



Netzrichtlinie

**Netzbetreiber-Anforderungen zu „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)“
Stand: 12/2024**

Inhalt

| | |
|---|----|
| Ziel | 3 |
| Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110 | |
| Normative Verweisungen | 3 |
| Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110 | |
| Begriffe und Abkürzungen | 3 |
| Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110 | |
| Allgemeine Grundsätze | 4 |
| Zu 4.2 – Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen | 4 |
| Zu 4.4 – Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage | 5 |
| Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110 | |
| Netzanschluss | 6 |
| Zu 5.1 – Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes | 6 |
| Zu 5.2 – Bemessung der Netzbetriebsmittel | 6 |
| Zu 5.3 – Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt | 6 |
| Zu 5.4 – Netzurückwirkungen | 6 |
| Zu 5.5 – Blindleistungsverhalten | 6 |
| Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110 | |
| Übergabestationen | 7 |
| Zu 6.1 – Baulicher Teil | 7 |
| Zu 6.2 – Elektrischer Teil | 8 |
| Zu 6.3 – Sekundärtechnik | 12 |
| Zu 6.4 – Störschreiber | 19 |
| Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110 | |
| Abrechnungsmessung | 20 |
| Zu 7.1 – Allgemeines | 20 |
| Zu 7.2 – Zählerplatz | 20 |
| Zu 7.5 – Messwandler | 20 |
| Zu 7.7 – Spannungsebene der Abrechnungsmessung | 21 |
| Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110 | |
| Betrieb der Kundenanlage | 22 |
| Zu 8.2 – Netzführung | 22 |
| Zu 8.5 – Bedienung vor Ort | 22 |
| Zu 8.6 – Instandhaltung | 23 |
| Zu 8.8 – Betrieb bei Störungen | 23 |
| Zu 8.11 – Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge | 23 |
| Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110 | |
| Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage | 25 |
| Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N 4110 | |
| Erzeugungsanlagen | 25 |
| Zu 10.1 – Allgemeines | 25 |
| Zu 10.2 – Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz | 25 |
| Zu 10.3 – Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen | 33 |
| Zu 10.6 – Modelle | 35 |
| Zu Anhang C.4 der VDE-AR-N 4110 | |
| Prozessdatenumfang | 36 |
| Zu Anhang C.4A | 36 |
| Zu Anhang C.4B | 39 |
| Zu Anhang C.4C | 42 |
| Zu Anhang D der VDE-AR-N 4110 | |
| Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse | 45 |
| Zu Anhang E der VDE-AR-N 4110 | |
| Vordrucke | 45 |
| Anhänge zur Netzrichtlinie | 45 |
| Inkrafttreten | 47 |
| Versionsverwaltung | 47 |

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 Stadtwerke Jena Netze GmbH 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

- Technische Spezifikation – Prüfstecksysteme für Schutzeinrichtungen (VDE BV Dresden)
- Anwendungshilfe – Technische Richtlinie Direkt- und Wandlermessungen im Niederspannungsnetz (BDEW-Landesgruppe Mitteldeutschland)

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.

Netzbetreiber

Stadtwerke Jena Netze GmbH

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 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 bereit unter:

<https://www.stadtwerke-jena-netze.de/kunden/netzanschluss/strom-netzanschluss/mittelspannungs-netzanschluss>

<https://www.stadtwerke-jena-netze.de/kunden/formulare>

(Tabelle 1: Übersicht – Anschlussrelevante Unterlagen)

| VDE-AR-N 4110 | Netzbetreiber |
|---|---|
| E1 Antragstellung | Formular „Anmeldung zum Anschluss (Strom)“ bzw. Dateneingabe im Anschlussportal |
| E2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen | Keine separate Netzbetreibervorgabe |
| E3 Netzanschlussplanung | Keine separate Netzbetreibervorgabe |
| E4 Errichtungsplanung | Keine separate Netzbetreibervorgabe |
| E5 Inbetriebsetzungsauftrag | Keine separate Netzbetreibervorgabe |
| E6 Erdungsprotokoll | Keine separate Netzbetreibervorgabe |
| E7 Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestation | Keine separate Netzbetreibervorgabe |
| E8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung | Keine separate Netzbetreibervorgabe ergänzend das Datenerfassungsblatt Photovoltaikanlagen oder Datenerfassungsblatt Erzeugungsanlage (BHKW, Wind, Wasser, ...) |
| E9 Netzbetreiberabfragebogen | Keine separate Netzbetreibervorgabe |
| E10 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher | Keine separate Netzbetreibervorgabe ergänzend die Fertigmeldung auf der Anmeldung zum Anschluss Strom |
| 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 <https://www.stadtwerke-jena-netze.de/kunden/netzanschluss/strom-einspeisung/leistungsreduzierung> aufgeführt.

Zu 4.4 – Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers ist das Vorhandensein eines Zweienergieerichtungszählers.

Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers nimmt der Anlagenerrichter im Beisein je eines Vertreters des Anlagenbetreibers und des Netzbetreibers vor.

Über die Inbetriebnahme ist durch den Anlagenerrichter ein Inbetriebsetzungsprotokoll anzufertigen. Die je nach Anschlussleistung zu verwendenden Dokumente sind im Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.stadtwerke-jena-netze.de/kunden/netzanschluss/strom-netzanschluss/mittelspannungs-netzanschluss> aufgeführt.

Mit dem unterschriebenen Inbetriebsetzungsprotokoll bestätigt der Anlagenbetreiber, dass die Erzeugungsanlage und/oder das Speichersystem nach den geltenden technischen Anschlussregeln (VDE-AR-N 4110) und den ergänzenden Netzbetreiber-Anforderungen errichtet wurde.

Das ausgefüllte Inbetriebsetzungsprotokoll ist in zweifacher Ausfertigung zu unterschreiben. Ein Exemplar verbleibt beim Anlagenbetreiber und ist zum Nachweis der durchgeführten Prüfungen aufzubewahren. Das zweite Exemplar ist dem Netzbetreiber auszuhändigen.

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 – Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt

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, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Eigenbedarf sind die Netzbetreiber-Vorgaben nach Kapitel 10.2.2.4 dieser Netzrichtlinie zu berücksichtigen.

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. Es sind ausschließlich Betriebsmittel mit einer Nennspannung von 20 kV einzusetzen, auch wenn die aktuelle Betriebsspannung nach unten abweicht.

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 (insbesondere dem VPN-Router für die Fernwirkkopplung). 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 Aus-treten 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. Die Netzanschlusskabel führen grundsätzlich direkt in den Schaltanlagenraum oder in den Kabelkeller des Schaltanlagenraumes, der sich unmittelbar hinter der Außenwand befindet. Andere Räume sind nicht zu durchqueren.

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. 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 Sicherheits-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 Netzennennspannung 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 mm², mit Erdungsseil 25 mm² in Kupfer

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 der Stadtwerke Jena Netze GmbH 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 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 sicht- 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 Zählernummer 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 A 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.

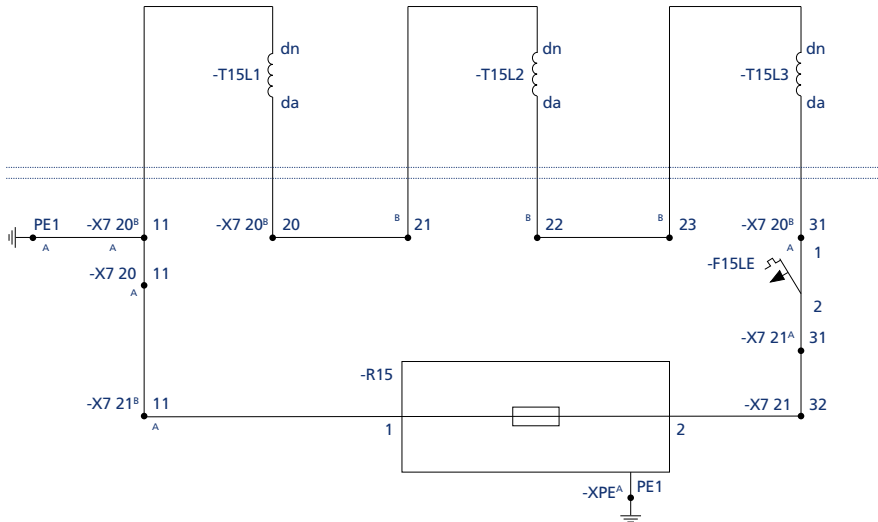
Stromwandler für Schutzzwecke

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 Erdschlusshilfswicklung 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 Erdschlusshilfswicklung muss mit einem Widerstand 25 Ω , 6 A, mindestens 500 VA bedämpft werden, um Kippschwingungen zu verhindern. Die Sekundärverdrahtung der Spannungswandler bis zum Spannungswandlerautomat muss mit einer NSGAFÖU-Leitung (Mindestquerschnitt 2,5 mm²) realisiert werden. Alternativ können Spannungswandler-Ersatzsysteme verwendet werden, sofern die geforderte Klassengenauigkeit von konventionellen Spannungswandlern nicht überschritten wird.

