt (kapazitives Verhalten)
- $\cos \varphi = 0,95$  übererregt (kapazitives Verhalten)

Standard ist  $\cos \varphi = 1$ .

#### Speicher – Netzebene 5:

Für das Blindleistungsverhalten von Speichern wird definiert: Blindleistungsanforderungen analog zu Abschnitt „Erzeugungsanlagen – Netzebene 5“.

Für die Standardeinstellung  $Q(P)$  wird die untererregte Fahrweise nur bei Rückspeisung gefordert. Bei Bezug ist ein Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi = 1$  einzustellen. Bei Umschaltung per Fernwirkbefehl auf den Modus  $Q(U)$  ist die Blindleistungsanforderung gemäß Kennlinie bei Bezug und Rückspeisung zu erfüllen.

#### Speicher – Netzebene 4:

Für Speicher mit Direktanschluss am Umspannwerk gelten unabhängig vom Betriebszustand (Bezug/Rückspeisung) die Vorgaben analog zu Abschnitt „Erzeugungsanlagen – Netzebene 4“.

Im Modus  $\cos \varphi$ -Sollwert darf sich bei Wechsel der Wirkleistungsrichtung (Rückspeisung zu Bezug) die vorher eingestellte Blindleistungsrichtung nicht ändern, sofern kein neuer Fernwirkbefehl vorliegt.

#### Zu 10.2.2.5 – Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen

Die Anforderungen nach 10.2.2.4 sind für die neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten gemäß ihrem Leistungsanteil an der gesamten Erzeugungsanlage, also anteilig, am Netzanschlusspunkt zu erfüllen. Bei einem Zubau einer Erweiterung von mehr als 50% gegenüber der bestehenden Anlagenleistung sind für alle Erzeugungseinheiten in Summe am Netzanschlusspunkt die Vorgaben gemäß 10.2.2.4 und den übermittelten Daten (E9) umzusetzen.

#### Zu 10.2.2.6 – Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

Bei Vorhandensein einer Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage muss die Messung der für die Regelung der Blindstromkompensationsanlage relevanten Werte so positioniert sein, dass die Blindleistung der Erzeugungsanlage nicht die Regelung der Blindstromkompensationsanlage beeinflusst und es damit nicht zu einer gegenseitigen Aufhebung der Blindleistung und damit der gewünschten Wirkung kommt.

Die Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage ist zusammen mit der Erzeugungsanlage so anzupassen, dass der Verschiebungsfaktor an dem Netzanschlusspunkt gemäß der Vorgabe unter 10.2.2.4 bzw. den Vorgaben des Netzbetreibers aus den übermittelten Daten (E9) eingehalten wird. Es ist darauf zu achten, dass es zu keinem schwingenden System kommt. Dies betrifft Mischanlagen mit einer Erzeugungsanlagenleistung über 50% im Vergleich zum Bezug des allgemeinen Bedarfs.

## Zu 10.2.3 – Dynamische Netzstützung

### Zu 10.2.3.1 – Allgemeines

Erzeugungsanlagen müssen technisch und baulich alle Anforderungen zur Teilnahme an der dynamischen Netzstützung erfüllen. Kriterien dafür sind:

- Eine Abschaltung bei Fehlern im vorgelagerten Netz ist zu vermeiden
- Eine Blindleistungseinspeisung während eines Netzfehlers muss möglich sein
- Nach Abschaltung des Fehlers darf der induktive Blindleistungsbezug nicht größer werden als vor dem Fehler

Der Netzbetreiber behält sich vor, andere Verfahren bzw. Vorgaben (z. B. Änderung k-Faktor) zur dynamischen Netzstützung zu fordern.

### Zu 10.2.3.3 – Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen

#### Anschluss MS-Netz (Netzebene 5)

Die konkrete Vorgabe zur dynamischen Netzstützung erfolgt durch den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung.

#### UW-Direktanschluss (Netzebene 4)

Die konkrete Vorgabe zur dynamischen Netzstützung erfolgt durch den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung.

## Zu 10.2.4 – Wirkleistungsabgabe

### Zu 10.2.4.2 – Netzsicherheitsmanagement

Die nachfolgenden Bedingungen für die Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle finden Anwendung, sofern eine Erzeugungsanlage oder Speicher im Mittelspannungsnetz (Netzebene 4 und 5) einen Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung hat und die Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart  $P > 100$  kW (bei Photovoltaikanlagen 100 kWp kumulierte Modulleistung) ist. Sie gelten auch für diejenigen Erzeugungsanlagen, welche an ein anschlussnehmereigenes Niederspannungsnetz (privates Arealnetz) angeschlossen sind, sofern dieses über eine anschlussnehmereigene (Übergabe-)Transformatorstation mit dem Netz der allgemeinen Versorgung mittelspannungsseitig verbunden ist.

Der Netzbetreiber gibt zur maximal möglichen Wirkleistungsabgabe vier Stufen in Abhängigkeit von der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten des gleichen Energieträgers am Verknüpfungspunkt vor. Die Signalisierung hat Priorität vor ggf. weiteren Fernsteuerungen (z. B. Direktvermarktung, Regelleistung). Sollte jedoch ein Signal der Wirkleistungsbegrenzung unterhalb der Anforderung des Netzbetreibers liegen, so ist dieses umzusetzen. Die Rückmeldung der entsprechenden Stufe ist ausschließlich durch die Fernwirkbefehle des Netzbetreibers getriggert. Leistungsanpassungen durch Dritte werden nicht rückgemeldet. (Tabelle 5: Stufen Wirkleistungsbegrenzung)

Stufe	Wirkleistungsbegrenzung
0	100% der installierten Leistung (keine Begrenzung/Aufhebung der Begrenzung)
1	60% der installierten Leistung
2	30% der installierten Leistung
3	0% der installierten Leistung