Zu 6.2.4 – Erdungsanlage

Der Gesamterdungswiderstand muss an gut zugänglicher Stelle zwischen Erder und Haupterdungsschiene gemessen werden können und darf 2,0 Ω 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 einen Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung hat und die Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart $P \geq 100$ 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. Dieser Standardinformationsumfang stellt lediglich ein Muster dar und ist informativ für die Projektierung der Fernwirkankopplung zu betrachten. Der tatsächlich zu übertragende Datenumfang an die netzführende Stelle wird dem Kunden zusammen mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

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. Weitere Informationen und das Formular sind im Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.stadtwerke-jena-netze.de/kunden/netzanschluss/strom-netzanschluss/mittelspannungs-netzanschluss> aufgeführt.

Werden beim Bit- und Fernwirktest mit dem Netzbetreiber Datenpunkte aus der anlagenspezifisch umzusetzenden Datenpunktliste (Anlage zum Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung) nicht erfüllt, wird der Test mit Mängelanzeige und Fristsetzung zur Abstellung abgebrochen. Nachfolgende Fernwirktests mit dem Netzbetreiber sind kostenpflichtig und werden dem Kunden gesondert in Rechnung gestellt.

Gültig für alle anderen Kundenanlagen

Grundsätzlich kann der Netzbetreiber bei netztechnischer Notwendigkeit die Integration der Kundenanlage in die Fernsteuerung verlangen.

Kundenanlagen mit spezifischer Verwendung (bspw. mit ausschließlichem Bezug, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, etc.) unterliegen besonderen Anforderungen an die Informationsbereitstellung an die netzführende Stelle des Netzbetreibers. Eine Abstimmung hierzu erfolgt projektbezogen in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber.

Allgemeine Umsetzung

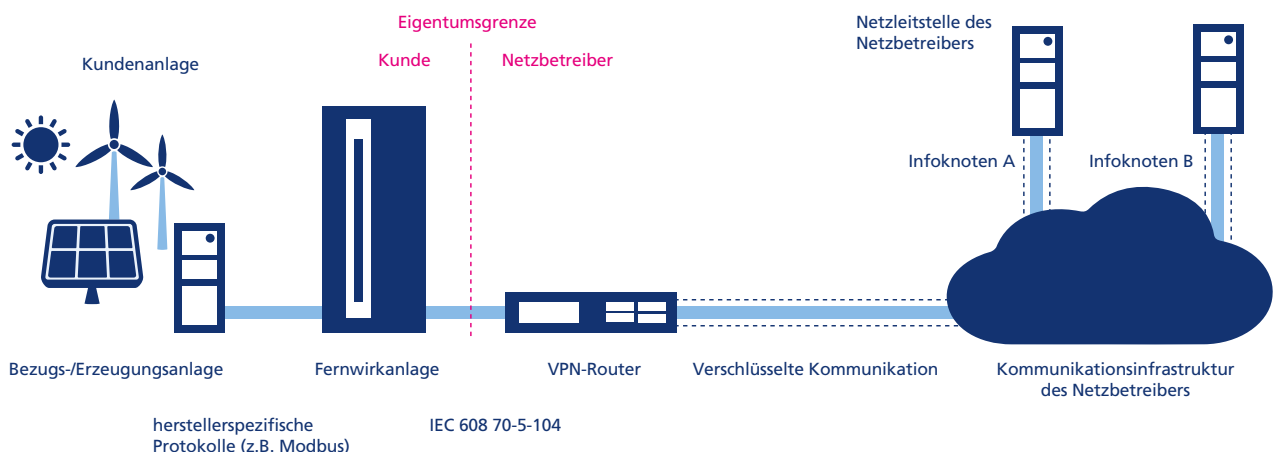
Für die Errichtung, Änderung und den Unterhalt der Fernwirkankopplung ist der Kunde verantwortlich. Die hierfür entstehenden fixen und variablen Kosten sind von ihm zu tragen.

Die Umsetzung erfolgt durch eine Fernwirkankopplung nach internationalem Standard IEC 60870-5-104 auf Basis einer verschlüsselten VPN-Verbindung. Hierzu stellt der Netzbetreiber die notwendige Kommunikationstechnik (VPN-Router inkl. Antenne) zur Verfügung. Der Platzbedarf für die beigestellten Komponenten des Netzbetreibers ist vom Kunden unentgeltlich zur Verfügung zu stellen. Dieser beträgt max. 80 x 145 x 95 mm (B x H x T). Die beigestellten Komponenten sind durch den Kunden in der Kundenanlage zu implementieren, vorzugsweise auf einer vorhandenen DIN-Hutschiene in unmittelbarer Nähe der kundeneigenen Fernwirktechnik. Zur Installation der beigestellten Außenantenne ist eine entsprechende Durchführung für das Antennenkabel nahe der Fernwirktechnik des Kunden zu realisieren. Die Durchführung ist geeignet zu verschließen, sodass eine einfache Öffnung möglich ist. Die gesicherte Hilfsenergie für den VPN-Router des Netzbetreibers ist durch den Kunden unentgeltlich bereitzustellen. Hierfür ist eine Leistung von 15 Watt @ 24 V DC bei der Dimensionierung der netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung des Kunden zu berücksichtigen.

Die Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Kunde ist hierbei der Netzwerkanschluss (RJ45 Port) am VPN-Router des Netzbetreibers.

Die Fernwirkanlage sowie nachgelagerte Komponenten (z.B. EZA-Regler, Messwertumformer, etc.) sind als Bestandteil der Kundenanlage durch den Kunden bereitzustellen.

(Abbildung 2: Komponenten Fernwirkankopplung)



Die Fernwirkanlage des Kunden muss mit zwei Gegenstellen (Infoknoten Netzleitstelle des Netzbetreibers) 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 erfolgt in der anschlussnehmereigenen (Übergabe-) Transformatorstation oder in einem gesonderten Bereich, gemeinsam mit den Mess- und Steuereinrichtungen. Sämtliche Komponenten müssen vor Schmutz-, Witterungs- und Temperatureinflüssen sowie gegen mechanische Beschädigungen geschützt sein. Die Herstellervorgaben sind zu beachten.

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/Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge:

- 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)
- Mindest-Bezug bzw. Mindest-Rückspeisung (nur für Speicher mit $P_{Amax} \geq 135 \text{ kW}$)

Für Erzeugungsanlagen/Speicher gilt:

Die Schutzmeldungen nach Anhang C.4A bis C.4C sind abhängig von der Anlagenkonstellation zu erbringen und werden dem Kunden über den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

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. Das Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage oder bei Kommunikationsstörung wird dem Kunden über den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt. Dies gilt ebenso für das Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE.