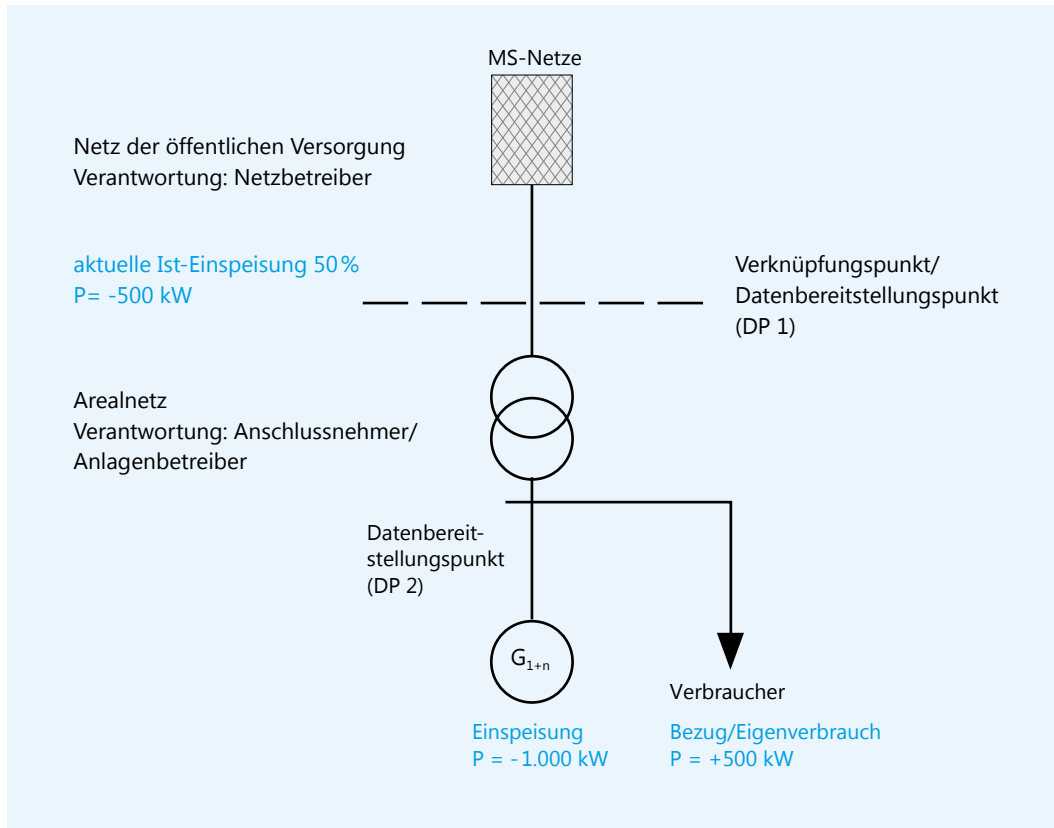
Der Netzbetreiber behält sich vor, künftig eine feinere Abstufung der Wirkleistungsbegrenzung vorzugeben.

Alternativ kann zu den Stufen der Wirkleistungsbegrenzung ein stufenloser Sollwert in Abhängigkeit von der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten des gleichen Energieträgers am Verknüpfungspunkt umgesetzt werden. Dabei wird der empfangene Sollwert von der Anlagensteuerung entgegengenommen und über einen Messwert als Quittierung dem Netzbetreiber zurückübermittelt.



### Beispiel 1:

Eine Erzeugungsanlage (Generator) mit einer installierten Wirkleistung von 1.000 kW befindet sich im Volllastbetrieb (maximale Wirkleistungsabgabe). Parallel ist ein Wirkleistungsbedarf aller angeschlossenen Verbraucher von 500 kW im Arealnetz vorhanden. Es besteht eine Ist-Einspeisung von - 500 kW in das Netz der öffentlichen Versorgung.



### Fernwirkbefehl 100 %

Bedeutung: Es existiert keine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt.

Umsetzung: Erzeugungsanlage kann uneingeschränkt, z. B. markt- oder eigenbedarfsoptimiert, betrieben werden.

### Fernwirkbefehl 60 %

Bedeutung: Es existiert eine Begrenzung auf 60% der installierten Leistung (600 kW) am Verknüpfungspunkt.

Umsetzung: Erzeugungsanlage kann uneingeschränkt betrieben werden, solange am Verknüpfungspunkt nicht mehr als 600 kW eingespeist werden.

### Fernwirkbefehl 30 %

Bedeutung: Es existiert eine Begrenzung auf 30% der installierten Leistung (300 kW) am Verknüpfungspunkt.

Umsetzung: Die Leistung der Erzeugungsanlage muss mindestens auf 80% reduziert werden (800 kW), damit die maximale Ist-Einspeisung am Verknüpfungspunkt 300 kW (800 kW - 500 kW) nicht übersteigt.

### Fernwirkbefehl 0 %

Bedeutung: Es existiert eine Begrenzung auf 0% der installierten Leistung (0 kW) am Verknüpfungspunkt.

Umsetzung: Die Leistung der Erzeugungsanlage muss mindestens auf 50% reduziert werden (500 kW), damit die maximale Ist-Einspeisung am Verknüpfungspunkt 0 kW (500 kW - 500 kW) nicht übersteigt.

Für Anlagen > 1 MVA ist die theoretisch verfügbare Leistungsabgabe  $P_{\text{verfügbar, max}}$  im Bereich 0 bis 120% der installierten Wirkleistung zu übertragen. Dazu sind folgende Parameter mit einzubeziehen:

$$P_{\text{verfügbar, max}} = \text{Windgeschwindigkeit} * \text{Anlagenkurve} * P_{\text{inst}} \quad \text{bzw.} \\ P_{\text{verfügbar, max}} = \text{Einstrahlung} * \text{Anlagenkurve} * P_{\text{inst}}$$

Die Anforderungen für technische Einrichtungen zur ferngesteuerten Reduzierung für Erzeugungsanlagen oder Speicher mit einem Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung im Mittelspannungsnetz (Netzebene 4 und 5) und in Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart  $P < 100$  kW (bei Photovoltaikanlagen 100 kWp kumulierte Modulleistung) sind entsprechend der Netzrichtlinie zur VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ umzusetzen.

## Zu 10.3 – Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen

### Zu 10.3.3 – Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

#### Zu 10.3.3.4 – Q-U-Schutz

Die Realisierung eines Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutzes (Q-U-Schutz) ist ab einer kumulierten Nennscheinleistung aller Erzeugungseinheiten  $S > 1.000 \text{ kVA}$  zwingend erforderlich. Zur Umsetzung der Schutzfunktion ist eine Blindleistungskennlinie oder konstante Blindleistungsüberwachung zulässig. Das eingesetzte Schutzgerät muss die Anforderungen gemäß Lastenheft Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (FNN) erfüllen. Die Ausführungen, Einstellwerte (Spalte Standard) in Tabelle 2-1 und ergänzenden Festlegungen sind verbindlich anzuwenden. Der Einstellwert zum Freigabestrom kann bei ungünstigen Stromwandlerverhältnissen ( $I_{\min \text{ Q-U}} > 15\% \text{ SA}$ ) im Einstellbereich gemäß Lastenheft angepasst werden.

Die Auslösung erfolgt einstufig, nach Ablauf einer Verzögerungszeit  $t_1 = 0,5 \text{ s}$ . Eine zweistufige Auslösung ist nicht vorgesehen, kann jedoch in Abstimmung mit dem Netzbetreiber realisiert werden.

#### Zu 10.3.3.5 – Übergeordneter Entkopplungsschutz

Es sind die empfohlenen Schutz-Einstellwerte nach Kapitel 10.3.4.2.1 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.1 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) umzusetzen.

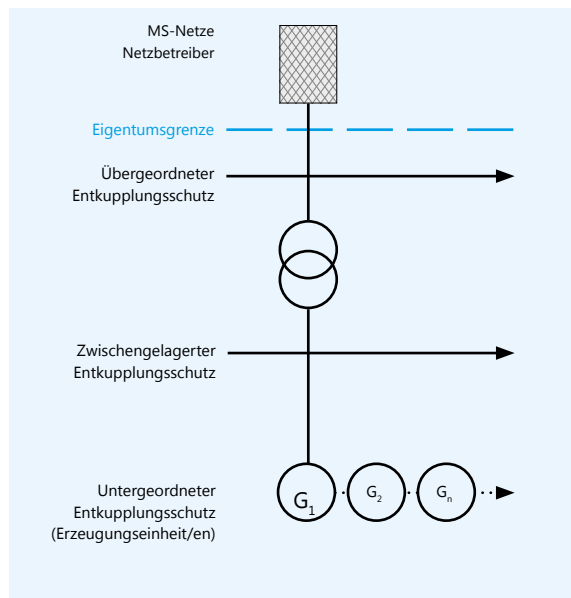
#### Zu 10.3.3.6 – Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

Es sind die empfohlenen Schutz-Einstellwerte nach Kapitel 10.3.4.2.2 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.2 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) umzusetzen.

#### Zwischengelagerter Entkopplungsschutz

Bei PV-Anlagen kann die Vorlage der Schutzprüfprotokolle für den Schutz an den einzelnen Erzeugungseinheiten entfallen, wenn auf der Niederspannungsseite des zugehörigen Maschinentransformators ein zusätzlicher Entkopplungsschutz vorgesehen ist („zwischenlagertes Entkopplungsschutz“ – unabhängig vom übergeordneten Entkopplungsschutz).

(Abbildung 5: Übersicht Anordnung Entkopplungsschutz)



Der übergeordnete Entkopplungsschutz ist weiterhin nach Kapitel 10.3.4.2.1 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.1 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) umzusetzen. Die Schutzfunktionen der einzelnen Erzeugungseinheiten dürfen nicht vor dem „zwischenlagerten Entkopplungsschutz“ auslösen. Demnach ist bei Einsatz eines „zwischenlagerten Entkopplungsschutz“ dieser nach Kapitel 10.3.4.2.2 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.2 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) zu parametrieren und zu prüfen.

Bei zertifizierungspflichtigen Erzeugungsanlagen sind die im Anlagenzertifikat aufgeführten Einstellvorgaben zu verwenden. Die Anforderungen an ein ggf. notwendiges Komponentenzertifikat nach VDE-AR-N 4110 sind zu berücksichtigen.

## Zu 10.6 – Modelle

### Zu 10.6.1 – Allgemeines

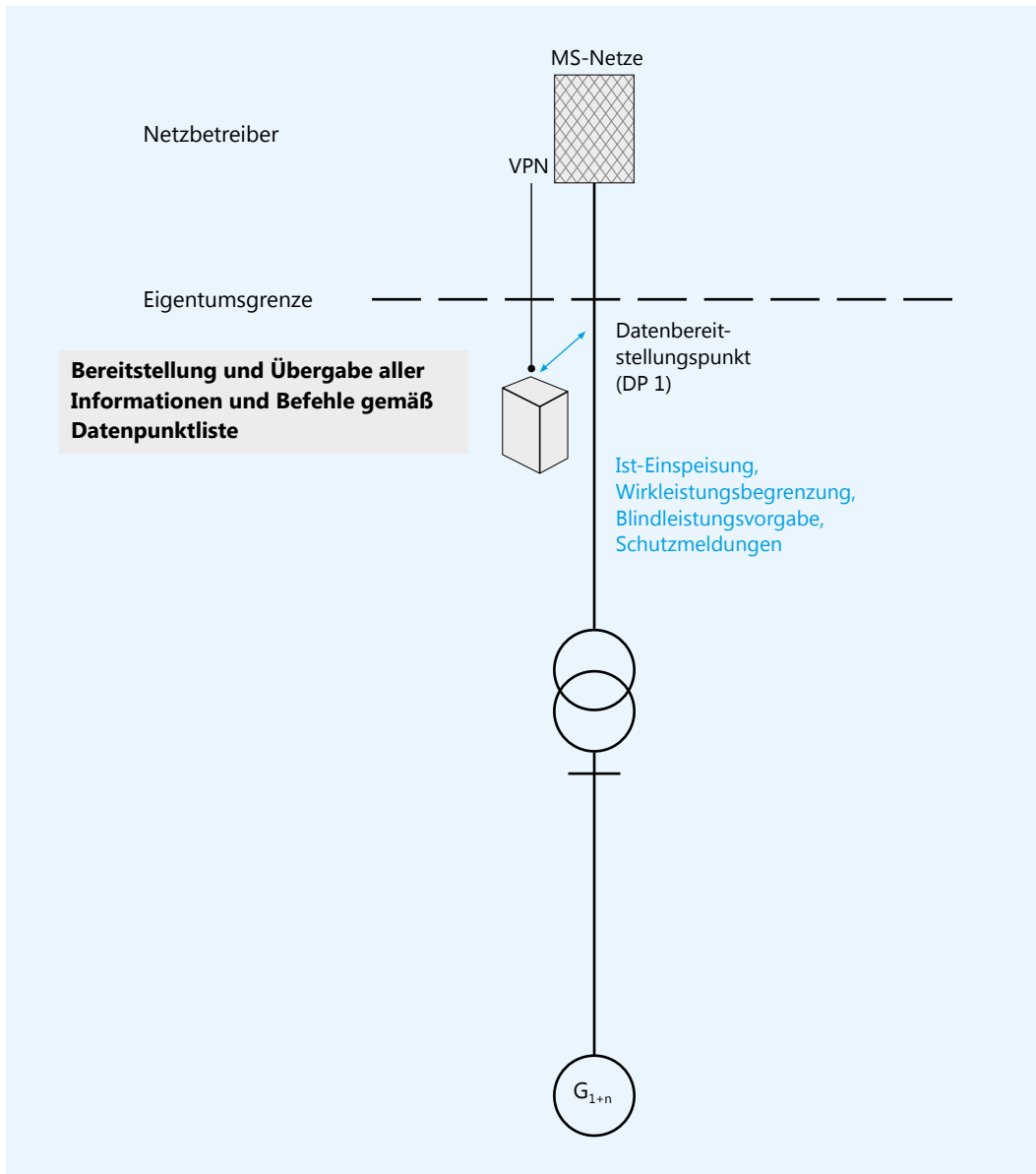
Dem Netzbetreiber ist ab einer installierten Leistung von 1 MVA ein rechnerlauffähiges Modell für die Umgebung SIEMENS PSS SINCAL (in jeweils aktueller Version) zur Verfügung zu stellen. Alternativ kann das EZA-Modell als CGMES-Datensatz bereitgestellt werden. Das Modell muss statische Lastfluss- sowie Kurzschlussberechnungen zulassen.