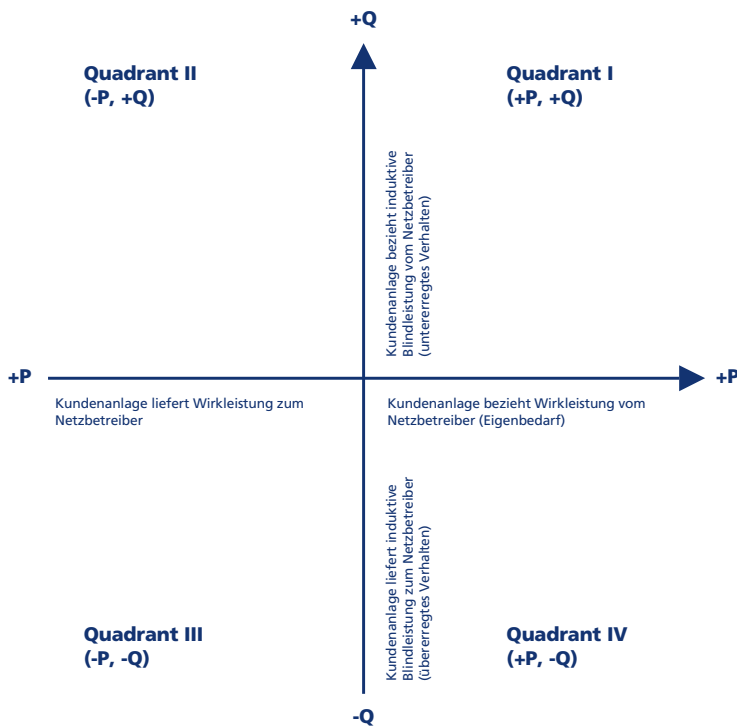
Die Grundeinstellungen für den Erstanlauf der Fernwirkanlage sind:

- Wirkleistungsbegrenzung – 100 % Wirkleistungsabgabe
- Blindleistungsvorgabe bei Anschluss im Mittelspannungsnetz – Q(P)-Kennlinie
- Blindleistungsvorgabe bei UW-Direktanschluss – $Q = 0 \text{ kvar}$

Ist-Einspeisewerterfassung bei Erzeugungsanlagen/Speichern Allgemein

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

(Abbildung 3: Verbraucherzählpfeilsystem)



Messwerterfassung/Genauigkeitsanforderungen

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 unaufgefordert nachzuweisen.

Die Messkerne und Messwicklungen, die für die Übertragung der Datenbereitstellungspunkte 1 bis 3 verantwortlich sind, müssen bei Erzeugungsanlagen mit $SA \leq 1$ MVA mindestens der Genauigkeitsklasse 0,5 entsprechen. Bei Anschlusscheinleistungen der Kundenanlage $SA > 1$ MVA ist eine Mindestanforderung der Genauigkeitsklasse 0,2 zwingend erforderlich.

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 Fernwirkchnittstelle 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 zum 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 Beispiel 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 (vgl. Beispiel C.4B)
- beim Vorhandensein von Erzeugungseinheiten mit unterschiedlichen Energieträgern (vgl. Beispiel 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 Fernwirkankopplung 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.

Wandlerstromgespeiste Schutzgeräte und zugehörige Kondensatorspeicher sind ausschließlich bei reinen Bezugsanlagen zulässig, sofern diese nicht an der Fernwirkankopplung beteiligt sind. Bei Erzeugungsanlagen, Speichern oder Mischanlagen sind Schutzgeräte mit einer netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung notwendig.

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 Spannungswandlerringe werden dreipolige Leitungsschutzschalter mit Meldekontakten eingesetzt. Der Erdschluss-Hilfswicklung 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 | 021L1-3 | Sollspannung für Messung |
| -F5LE | B 6A | 027L1 | U0-Spannung für unselektive Erdschlusserfassung |

Zu 6.3.4 – Schutzeinrichtungen

Zu 6.3.4.3 – Kurzschlusschutzeinrichtungen 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.

Die Schutzmeldungen Schutzanregung,

- Schutzauslösung Allgemein,
- Schutzauslösung QU (Systemschutz) und
- Fehler rückwärts (Fehler Richtung Sammelschiene)

sind über die Fernwirkkopplung des Kunden zu übertragen.

Sofern nach Kapitel 6.2.2.1 dieser Netzrichtlinie eine Erdschlusserfassung erforderlich wird, ist die Meldung „Erdschluss vorwärts“ (Richtung Erzeugungsanlage) fernzumelden.

Für Kundenanlagen mit Anschluss über eine Sicherungs-Lasttrennschalter-Kombination ist neben der Stellungsmeldung auch die Meldung „Schutzauslösung HSI“ (Auslösung Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherung) aufzubereiten und über die Fernwirkankopplung des Kunden fernzumelden. Die Primär-Schaltanlage ist hierfür mit den notwendigen Meldekontakten auszustatten.

Sind Kurzschlussrichtungsanzeiger im Netzbetreiber-Teil zum Detektieren des Fehlerortes installiert (vgl. Beispiel Anhang D/MS.03), müssen die feldbezogenen Meldungen

- Kurzschluss vorwärts (Richtung Leitung),
- Kurzschluss rückwärts (Richtung Sammelschiene),
- Erdschluss vorwärts (Richtung Leitung) und
- Erdschluss rückwärts (Richtung Sammelschiene)

über die Fernwirkankopplung des Kunden übertragen werden.

Der tatsächlich zu übertragende Meldungsumfang zur netzführenden Stelle wird dem Kunden mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

Hinweis:

Im Netzbetreiber-Teil werden i.d.R. Kurzschluss-Anzeiger vom Typ IKI 23 der Firma Kries eingesetzt. Die feldbezogenen Meldungen sind über die jeweiligen potentialfreien Kontakte zur Fernwirkanlage des Kunden zu verdrahten.

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 mm² 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 Entkupplungsschutz 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.

Abrechnungsmessung

Zu 7.1 – Allgemeines

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

Zu 7.2 – Zählerplatz

Die Anzahl und Anordnung der Zählerfelder sind der „Anwendungshilfe – Technische Richtlinie Direkt- und Wandlermessungen im Niederspannungsnetz“ (BDEW-Landesgruppe Mitteldeutschland) 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 Isoliermontageplatte wird der freie Messplatz auf der Isoliermontageplatte und der netzseitige Anschlussraum als Raum für Zusatzanwendungen sowie Raum für APZ verwendet.

Zu 7.5 – Messwandler

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

Grundsätzlich werden vom Netzbetreiber nur Strom- und Spannungswandler mit Verrechnungswicklungen 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 Entkupplungsschutz von Erzeugungsanlagen nicht spannungslos geschaltet wird. Dies wird dadurch erreicht, dass der Entkupplungsschutz entweder

- a) niederspannungsseitig auf das Schaltgerät hinter dem Messabgriff wirkt oder
- b) bei Wirkung des Entkupplungsschutzes auf den Mittelspannungsleistungsschalter dieser, vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen, hinter der Messung angeordnet ist (siehe z. B. Anlage D MS.06).

Im Netzgebiet der Stadtwerke Jena Netze sind Kippschwingungsdämpfer zu verwenden. Die Verschaltung der Erdschlusshilfswicklungen ist dem Kapitel „Zu 6.2.2.7 – Wandler“ entnehmen. Die Auslösung sämtlicher Sicherungsautomaten ist zu überwachen.

Für Zählungen in der Mittelspannung werden getrennte Wandlerklemmen- und Sicherungskästen für Messung und Schutz in der Niederspannungsnische über dem Messfeld oder in einem separaten Gehäuse in der unmittelbaren Nähe des Messfelds montiert. In diesen Zwischenklemmkästen sind drei Spannungspfadsicherungen D01 10 A oder ein Spannungswandlerschutzschalter sowie Zwischenklemmen mit Kurzschlussmöglichkeit für die Strompfade auf einer Hutschiene zu montieren.

Die Ausführung der Sekundärverdrahtung ist den weiterführenden Anforderungen an Messeinrichtungen im Elektrizitätsnetz der Stadtwerke Jena Netze zu entnehmen.

Zu 7.7 – Spannungsebene der Abrechnungsmessung

Die Abrechnungsmessung ist grundsätzlich mittelspannungsseitig auszuführen. Abweichungen hiervon sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

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 Stadtwerke Jena Netze (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 Stadtwerke Jena Netze 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 Stadtwerke Jena Netze 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 Wiederausaltung erst nach Erlaubnis der Netzleitstelle der Stadtwerke Jena Netze erfolgen.

Freischaltungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit der Stadtwerke Jena Netze. Dazu ist die Schaltung 10 Werkzeuge 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 Beauftragte 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 umzusetzen. 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 Stadtwerke Jena Netze erfolgen.

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

Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind ab einer vereinbarten Anschlussleistung $P_{AV} \geq 135 \text{ kW}$ mit einer Fernwirkkopplung, insbesondere zur Blindleistungssteuerung und Wirkleistungsbegrenzung, auszustatten. Für die Errichtung, Änderung und den Unterhalt der Fernwirkkopplung ist der Kunde verantwortlich. Die grundsätzliche Ausführung erfolgt nach Kapitel 6.3.2 dieser Netzrichtlinie. Der Netzbetreiber gibt mittels Fernwirksignal eine Wirkleistungsbegrenzung in besonderen Netzzuständen vor.

Stellt der Kunde im Rahmen des Netzanschlussprozesses keine gegenteiligen Anforderungen, so wird der Anschluss grundsätzlich (n-0)-sicher ausgeführt. Das bedeutet, dass im Falle eines gestörten Netzes die Wirkleistung an der Kundenübergabestation durch den Netzbetreiber abgeregelt werden kann. Siehe Hinweise „zu 8.11.3“.

Die projektspezifischen Vorgaben sind beim Netzbetreiber abzufragen. Der zu übertragende Prozessdatenumfang wird durch den Netzbetreiber vorgegeben.

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

Für den Betriebsmodus „Energilieferung“ (Entladevorgang) sind die Blindleistungsverfahren nach 10.2.2.4 dieser Netzrichtlinie anzuwenden. Im Betriebsmodus „Energiebezug“ (Ladevorgang) ist eine Kennlinie „Blindleistung als Funktion der Wirkleistung – $Q(P)$ “ mit $Q/P_{AV} = 0$ umzusetzen.

Zu 8.11.3 – Wirkleistungsbegrenzung

Der Netzbetreiber gibt zur maximal möglichen Wirkleistungsabgabe bzw. Wirkleistungsbezug einen stufenlosen Sollwert (P/P_{AV}) in Abhängigkeit von der vereinbarten Anschlussleistung am Verknüpfungspunkt vor. Vorgegebene Sollwerte $< 10 \% P_{AV}$ müssen nicht umgesetzt werden. In diesem Fall ist ein Anfahren auf $10 \% P_{AV}$ ausreichend.

Die Signalisierung hat Priorität vor ggf. weiteren Fernsteuerungen. Sollte jedoch ein Signal der Wirkleistungsbegrenzung unterhalb der Anforderung des Netzbetreibers liegen, so ist dieses umzusetzen. Der empfangene Sollwert wird von der Anlagensteuerung entgegengenommen und über einen Messwert als Quittierung dem Netzbetreiber zurückübermittelt. Leistungsanpassungen durch Dritte werden nicht rückgemeldet.

Eine Wirkleistungsbegrenzung erfolgt nur bei Erfordernis im gestörtem Netzzustand.

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.

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 10.2.2 – Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

Zu 10.2.2.1 – Allgemeine Randbedingungen

Die Blindleistungsvorgaben sind im Allgemeinen am Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung zu erbringen. Hiervon abweichende Vorgaben werden dem Kunden mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

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 nach Netzanschluss – mindestens zwei Verfahren vom Netzbetreiber konkret vorgegeben. Die umzusetzenden Verfahren werden dem Kunden über den Netzbetreiber- Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

Erzeugungsanlagen mit Anschluss im Mittelspannungsnetz:

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

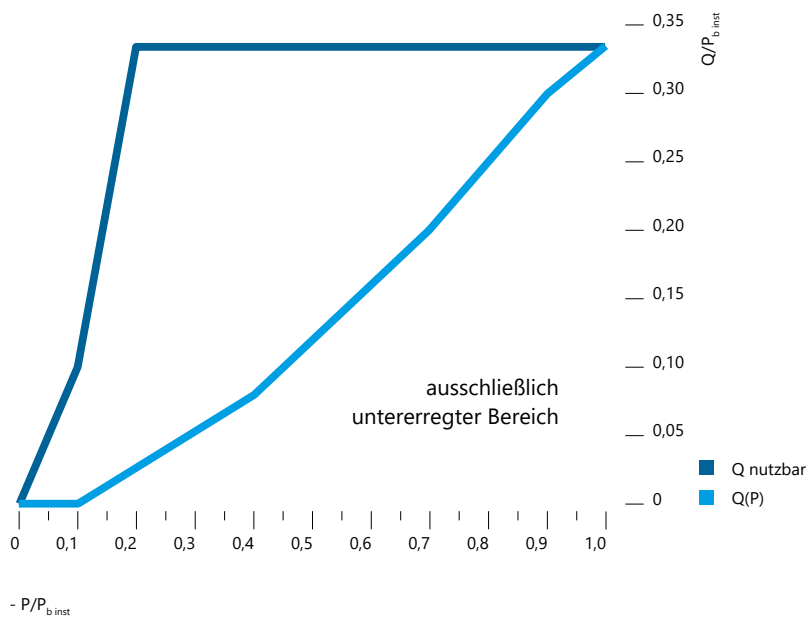
Dieses Verfahren ist die Standardeinstellung, eine Umschaltung auf Verfahren 2 erfolgt nur durch Fernwirkbefehl des Netzbetreibers. Die umzusetzenden Stützstellen sind nachfolgender Tabelle zu entnehmen.

(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)



Bei aktiver Kennlinie wird der Datenpunkt „Q(P)-Kennlinie EIN“ rückgemeldet.

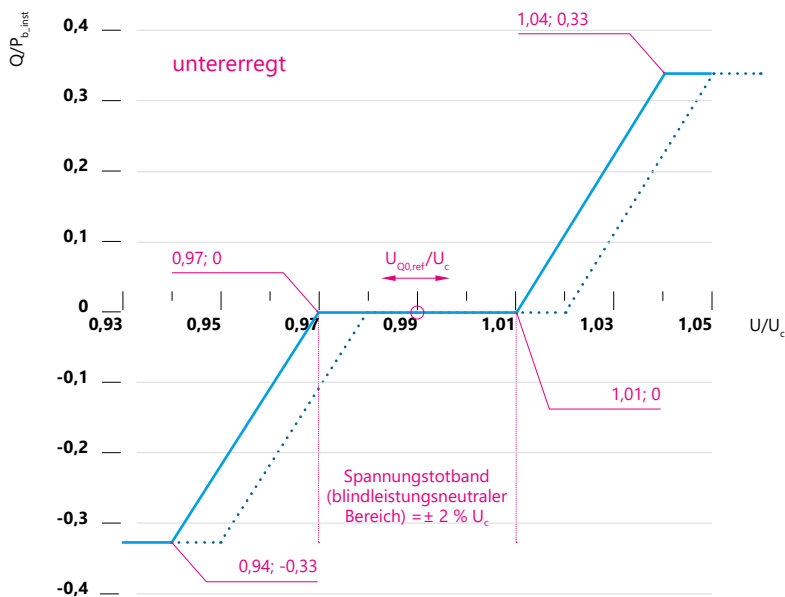
Verfahren 2 → a) Blindleistungsspannungskennlinie Q(U)

Die Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie Q(U) ist im Netzgebiet der Stadtwerke Jena Netze standardmäßig wie folgt definiert:

- Steigung der Kennlinie $m = 11$
- Obere Spannungsgrenze $U_{MAX}/U_C = 1,04$
- Untere Spannungsgrenze $U_{MIN}/U_C = 0,94$
- Maximale Blindleistung $Q_{MAX-untererregt}/P_{b\ inst} = 0,33$
- blindleistungsneutraler Bereich = $\pm 2\% U_C$
- Spannungstotband = $0\% U_C$
- Referenzspannung $U_{Q0,ref}/U_C = 0,99$ (variabel per Fernwirkankopplung)

Die o. g. Wertepaare können mit Übergabe des Netzbetreiber-Abfragebogens im Rahmen der Anlagenzertifizierung abweichen.

(Abbildung 5: Q(U)-Kennlinie)



Der Netzbetreiber gibt die Referenzspannung U_{Qref}/U_c per Fernwirkbefehl vor.

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.

Grundsätzliches Verhalten bei Ausfall der Fernwirkanlage

Bei Ausfall der Fernwirkanlage (= gestörter Betrieb), wird eine Umschaltung auf die lokale Q(P)-Kennlinie der jeweils angeschlossenen Erzeugungseinheit(en) erwartet. Sollte dies nicht möglich sein, ist die Erzeugungsanlage herunterzufahren. Der grundsätzliche Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert ist nicht zulässig.

Für das Herunterfahren sind die Leistungsgradienten nach VDE-AR-N 4110 – nicht schneller als mit $0,66\% P_{b,inst}$ je Sekunde und nicht langsamer als mit $0,33\% P_{b,inst}$ je Sekunde – anzuwenden. Es erfolgt keine Freigabe per Fernwirktelegramm durch den Netzbetreiber nach Behebung des gestörten Betriebes und Rückkehr in den Normalbetrieb.