Zu Anhang C.4 der VDE-AR-N 4110

## Prozessdatenumfang

Zu Anhang C.4A

Eine Erzeugungsanlage (installierte Leistung > 100 kW) ohne Verbraucher, ein Energieträger, z. B. Wind- oder Solarpark.



Anmerkung: Die aufgeführte Grafik dient der vereinfachten Darstellung der Datenbereitstellung

## Informationsumfang und Adressierung

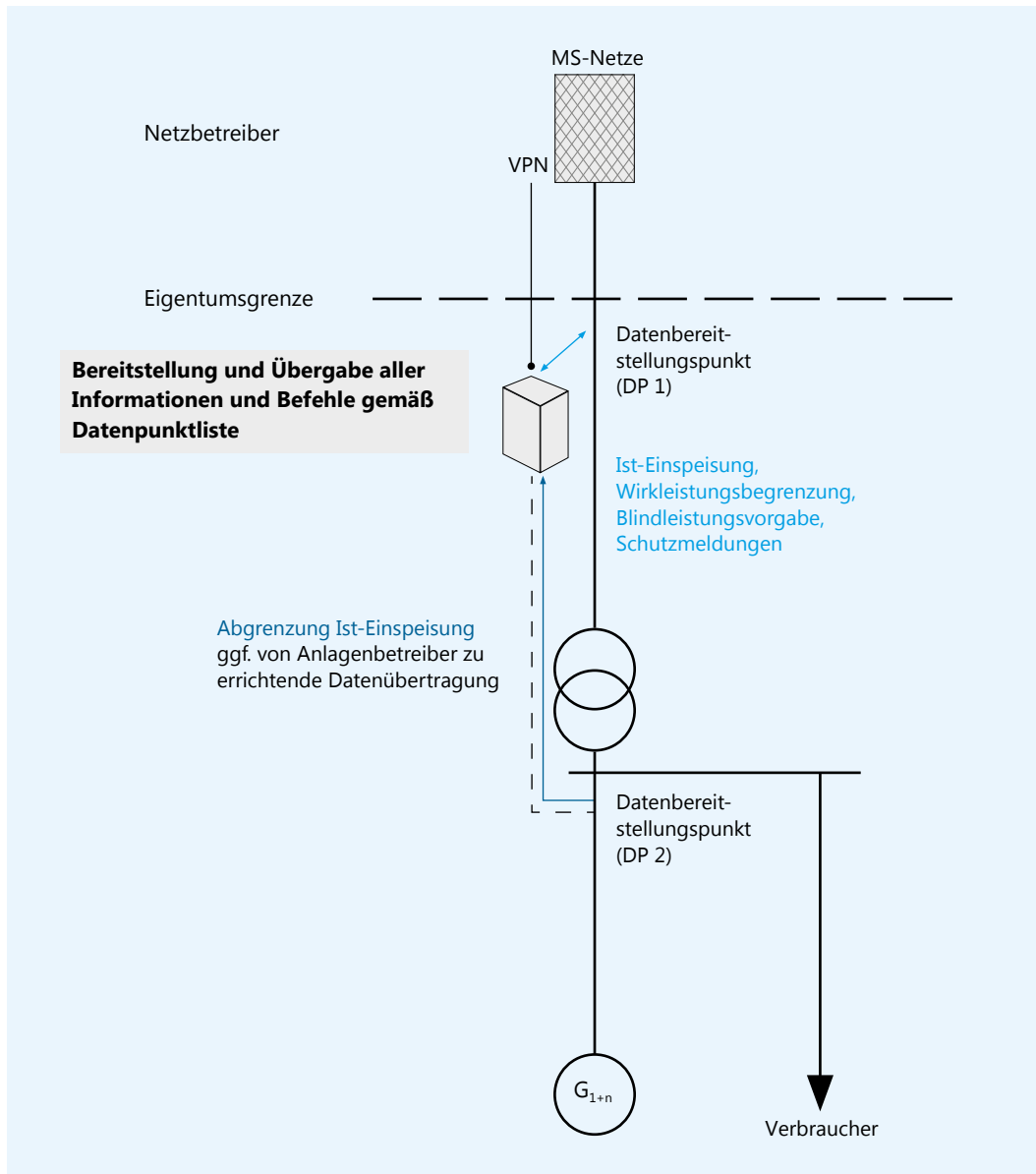
Bereitstellung	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
<b>Rückmeldung Schaltgeräte</b>								
Pflicht <sup>2</sup>	Leistungsschalter Q0	RM_EIN	RM_AUS		31	1	10	0
<b>Schutzmeldungen</b>								
Pflicht > 1 MVA	Schutzanregung	KOM	GEH		30	199	51	0
Pflicht > 1 MVA	Schutzauslösung QU	KOM	GEH		30	199	52	14
Pflicht > 1 MVA	Erdschluss vorwärts	KOM	GEH		30	199	53	0
Pflicht > 1 MVA	Fehler rückwärts	KOM	GEH		30	199	70	15
Pflicht > 1 MVA	Kurzschluss-Anzeiger	KOM	GEH		30	199	70	27
<b>Netzsicherheitsmanagement/Wirkleistungsbegrenzung</b>								
Pflicht	Einspeisung 100%	BF_EIN			45	190	20	80
Pflicht	Einspeisung 60%	BF_EIN			45	190	20	81
Pflicht	Einspeisung 30%	BF_EIN			45	190	20	82
Pflicht	Einspeisung 0%	BF_EIN			45	190	20	83
Pflicht	Einspeisung 100%	RM_EIN			30	190	30	80
Pflicht	Einspeisung 60%	RM_EIN			30	190	30	81
Pflicht	Einspeisung 30%	RM_EIN			30	190	30	82
Pflicht	Einspeisung 0%	RM_EIN			30	190	30	83
Optional	Einspeisung Sollwert	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	20
Optional	Einspeisung Sollwert (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	65
<b>Messwerterfassung/Ist-Einspeisung</b>								
Pflicht	Strom L1 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	10
Pflicht	Strom L2 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	11
Pflicht	Strom L3 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	12
Pflicht	Spannung L13 (DP 1)	[0 ... 120% U <sub>LL</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	2
Pflicht	Spannung L1E (DP 1)	[0 ... 120% U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	3
Pflicht	Spannung L2E (DP 1)	[0 ... 120% U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	4
Pflicht	Spannung L3E (DP 1)	[0 ... 120% U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	5
Pflicht	Wirkleistung (DP 1)	[±120% P <sub>AV</sub> ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	20
Pflicht	Blindleistung (DP 1)	[±50% Q/P <sub>inst</sub> ; Aufl. 1]		kvar	36	1	240	21
Pflicht > 1 MVA	P <sub>verfügbar, max</sub>	[0 ... 120% P <sub>inst</sub> ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	64
<b>Zusätzliche Datenpunkte für Speicher mit P<sub>Amax</sub> ≥ 135 kW</b>								
Pflicht	Begrenzung Einspeisung	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	26
Pflicht	Begrenzung Einspeisung (RM)	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	70
Pflicht	Begrenzung Bezug	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	27
Pflicht	Begrenzung Bezug (RM)	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	71
Pflicht	Ladezustand E <sub>ist</sub> /E <sub>inst</sub>	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	1	240	69
<b>Blindleistungsbereitstellung (siehe Kapitel 10.2.2.4 der Netzrichtlinie TEN zur Auswahl der umzusetzenden Bereitstellung)</b>								
<b>Verfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q(U)-Kennlinie EIN	BF_EIN			45	1	20	96
Pflicht	Q(U)-Kennlinie EIN	RM_EIN			30	1	30	96
Pflicht	Sollwert U <sub>Q0,ref</sub> /U <sub>c</sub>	[0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01]		-	50	1	20	23
Pflicht	RM Sollwert U <sub>Q0,ref</sub> /U <sub>c</sub>	[0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01]		-	36	1	240	67
<b>Verfahren b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q/P) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q(P)-Kennlinie EIN	BF_EIN			45	1	20	97
Pflicht	Q(P)-Kennlinie EIN	RM_EIN			30	1	30	97
<b>Verfahren c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q-Vorgabe EIN	BF_EIN			45	1	20	98
Pflicht	Q-Vorgabe EIN	RM_EIN			30	1	30	98
Pflicht	Sollwert Q <sub>ref</sub> /P <sub>binst</sub>	[-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01]		-	50	1	20	25
Pflicht	RM Sollwert Q <sub>ref</sub> /P <sub>binst</sub>	[-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01]		-	36	1	240	68

2) Sofern ein mittelspannungsseitiger Leistungsschalter vorhanden ist

Bereitstellung	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
<b>Verfahren d) Verschiebungsfaktor <math>\cos \varphi</math> gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ EIN	BF_EIN			45	1	20	99
Pflicht	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ EIN	RM_EIN			30	1	30	99
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,95 ind	BF_EIN			45	1	20	86
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,97 ind	BF_EIN			45	1	20	87
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,985 ind	BF_EIN			45	1	20	88
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,995 ind	BF_EIN			45	1	20	89
Pflicht	$\cos \varphi$ 1	BF_EIN			45	1	20	90
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,995 kap	BF_EIN			45	1	20	91
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,985 kap	BF_EIN			45	1	20	92
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,97 kap	BF_EIN			45	1	20	93
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,95 kap	BF_EIN			45	1	20	94
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,95 ind	RM_EIN			30	1	30	86
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,97 ind	RM_EIN			30	1	30	87
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,985 ind	RM_EIN			30	1	30	88
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,995 ind	RM_EIN			30	1	30	89
Pflicht	$\cos \varphi$ 1	RM_EIN			30	1	30	90
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,995 kap	RM_EIN			30	1	30	91
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,985 kap	RM_EIN			30	1	30	92
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,97 kap	RM_EIN			30	1	30	93
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,95 kap	RM_EIN			30	1	30	94

Zu Anhang C.4B

Eine Erzeugungsanlage (installierte Leistung > 100 kW) mit Verbraucher, ein Energieträger, z.B. Mittelspannungsverbraucher mit PV-Anlage.



Anmerkung: Die aufgeführte Grafik dient der vereinfachten Darstellung der Datenbereitstellung

## Informationsumfang und Adressierung

Bereitstellung	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1 low	IOA2 middle	IOA3 high
		high	low					
<b>Rückmeldung Schaltgeräte</b>								
Pflicht <sup>3</sup>	Leistungsschalter Q0	RM_EIN	RM_AUS		31	1	10	0
<b>Schutzmeldungen</b>								
Pflicht > 1 MVA	Schutzanregung	KOM	GEH		30	199	51	0
Pflicht > 1 MVA	Schutzauflösung QU	KOM	GEH		30	199	52	14
Pflicht > 1 MVA	Erdschluss vorwärts	KOM	GEH		30	199	53	0
Pflicht > 1 MVA	Fehler rückwärts	KOM	GEH		30	199	70	15
Pflicht > 1 MVA	Kurzschluss-Anzeiger	KOM	GEH		30	199	70	27
<b>Netzsicherheitsmanagement/Wirkleistungsbegrenzung</b>								
Pflicht	Einspeisung 100 %	BF_EIN			45	190	20	80
Pflicht	Einspeisung 60 %	BF_EIN			45	190	20	81
Pflicht	Einspeisung 30 %	BF_EIN			45	190	20	82
Pflicht	Einspeisung 0 %	BF_EIN			45	190	20	83
Pflicht	Einspeisung 100 %	RM_EIN			30	190	30	80
Pflicht	Einspeisung 60 %	RM_EIN			30	190	30	81
Pflicht	Einspeisung 30 %	RM_EIN			30	190	30	82
Pflicht	Einspeisung 0 %	RM_EIN			30	190	30	83
Optional	Einspeisung Sollwert	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	20
Optional	Einspeisung Sollwert (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	65
<b>Messwerterfassung/Ist-Einspeisung</b>								
Pflicht	Strom L1 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	10
Pflicht	Strom L2 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	11
Pflicht	Strom L3 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	12
Pflicht	Spannung L13 (DP 1)	[0 ... 120 % U <sub>LL</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	2
Pflicht	Spannung L1E (DP 1)	[0 ... 120 % U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	3
Pflicht	Spannung L2E (DP 1)	[0 ... 120 % U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	4
Pflicht	Spannung L3E (DP 1)	[0 ... 120 % U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	5
Pflicht	Wirkleistung (DP 1)	[±120 % P <sub>AV</sub> ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	20
Pflicht	Blindleistung (DP 1)	[±50 % Q/P <sub>inst</sub> ; Aufl. 1]		kvar	36	1	240	21
Pflicht	Wirkleistung (DP 2)	[±120 % P <sub>AV</sub> ; Aufl. 1]		kW	36	190	240	20
Pflicht	Blindleistung (DP 2)	[±50 % Q/P <sub>inst</sub> ; Aufl. 1]		kvar	36	190	240	21
Pflicht > 1 MVA	P <sub>verfügbar, max</sub>	[0 ... 120 % P <sub>inst</sub> ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	64
<b>Zusätzliche Datenpunkte für Speicher mit P<sub>Amax</sub> ≥ 135 kW</b>								
Pflicht	Begrenzung Einspeisung	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	26
Pflicht	Begrenzung Einspeisung (RM)	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	70
Pflicht	Begrenzung Bezug	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	27
Pflicht	Begrenzung Bezug (RM)	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	71
Pflicht	Ladezustand E <sub>ist</sub> /E <sub>inst</sub>	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	1	240	69
<b>Blindleistungsbereitstellung (siehe Kapitel 10.2.2.4 der Netzrichtlinie TEN zur Auswahl der umzusetzenden Bereitstellung)</b>								
<b>Verfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q(U)-Kennlinie EIN	BF_EIN			45	1	20	96
Pflicht	Q(U)-Kennlinie EIN	RM_EIN			30	1	30	96
Pflicht	Sollwert U <sub>Q0,ref</sub> /U <sub>c</sub>	[0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01]		-	50	1	20	23
Pflicht	RM Sollwert U <sub>Q0,ref</sub> /U <sub>c</sub>	[0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01]		-	36	1	240	67
<b>Verfahren b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q/P) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q(P)-Kennlinie EIN	BF_EIN			45	1	20	97
Pflicht	Q(P)-Kennlinie EIN	RM_EIN			30	1	30	97
<b>Verfahren c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q-Vorgabe EIN	BF_EIN			45	1	20	98
Pflicht	Q-Vorgabe EIN	RM_EIN			30	1	30	98
Pflicht	Sollwert Q <sub>ref</sub> /P <sub>binst</sub>	[-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01]		-	50	1	20	25
Pflicht	RM Sollwert Q <sub>ref</sub> /P <sub>binst</sub>	[-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01]		-	36	1	240	68