Grundsätzliches Verhalten bei Ausfall des EZA-Reglers oder der dazugehörigen Messung oder der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE

Unsere Standardvorgabe im Netzbetreiber-Abfragebogen E.9 gem. TAR Mittelspannung, die den Weiterbetrieb aller Energieerzeugungsanlagen mit einem $\cos \varphi$ von 0,95 im untererregten Zustand am Netzanschlusspunkt betrifft, resultiert aus der vorangegangenen Netzverträglichkeitsprüfung sowie den zu vereinbarenden Bedingungen im Netzanschlussvertrag Strom zwischen dem Netzbetreiber und dem Kunden. Die Beurteilung erfolgt ausschließlich am Netzanschlusspunkt zum öffentlichen Versorgungsnetz und bezieht sich nicht auf das Arealnetz des Kunden, auf das der Netzbetreiber keinen direkten Einfluss ausüben kann.

Die Erzeugungsanlage(n) dürfen bei

- Ausfall des EZA-Reglers oder
- Ausfall der dazugehörigen Messung oder
- Ausfall der Verbindung zwischen EZA-Regler und EZE

keinen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi > 0,95$ untererregt (induktiv) gem. Verbraucherzählpfeilsystem einnehmen oder in den übererregten (kapazitiven) Betrieb übergehen.

Wenn dies eingehalten wird, kann zur Vereinfachung $\cos \varphi = 0,95$ untererregt an allen Erzeugungseinheiten bei Auftreten der zuvor beschriebenen Kriterien umgesetzt werden.

Sollte diese Umsetzung nicht unterstützt werden, ist die Erzeugungsanlage bei Ausfall des EZA-Reglers oder Verbindung zur EZE (= gestörter Betrieb der Erzeugungsanlage) herunterzufahren.

Hierbei ist eine Zeit i. H. v. maximal 5 Minuten zum Herunterfahren der Wechselrichter bei Kommunikationsausfall (Ausfall des EZA-Reglers oder Verbindung zur EZE) einzuhalten, solange in dieser Zeit mit dem letzten gesendeten Wert weitergefahren wird. Der grundsätzliche Weiterbetrieb mit dem letzten empfangenen Wert ist nicht zulässig. Sofern der Netzbetreiber später Störungen im Netz auf dieses Verhalten zurückführen kann, behält sich der Netzbetreiber vor, diese Zeit zu verkürzen.

Erzeugungsanlage mit UW-Direktanschluss:

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 mit Anschluss im Mittelspannungsnetz:

Für das Blindleistungsverhalten von Speichern wird definiert: Blindleistungsanforderungen analog zu Abschnitt „Erzeugungsanlagen mit Anschluss im Mittelspannungsnetz“.

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 mit UW-Direktanschluss:

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

Im Verfahren „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ 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

Bei einer Erweiterung der bestehenden Anlagenleistung um mehr als 50 % sind für alle angeschlossenen Erzeugungseinheiten am Netzanschlusspunkt die Vorgaben gemäß 10.2.2.4 sowie die übermittelten Daten (E9) zu erfüllen.

Zu 10.2.2.6 – Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

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

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 oder Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge im Mittelspannungsnetz (Anschluss im Mittelspannungsnetz oder UW-Direktanschluss) einen Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung hat und die Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart $P \geq 100 \text{ kW}$ (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 einen stufenlosen Sollwert (P/P_{inst}) 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. Der empfangene Sollwert wird von der Anlagensteuerung entgegengenommen und über einen Messwert als Quittierung dem Netzbetreiber zurückübermittelt. Leistungsanpassungen durch Dritte werden nicht rückgemeldet.

(Tabelle 5: Beispielvorgaben Wirkleistungsbegrenzung P/P_{inst})

| Sollwertbefehl | Betriebsmittel/Bezeichnung |
|-----------------------|---|
| $P/P_{inst} = 100 \%$ | 100 % der installierten Leistung (keine Begrenzung / Aufhebung der Begrenzung) |
| $P/P_{inst} = 60 \%$ | 60 % der installierten Leistung |
| $P/P_{inst} = 30 \%$ | 30 % der installierten Leistung |
| $P/P_{inst} = 0 \%$ | 0 % der installierten Leistung |

Der Netzbetreiber gibt im Bereich 0 – 100 % (Auflösung 1 %) der installierten Leistung eine Wirkleistungsbegrenzung vor.

Für Speicher mit $P_{Amax} \geq 135 \text{ kW}$ gilt:

Energiespeichersysteme können durch den Netzbetreiber in dessen Wirkleistung begrenzt werden (Bezug und Einspeisung). Weiterhin ist auf Anforderung des Netzbetreibers ein Mindest-Bezug bzw. eine Mindest-Rückspeisung des Speichers umzusetzen. Dies wird über entsprechende Sollwertvorgaben (siehe Beispiel Prozessdatenumfang C.4A bis C.4C) realisiert.

Für Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge mit $P_{Amax} \geq 135 \text{ kW}$ gilt:

Ladeeinrichtungen können durch den Netzbetreiber in dessen Wirkleistung begrenzt werden (Bezug und Einspeisung). Dies wird über entsprechende Sollwertvorgaben (siehe Beispiel Prozessdatenumfang C.4A bis C.4C) realisiert.

Beschreibung

Der Sollwert P/P_{inst} je Energieträgerart ist bei Mischanlagen dezentral an der Erzeugungsanlage umzusetzen.

Der Sollwert P/P_{inst} ist bei reinen Erzeugungsanlagen mit einer Energieträgerart und ohne Bezugsanlage am Netzanschlusspunkt umzusetzen.

Es ist die in Betrieb befindliche Wirkleistung in Bezug zur installierten Wirkleistung (Datenpunkt P_{binst}/P_{inst}) zu übertragen.

Für Erzeugungsanlagen mit $P_{Amax} > 950 \text{ kW}$ ist die theoretisch verfügbare Leistungsabgabe $P_{verfügbar, max}$ im Bereich 0 bis 120 % der installierten Wirkleistung zu übertragen. Dazu sind folgende Parameter mit einzubeziehen:

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

$$P_{verfügbar, max} = \text{Einstrahlung} * \text{Anlagenkurve} * P_{inst}$$

Die meteorologischen Parameter (Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Einstrahlung) sind – je nach Energieträgerart – im Zusammenhang mit $P_{verfügbar, max}$ zu übertragen.

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.

Hinweis:

Im Rahmen des Redispatch 2.0 können sich Änderungen u.a. zum Netzsicherheitsmanagement ergeben. Der Netzbetreiber behält sich vor, andere Verfahren bzw. Vorgaben für die Wirkleistungsbegrenzung und dessen Erfüllungsort zu fordern.

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 im Allgemeinen für Erzeugungsanlagen mit einem notwendigen Anlagenzertifikat A (Standard-Anlagenzertifikat) 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 ($I_{\min Q-U} > 15 \% S_A$) im Einstellbereich gemäß Lastenheft angepasst werden.

Die konkreten Vorgaben erfolgen über den Netzbetreiber-Abfragebogen im Rahmen der Anlagenzertifizierung.

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

Zu 10.3.3.5 – Übergeordneter Entkopplungsschutz

Sofern über den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung keine anderweitigen Vorgaben Anwendung finden, sind die empfohlenen Schutz-Einstellwerte nach Kapitel 10.3.4.2.1 (UW-Direktanschluss) bzw. 10.3.5.3.1 (Anschluss im Mittelspannungsnetz) umzusetzen.