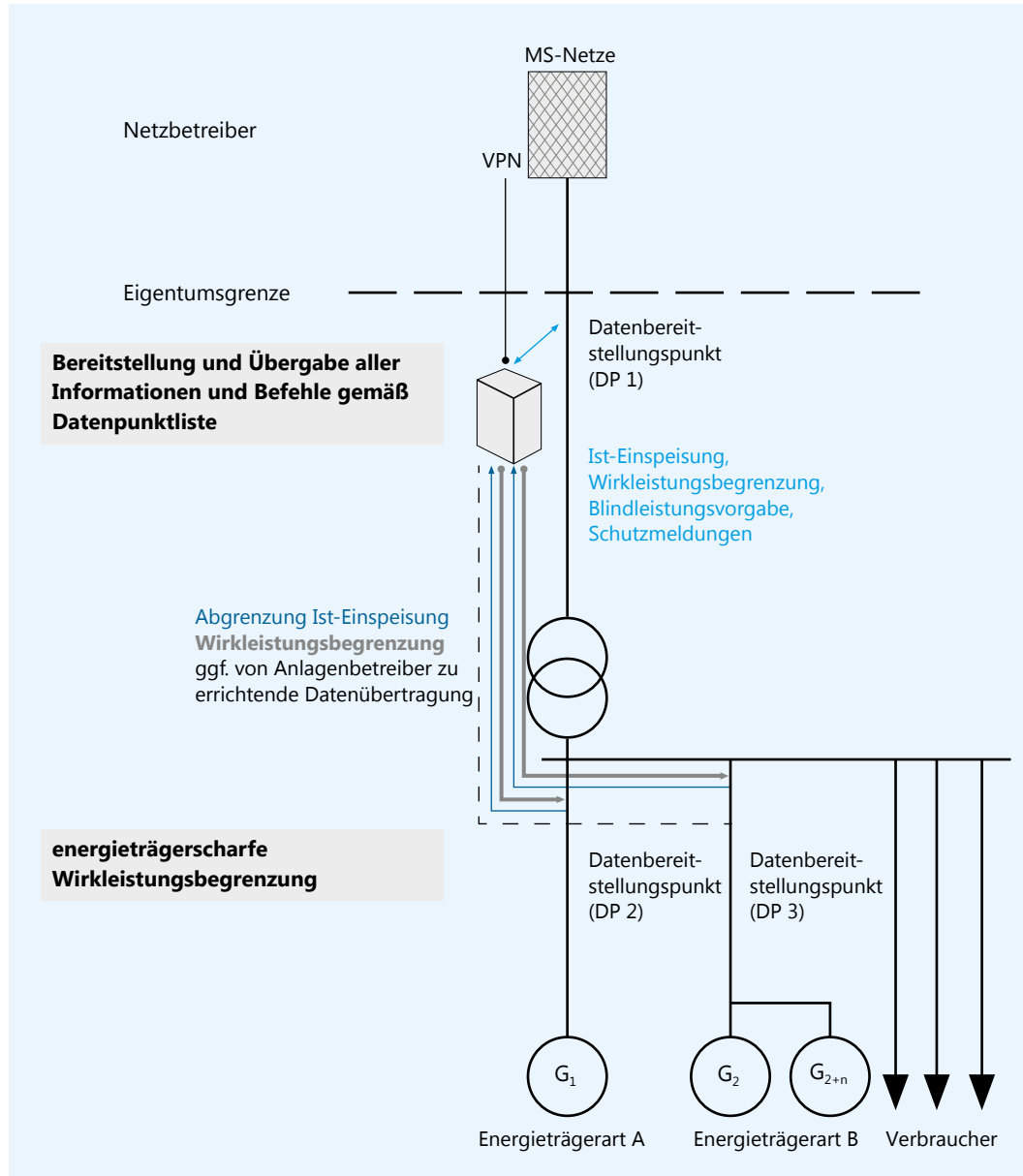
<sup>3</sup> Sofern ein mittelspannungsseitiger Leistungsschalter vorhanden ist.



Bereitstellung	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
<b>Verfahren d) Verschiebungsfaktor cos <math>\varphi</math> gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Verschiebungsfaktor cos $\varphi$ EIN	BF_EIN		45	1	20	99	
Pflicht	Verschiebungsfaktor cos $\varphi$ EIN	RM_EIN		30	1	30	99	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,95 ind	BF_EIN		45	1	20	86	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,97 ind	BF_EIN		45	1	20	87	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,985 ind	BF_EIN		45	1	20	88	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,995 ind	BF_EIN		45	1	20	89	
Pflicht	cos $\varphi$ 1	BF_EIN		45	1	20	90	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,995 kap	BF_EIN		45	1	20	91	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,985 kap	BF_EIN		45	1	20	92	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,97 kap	BF_EIN		45	1	20	93	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,95 kap	BF_EIN		45	1	20	94	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,95 ind	RM_EIN		30	1	30	86	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,97 ind	RM_EIN		30	1	30	87	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,985 ind	RM_EIN		30	1	30	88	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,995 ind	RM_EIN		30	1	30	89	
Pflicht	cos $\varphi$ 1	RM_EIN		30	1	30	90	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,995 kap	RM_EIN		30	1	30	91	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,985 kap	RM_EIN		30	1	30	92	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,97 kap	RM_EIN		30	1	30	93	
Pflicht	cos $\varphi$ 0,95 kap	RM_EIN		30	1	30	94	

Zu Anhang C.4C

Mehrere Erzeugungseinheiten (installierte Leistung > 100 kW) mit unterschiedlichen Energieträgern mit oder ohne Verbrauch, z. B. Mittelspannungsverbraucher mit PV- und Biogas-Anlage.



Anmerkung: Die aufgeführte Grafik dient der vereinfachten Darstellung der Datenbereitstellung

Informationsumfang und Adressierung

Bereitstellung	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1 low	IOA2 middle	IOA3 high
		high	low					
<b>Rückmeldung Schaltgeräte</b>								
Pflicht <sup>4</sup>	Leistungsschalter Q0	RM_EIN	RM_AUS		31	1	10	0
<b>Schutzmeldungen</b>								
Pflicht > 1 MVA	Schutzanregung	KOM	GEH		30	199	51	0
Pflicht > 1 MVA	Schutzauslösung QU	KOM	GEH		30	199	52	14
Pflicht > 1 MVA	Erdschluss vorwärts	KOM	GEH		30	199	53	0
Pflicht > 1 MVA	Fehler rückwärts	KOM	GEH		30	199	70	15
Pflicht > 1 MVA	Kurzschluss-Anzeiger	KOM	GEH		30	199	70	27
<b>Netzsicherheitsmanagement/Wirkleistungsbegrenzung</b>								
Pflicht	Einspeisung A 100%	BF_EIN			45	190	20	80
Pflicht	Einspeisung A 60%	BF_EIN			45	190	20	81
Pflicht	Einspeisung A 30%	BF_EIN			45	190	20	82
Pflicht	Einspeisung A 0%	BF_EIN			45	190	20	83
Pflicht	Einspeisung A 100%	RM_EIN			30	190	30	80
Pflicht	Einspeisung A 60%	RM_EIN			30	190	30	81
Pflicht	Einspeisung A 30%	RM_EIN			30	190	30	82
Pflicht	Einspeisung A 0%	RM_EIN			30	190	30	83
Pflicht	Einspeisung B 100%	BF_EIN			45	191	20	80
Pflicht	Einspeisung B 60%	BF_EIN			45	191	20	81
Pflicht	Einspeisung B 30%	BF_EIN			45	191	20	82
Pflicht	Einspeisung B 0%	BF_EIN			45	191	20	83
Pflicht	Einspeisung B 100%	RM_EIN			30	191	30	80
Pflicht	Einspeisung B 60%	RM_EIN			30	191	30	81
Pflicht	Einspeisung B 30%	RM_EIN			30	191	30	82
Pflicht	Einspeisung B 0%	RM_EIN			30	191	30	83
Optional	Einspeisung A Sollwert	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	20
Optional	Einspeisung A Sollwert (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	65
Optional	Einspeisung B Sollwert	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	191	20	20
Optional	Einspeisung B Sollwert (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	191	240	65
<b>Messwerterfassung/Ist-Einspeisung</b>								
Pflicht	Strom L1 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	10
Pflicht	Strom L2 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	11
Pflicht	Strom L3 (DP 1)	[0 ... 2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	12
Pflicht	Spannung L13 (DP 1)	[0 ... 120% U <sub>LL</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	2
Pflicht	Spannung L1E (DP 1)	[0 ... 120% U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	3
Pflicht	Spannung L2E (DP 1)	[0 ... 120% U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	4
Pflicht	Spannung L3E (DP 1)	[0 ... 120% U <sub>LE</sub> ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	5
Pflicht	Wirkleistung (DP 1)	[±120% P <sub>AV</sub> ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	20
Pflicht	Blindleistung (DP 1)	[±50% Q/P <sub>inst</sub> ; Aufl. 1]		kvar	36	1	240	21
Pflicht	Wirkleistung (DP 2)	[±120% P <sub>AV</sub> ; Aufl. 1]		kW	36	190	240	20
Pflicht	Blindleistung (DP 2)	[±50% Q/P <sub>inst</sub> ; Aufl. 1]		kvar	36	190	240	21
Pflicht > 1 MVA	P <sub>verfügbar, max</sub>	[0 ... 120% P <sub>inst</sub> ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	64
<b>Zusätzliche Datenpunkte für Speicher mit P<sub>Amax</sub> ≥ 135 kW</b>								
Pflicht	Begrenzung Einspeisung	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	26
Pflicht	Begrenzung Einspeisung (RM)	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	70
Pflicht	Begrenzung Bezug	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	27
Pflicht	Begrenzung Bezug (RM)	[-100 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	71
Pflicht	Ladezustand E <sub>ist</sub> /E <sub>inst</sub>	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	1	240	69
<b>Blindleistungsbereitstellung (siehe Kapitel 10.2.2.4 der Netzrichtlinie TEN zur Auswahl der umzusetzenden Bereitstellung)</b>								
<b>Verfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q(U)-Kennlinie EIN	BF_EIN			45	1	20	96
Pflicht	Q(U)-Kennlinie EIN	RM_EIN			30	1	30	96
Pflicht	Sollwert U <sub>Q0,ref</sub> /U <sub>c</sub>	[0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01]		-	50	1	20	23
Pflicht	RM Sollwert U <sub>Q0,ref</sub> /U <sub>c</sub>	[0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01]		-	36	1	240	67
<b>Verfahren b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q/P) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q(P)-Kennlinie EIN	BF_EIN			45	1	20	97
Pflicht	Q(P)-Kennlinie EIN	RM_EIN			30	1	30	97

4 Sofern ein mittelspannungsseitiger Leistungsschalter vorhanden ist.

Bereitstellung	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
<b>Verfahren c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Q-Vorgabe EIN	BF_EIN			45	1	20	98
Pflicht	Q-Vorgabe EIN	RM_EIN			30	1	30	98
Pflicht	Sollwert $Q_{ref}/P_{binst}$	[-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01]		-	50	1	20	25
Pflicht	RM Sollwert $Q_{ref}/P_{binst}$	[-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01]		-	36	1	240	68
<b>Verfahren d) Verschiebungsfaktor <math>\cos \varphi</math> gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110</b>								
Pflicht	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ EIN	BF_EIN			45	1	20	99
Pflicht	Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ EIN	RM_EIN			30	1	30	99
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,95 ind	BF_EIN			45	1	20	86
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,97 ind	BF_EIN			45	1	20	87
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,985 ind	BF_EIN			45	1	20	88
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,995 ind	BF_EIN			45	1	20	89
Pflicht	$\cos \varphi$ 1	BF_EIN			45	1	20	90
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,995 kap	BF_EIN			45	1	20	91
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,985 kap	BF_EIN			45	1	20	92
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,97 kap	BF_EIN			45	1	20	93
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,95 kap	BF_EIN			45	1	20	94
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,95 ind	RM_EIN			30	1	30	86
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,97 ind	RM_EIN			30	1	30	87
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,985 ind	RM_EIN			30	1	30	88
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,995 ind	RM_EIN			30	1	30	89
Pflicht	$\cos \varphi$ 1	RM_EIN			30	1	30	90
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,995 kap	RM_EIN			30	1	30	91
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,985 kap	RM_EIN			30	1	30	92
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,97 kap	RM_EIN			30	1	30	93
Pflicht	$\cos \varphi$ 0,95 kap	RM_EIN			30	1	30	94

Zu Anhang D der VDE-AR-N 4110

## Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse

Es gelten die Standard-TEN-Anschlusslösungen. Die jeweiligen Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse sind auf dem Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.thueringer-energienetze.com> als separates PDF-Dokument veröffentlicht.