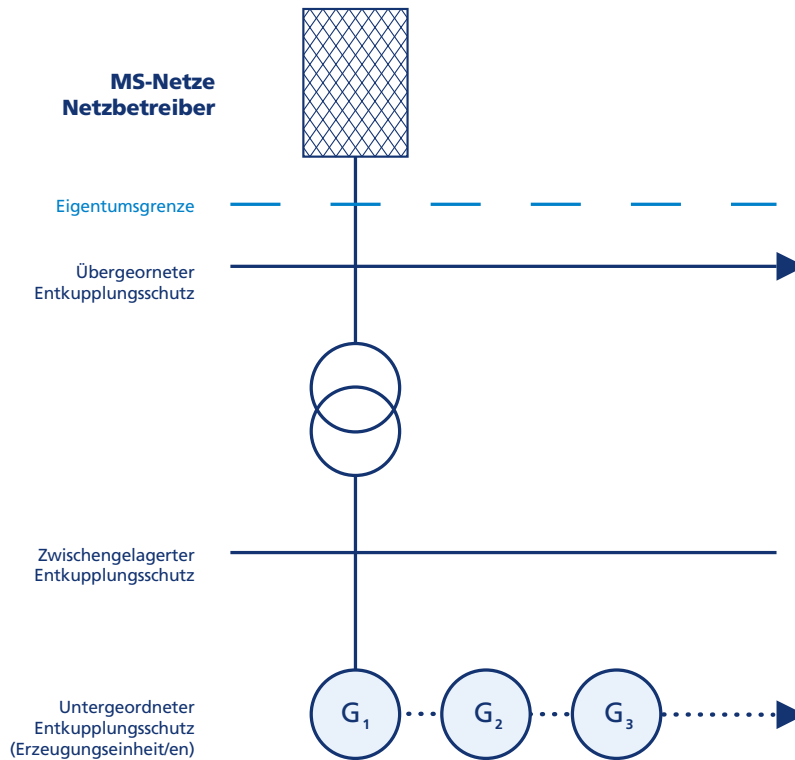
Zu 10.3.3.6 – Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

Sofern über den Netzbetreiber-Abfragebogen zur Anlagenzertifizierung keine anderweitigen Vorgaben Anwendung finden, 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 Entkupplungsschutz

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 Entkupplungsschutz vorgesehen ist („zwischengelagerter Entkupplungsschutz“ – unabhängig vom übergeordneten Entkupplungsschutz).

(Abbildung 6: Übersicht Anordnung Entkupplungsschutz)



Der übergeordnete Entkupplungsschutz ist weiterhin nach dem o. g. Kapitel zu 10.3.3.5 umzusetzen. Die Schutzfunktionen der einzelnen Erzeugungseinheiten dürfen nicht vor dem „zwischengelagerten Entkupplungsschutz“ auslösen.

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

Im Allgemeinen ist dem Netzbetreiber für Erzeugungsanlagen und Speicher ein rechnerlauffähiges Modell für die Umgebung SIEMENS PSS SINCAL (in jeweils aktueller Version) zur Verfügung zu stellen. Alternativ kann das EZA-Modell als cgmes-2.4.15 bzw. cim16 Datensatz bereitgestellt werden. Das Modell muss statische Lastfluss- sowie Kurzschlussberechnungen zulassen.

Die konkrete Aufforderung zur Übergabe eines EZA-Modells wird dem Kunden über den Netzbetreiber-Abfragebogen im Rahmen der Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

Hinweise:

Das EZA-Modell der Kundenanlage muss u. a.

- MS-Kabel,
- Transformatoren,
- ggf. Traforegler bzw. eingestellte Stufe und die
- Erzeugungseinheit(-en) inklusive Q-Regelung bis zum Netzverknüpfungspunkt

enthalten.

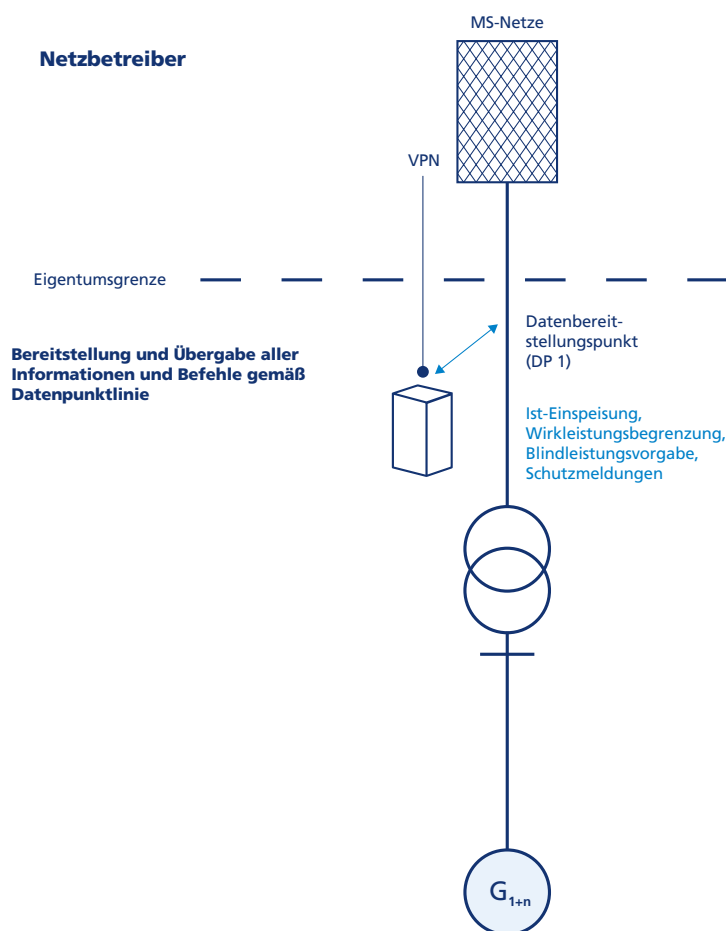
Das Modell der Kundenanlage soll an das Netzmodell des Netzbetreibers angefügt werden können, um das korrekte Netzverhalten in unterschiedlichen Betriebszuständen und Fehlern abzubilden.

Prozessdatenumfang

Der nachfolgend aufgeführte Prozessdatenumfang stellt eine beispielhafte Datenpunktliste dar. Der projektspezifische und verbindlich umzusetzende Datenumfang wird dem Kunden über den Netzbetreiber-Abfragebogen im Rahmen der Anlagenzertifizierung mitgeteilt.