- NS.01: Übergabestation, NS-Verrechnungsmessung, ein Trafo bis 1250 kVA
- MS.01: Übergabestation mit einem MS-Kabelanschluss, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo bis 1250 kVA
- MS.02: Übergabestation mit einem MS-Kabelanschluss, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo größer 1250 kVA
- MS.03: Übergabestation, Einschleifung, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo bis 1250 kVA
- MS.04: Übergabestation, Einschleifung, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo größer 1250 kVA
- MS.05: Übergabestation mit einem MS-Kabelanschluss, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo größer 1250 kVA, übergeordneter Entkopplungsschutz wirkt auf den MS-Leistungsschalter
- MS.06: Übergabestation, Einschleifung, MS-Verrechnungsmessung, mehrere Trafos, ausgelagerte Netze oder Unterstationen

**Zu Anhang E der VDE-AR-N 4110**

## Vordrucke

Abweichend von den in der VDE-AR-N-4110 im „Anhang E“ zur Verfügung gestellten Formularen stellt der Netzbetreiber eigene Formulare zum Download unter <https://www.thueringer-energienetze.com> bereit. Eine Übersicht ist in Tabelle 1 zu Kapitel 4 dieser Netzrichtlinie eingefügt.

## Anhänge zur Netzrichtlinie

### Anhang A: Geeignete VPN-Router

Übertragungstechnologie			Hersteller/Typ
LAN to LAN <sup>5</sup>	DSL	LTE	
x			Lucom XR5i v2E
x			Lucom SmartFlex ERT
x		x	Lucom LR77 v2B
x		x	Lucom LR77 v2F
x		x	Lucom LR77 v2L
x		x	Lucom SmartFlex LTE
x	x		bintec elmeg RS353j
x	x		bintec elmeg RS353jv
x	x		Mulogic RSA-4122
x	x	x	Mulogic RSA-4122W4
x	x		Mulogic RSA-4222
x	x	x	Mulogic RSA-4222W4
x			MC Technologies MC LR
x		x	MC Technologies MC MRL

**Anhang B: Betriebsmittelkennzeichen für die Planung von Sekundäranlagen**

Kennzeichen	Erklärung
-A400	Meldeeinrichtung
-F5F	Spannungswandler-Sicherung für Schutz
-F5LE	Spannungswandler-Sicherung für en-Wicklung
-F5N	Spannungswandler-Sicherung für Messung
-F100	Sicherung für LS-Antrieb
-F101	Sicherung für Trennerantrieb
-F200	Sicherung für LS-Steuerung AUS 1
-F201	Sicherung für Trennersteuerung
-F203	Sicherung für Feldleitgerät
-F204	Sicherung für LS-Steuerung AUS 2
-F301	Distanzschutz
-F301A	Integrierte Distanzschutz- und Steuereinheit
-F301F	Sicherung für Distanzschutz
-F302	Erdschlussrichtungsschutz
-F311	Überstromzeitschutz
-F311A	Integrierte Überstromzeitschutz- und Steuereinheit
-F311F	Sicherung für Überstromzeitschutz
-F312	Überstromrichtungszeitschutz
-F312A	Integrierte Überstromrichtungszeitschutz- und Steuereinheit
-F312F	Sicherung für Überstromrichtungszeitschutz
-F331F	Sicherung für Buchholz AUS
-F400	Sicherung Meldespannung
-H400	Leuchtmelder ALARM
-K301A	Zwischenrelais AUS vom Distanzschutz
-K301E	Zwischenrelais EIN vom Distanzschutz
-K311	Zwischenrelais AUS vom Überstromzeitschutz
-P1	Strommesser im Abgang
-P5	Spannungsmesser im Abgang
-P200	Drucküberwachung für Gasräume (nur Anzeiger)
-R5	Kippschwingungsdämpfer im Abgang
-S905	Umschalter ORT/FERN
-U1	Messwertumformer I
-U5	Messwertumformer U
-U5L13	Messwertumformer U13
-U5LE	Messwertumformer Uo
-X100	Klemmenleiste für Eigenbedarf
-X200	Klemmenleiste für Steuerung
-X300	Klemmenleiste für Schutz allg.
-X301	Klemmenleiste für Distanzschutz
-X301P	Prüfsteckleiste für Distanzschutz
-X301E	Prüfsteckleiste für interne Erdschlussrichtung im MS-Distanzschutz
-X302P	Prüfsteckleiste für Erdschlussrichtungsrelais
-X311	Klemmenleiste für Überstromzeitschutz
-X311P	Prüfsteckleiste für Überstromzeitschutz
-X400	Klemmenleiste für Meldung
-X601	Klemmenleiste für Stromwandler 1. Kreis
-X602	Klemmenleiste für Stromwandler 2. Kreis (2. Abgang)
-X610	Klemmenleiste für Kern 1
-X620	Klemmenleiste für Kern 2
-X630	Klemmenleiste für Kern 3
-X640	Klemmenleiste für Kern 4
-X701	Klemmenleiste für Spannungswandler 1. Kreis
-X702	Klemmenleiste für Spannungswandler 2. Kreis (2. Abgang)
-X710	Klemmenleiste für Spannungswandler 1. Mess-Wicklung
-X720	Klemmenleiste für Spannungswandler 2. Mess- o. en-Wicklung
-X730	Klemmenleiste für Spannungswandler 3. Mess- o. en-Wicklung
-X711	Klemmenleiste für Spannungswandler 1. Kreis nach Sicherung
-X712	Klemmenleiste nach weiterer Sicherung
-X721	Klemmenleiste für Spannungswandler 2. Kreis nach Sicherung
-X731	Klemmenleiste für Spannungswandler 3. Kreis nach Sicherung
-Y1	AUS-Spule 1 am Leistungsschalter
-Y2	AUS-Spule 2 am Leistungsschalter
-Y4	EIN-Spule am Leistungsschalter



## Inkrafttreten

Dieses Dokument erhält mit Inkrafttreten der VDE-AR-N 4110 (TAR Mittelspannung) seine Gültigkeit. Die Einführungs- und Übergangsfrist besteht bis 27. April 2019.

## Versionsverwaltung

Version	Datum	Änderung	Verfasser
V1.0	2019-01-09	Erstveröffentlichung	Weber / BF3
V1.1	2019-02-04	Vorgabe Kennlinie Q(P); Anpassung Datenpunktlisten C.4A-C.4C	Weber / BF3