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

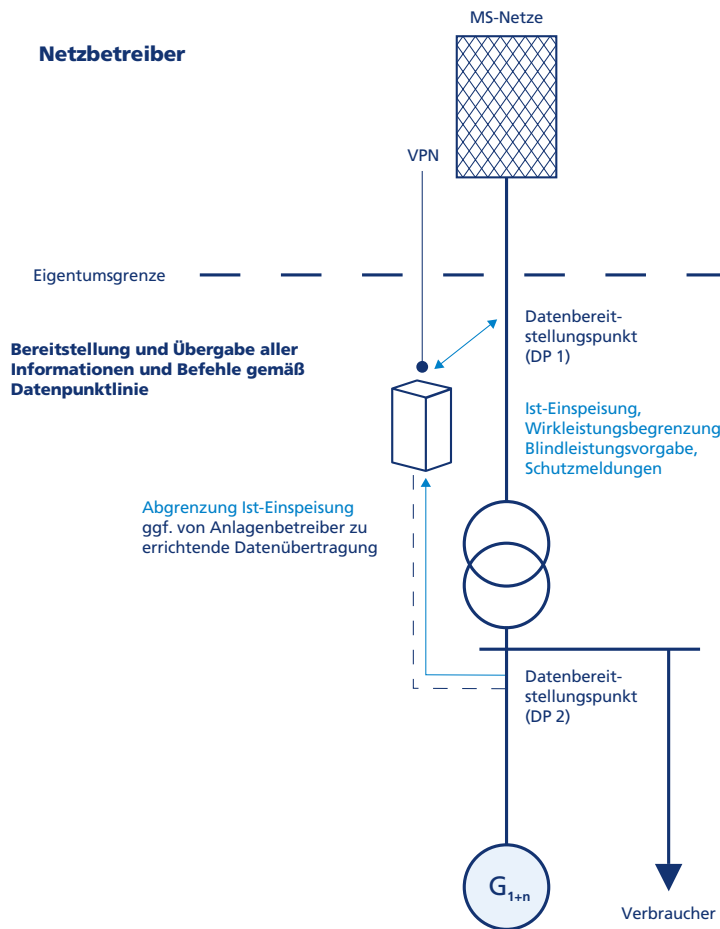
Informationsumfang und Adressierung

| Datenpunkt | Zustand | | Einheit | TK | IOA1 | IOA2 | IOA3 |
|---|-------------------------------------|--------|---------|----|------|--------|------|
| | high | low | | | | | |
| | [Wertbereich; Auflösung] | | | | low | middle | high |
| Rückmeldung Schaltgeräte | | | | | | | |
| Schaltgerät (z. B. Leistungsschalter Q0) | RM_EIN | RM_AUS | | 31 | 1 | 10 | 0 |
| Schutzmeldungen | | | | | | | |
| Schutzanregung | KOM | GEH | | 30 | 199 | 51 | 0 |
| Schutzauslösung Allgemein | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 0 |
| Schutzauslösung QU | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 14 |
| Schutzauslösung HSI | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 7 |
| Erdschluss vorwärts | KOM | GEH | | 30 | 199 | 53 | 0 |
| Fehler rückwärts | KOM | GEH | | 30 | 199 | 70 | 15 |
| Kurzschluß vorwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 70 | 135 |
| Kurzschluß rückwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 70 | 136 |
| Erdschluß vorwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 53 | 1 |
| Erdschluß rückwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 53 | 2 |
| Netzsicherheitsmanagement/Wirkleistungsbegrenzung | | | | | | | |
| Einspeisung Sollwert P/P_{inst} | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 20 |
| Einspeisung Sollwert P/P_{inst} (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 65 |
| Messwerterfassung/Ist-Einspeisung | | | | | | | |
| Strom L1 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 10 |
| Strom L2 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 11 |
| Strom L3 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 12 |
| Spannung L13 (DP1) | [0 ... 120 % U_{LL} ; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 2 |
| Spannung L1E (DP1) | [0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 3 |
| Spannung L2E (DP1) | [0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 4 |
| Spannung L3E (DP1) | [0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 5 |
| Wirkleistung (DP1) | [±120 % P_{AV} ; Aufl. 1] | | kW | 36 | 1 | 240 | 20 |
| Blindleistung (DP1) | [±50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1] | | kvar | 36 | 1 | 240 | 21 |
| $P_{b,inst}/P_{inst}$ | [0 ... 100 % P_{inst} ; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 63 |
| $P_{verfügbar, max}$ | [0 ... 120 % P_{inst} ; Aufl. 1] | | kW | 36 | 190 | 240 | 64 |
| Windgeschwindigkeit V_{Wind} | [0 ... 40; Aufl. 1] | | m/s | 36 | 190 | 240 | 60 |
| Windrichtung R | [0 ... 360; Aufl. 1] | | Grad | 36 | 190 | 240 | 61 |
| Globalstrahlung W/m^2 | [0 ... 1.280; Aufl. 1] | | W/m^2 | 36 | 190 | 240 | 62 |
| Zusätzliche Datenpunkte für Speicher mit $P_{Amax} \geq 135$ kW | | | | | | | |
| Begrenzung Bezug | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 27 |
| Begrenzung Bezug (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 71 |
| Mindest-Rückspeisung | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 28 |
| Mindest-Rückspeisung (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 75 |
| Mindest-Bezug | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 29 |
| Mindest-Bezug (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 76 |
| Ladezustand E_{ist}/E_{inst} | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 69 |
| Inst. Speicherkapazität E_{inst} | [0 ... 120 % E_{inst} ; Aufl. 1] | | kWh | 36 | 190 | 240 | 77 |

| Datenpunkt | Zustand | | Einheit | TK | IOA1 | IOA2 | IOA3 |
|---|-----------------------------|---------------|------------|----|------|------|------|
| | high | low | | | | | |
| | | [Wertbereich; | Auflösung] | | | | |
| Blindleistungsbereitstellung | | | | | | | |
| (siehe Kapitel 10.2.2.4 der Netzrichtlinie SWJN zur Auswahl der umzusetzenden Bereitstellung) | | | | | | | |
| Verfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q(U)-Kennlinie EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 96 |
| Q(U)-Kennlinie EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 96 |
| Sollwert $U_{Q0,ref}/U_c$ | [0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01] | | - | 50 | 1 | 20 | 23 |
| RM Sollwert $U_{Q0,ref}/U_c$ | [0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01] | | - | 36 | 1 | 240 | 67 |
| Verfahren b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q/P) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q(P)-Kennlinie EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 97 |
| Q(P)-Kennlinie EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 97 |
| Verfahren c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q-Vorgabe EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 98 |
| Q-Vorgabe EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 98 |
| Sollwert Q_{ref}/P_{binst} | [-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01] | | - | 50 | 1 | 20 | 25 |
| RM Sollwert Q_{ref}/P_{binst} | [-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01] | | - | 36 | 1 | 240 | 68 |
| Verfahren d) Verschiebungsfaktor cos φ gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Verschiebungsfaktor cos φ EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 99 |
| Verschiebungsfaktor cos φ EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 99 |
| cos φ 0,95 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 86 |
| cos φ 0,97 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 87 |
| cos φ 0,985 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 88 |
| cos φ 0,995 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 89 |
| cos φ 1 | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 90 |
| cos φ 0,995 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 91 |
| cos φ 0,985 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 92 |
| cos φ 0,97 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 93 |
| cos φ 0,95 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 94 |
| cos φ 0,95 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 86 |
| cos φ 0,97 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 87 |
| cos φ 0,985 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 88 |
| cos φ 0,995 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 89 |
| cos φ 1 | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 90 |
| cos φ 0,995 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 91 |
| cos φ 0,985 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 92 |
| cos φ 0,97 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 93 |
| cos φ 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

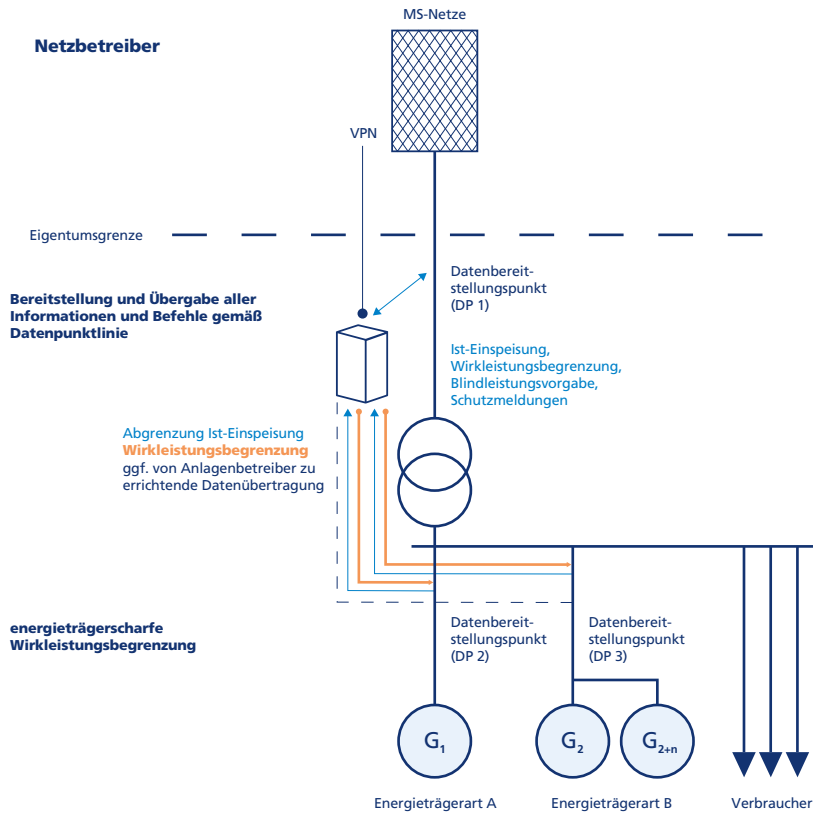
Informationsumfang und Adressierung

| Datenpunkt | Zustand | | Einheit | TK | IOA1 | IOA2 | IOA3 |
|---|--------------------------------------|--------------------------|---------|-----|------|--------|------|
| | high | low | | | | | |
| | | [Wertbereich; Auflösung] | | low | | middle | high |
| Rückmeldung Schaltgeräte | | | | | | | |
| Schaltgerät (z. B. Leistungsschalter Q0) | RM_EIN | RM_AUS | | 31 | 1 | 10 | 0 |
| Schutzmeldungen | | | | | | | |
| Schutzanregung | KOM | GEH | | 30 | 199 | 51 | 0 |
| Schutzauslösung Allgemein | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 0 |
| Schutzauslösung QU | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 14 |
| Schutzauslösung HSI | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 7 |
| Erdschluss vorwärts | KOM | GEH | | 30 | 199 | 53 | 0 |
| Fehler rückwärts | KOM | GEH | | 30 | 199 | 70 | 15 |
| Kurzschluß vorwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 70 | 135 |
| Kurzschluß rückwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 70 | 136 |
| Erdschluß vorwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 53 | 1 |
| Erdschluß rückwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 53 | 2 |
| Netzsicherheitsmanagement/Wirkleistungsbegrenzung | | | | | | | |
| Erzeugung Sollwert P/P_{inst} | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 20 |
| Erzeugung Sollwert P/P_{inst} (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 65 |
| Messwerterfassung/Ist-Einspeisung | | | | | | | |
| Strom L1 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 10 |
| Strom L2 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 11 |
| Strom L3 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 12 |
| Spannung L13 (DP1) | [0 ... 120 % $U_{LL'}$; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 2 |
| Spannung L1E (DP1) | [0 ... 120 % $U_{LE'}$; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 3 |
| Spannung L2E (DP1) | [0 ... 120 % $U_{LE'}$; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 4 |
| Spannung L3E (DP1) | [0 ... 120 % $U_{LE'}$; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 5 |
| Wirkleistung (DP1) | [±120 % $P_{AV'}$; Aufl. 1] | | kW | 36 | 1 | 240 | 20 |
| Blindleistung (DP1) | [±50 % $Q/P_{inst'}$; Aufl. 1] | | kvar | 36 | 1 | 240 | 21 |
| Wirkleistung (DP2) | [±120 % $P_{AV'}$; Aufl. 1] | | kW | 36 | 190 | 240 | 20 |
| Blindleistung (DP2) | [±50 % $Q/P_{inst'}$; Aufl. 1] | | kvar | 36 | 190 | 240 | 21 |
| $P_{b inst}/P_{inst}$ | [0 ... 100 % $P_{inst'}$; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 63 |
| $P_{verfügbar, max}$ | [0 ... 120 % $P_{inst'}$; Aufl. 1] | | kW | 36 | 190 | 240 | 64 |
| Windgeschwindigkeit V_{Wind} | [0 ... 40; Aufl. 1] | | m/s | 36 | 190 | 240 | 60 |
| Windrichtung R | [0 ... 360; Aufl. 1] | | Grad | 36 | 190 | 240 | 61 |
| Globalstrahlung W/m^2 | [0 ... 1.280; Aufl. 1] | | W/m^2 | 36 | 190 | 240 | 62 |
| Zusätzliche Datenpunkte für Speicher mit $P_{Amax} \geq 135$ kW | | | | | | | |
| Begrenzung Bezug | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 27 |
| Begrenzung Bezug (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 71 |
| Mindest-Rückspeisung | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 28 |
| Mindest-Rückspeisung (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 75 |
| Mindest-Bezug | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 29 |
| Mindest-Bezug (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 76 |
| Ladezustand E_{ist}/E_{inst} | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 69 |
| Inst. Speicherkapazität E_{inst} | [0 ... 120 % E_{inst} ; Aufl. 1] | | kWh | 36 | 190 | 240 | 77 |

| Datenpunkt | Zustand | | Einheit | TK | IOA1 | IOA2 | IOA3 |
|---|-----------------------------|-----|---------|----|------|------|------|
| | high | low | | | | | |
| [Wertbereich; Auflösung] | | | | | | | |
| Blindleistungsbereitstellung | | | | | | | |
| (siehe Kapitel 10.2.2.4 der Netzrichtlinie SWJN zur Auswahl der umzusetzenden Bereitstellung) | | | | | | | |
| Verfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q(U)-Kennlinie EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 96 |
| Q(U)-Kennlinie EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 96 |
| Sollwert $U_{Q0,ref}/U_c$ | [0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01] | | - | 50 | 1 | 20 | 23 |
| RM Sollwert $U_{Q0,ref}/U_c$ | [0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01] | | - | 36 | 1 | 240 | 67 |
| Verfahren b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q/P) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q(P)-Kennlinie EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 97 |
| Q(P)-Kennlinie EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 97 |
| Verfahren c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q-Vorgabe EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 98 |
| Q-Vorgabe EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 98 |
| Sollwert Q_{ref}/P_{binst} | [-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01] | | - | 50 | 1 | 20 | 25 |
| RM Sollwert Q_{ref}/P_{binst} | [-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01] | | - | 36 | 1 | 240 | 68 |
| Verfahren d) Verschiebungsfaktor cos φ gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Verschiebungsfaktor cos φ EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 99 |
| Verschiebungsfaktor cos φ EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 99 |
| cos φ 0,95 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 86 |
| cos φ 0,97 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 87 |
| cos φ 0,985 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 88 |
| cos φ 0,995 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 89 |
| cos φ 1 | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 90 |
| cos φ 0,995 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 91 |
| cos φ 0,985 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 92 |
| cos φ 0,97 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 93 |
| cos φ 0,95 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 94 |
| cos φ 0,95 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 86 |
| cos φ 0,97 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 87 |
| cos φ 0,985 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 88 |
| cos φ 0,995 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 89 |
| cos φ 1 | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 90 |
| cos φ 0,995 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 91 |
| cos φ 0,985 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 92 |
| cos φ 0,97 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 93 |
| cos φ 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

| Datenpunkt | Zustand | | Einheit | TK | IOA1 low | IOA2 middle | IOA3 high |
|--|-------------------------------------|--------------------------|---------|----|-------------|----------------|--------------|
| | high | low | | | | | |
| | | [Wertbereich; Auflösung] | | | | | |
| Rückmeldung Schaltgeräte | | | | | | | |
| Schaltgerät (z. B. Leistungsschalter Q0) | RM_EIN | RM_AUS | | 31 | 1 | 10 | 0 |
| Schutzmeldungen | | | | | | | |
| Schutzanregung | KOM | GEH | | 30 | 199 | 51 | 0 |
| Schutzauslösung Allgemein | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 0 |
| Schutzauslösung QU | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 14 |
| Schutzauslösung HSI | KOM | GEH | | 30 | 199 | 52 | 7 |
| Erdschluss vorwärts | KOM | GEH | | 30 | 199 | 53 | 0 |
| Fehler rückwärts | KOM | GEH | | 30 | 199 | 70 | 15 |
| Kurzschluß vorwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 70 | 135 |
| Kurzschluß rückwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 70 | 136 |
| Erdschluß vorwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 53 | 1 |
| Erdschluß rückwärts = Jxx (Netzbetreiber-Teil) | KOM | GEH | | 30 | 2 | 53 | 2 |
| Netzsicherheitsmanagement/Wirkleistungsbegrenzung | | | | | | | |
| Erzeugung A Sollwert P/P_{inst} | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 20 |
| Erzeugung A Sollwert P/P_{inst} (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 65 |
| Erzeugung B Sollwert P/P_{inst} | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 191 | 20 | 20 |
| Erzeugung B Sollwert P/P_{inst} (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 191 | 240 | 65 |
| Messwerterfassung/Ist-Einspeisung | | | | | | | |
| Strom L1 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 10 |
| Strom L2 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 11 |
| Strom L3 (DP1) | [0 ... 2500; Aufl. 0,1] | | A | 36 | 1 | 240 | 12 |
| Spannung L13 (DP1) | [0 ... 120 % U_{LL} ; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 2 |
| Spannung L1E (DP1) | [0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 3 |
| Spannung L2E (DP1) | [0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 4 |
| Spannung L3E (DP1) | [0 ... 120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01] | | kV | 36 | 1 | 240 | 5 |
| Wirkleistung (DP1) | [±120 % P_{AV} ; Aufl. 1] | | kW | 36 | 1 | 240 | 20 |
| Blindleistung (DP1) | [±50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1] | | kvar | 36 | 1 | 240 | 21 |
| Wirkleistung (DP2) | [±120 % P_{AV} ; Aufl. 1] | | kW | 36 | 190 | 240 | 20 |
| Blindleistung (DP2) | [±50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1] | | kvar | 36 | 190 | 240 | 21 |
| Wirkleistung (DP3) | [±120 % P_{AV} ; Aufl. 1] | | kW | 36 | 191 | 240 | 20 |
| Blindleistung (DP3) | [±50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1] | | kvar | 36 | 191 | 240 | 21 |
| $P_{b inst}/P_{inst}$ (Erzeugung A) | [0 ... 100 % P_{inst} ; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 63 |
| $P_{verfügbar, max}$ (Erzeugung A) | [0 ... 120 % P_{inst} ; Aufl. 1] | | kW | 36 | 190 | 240 | 64 |
| $P_{b inst}/P_{inst}$ (Erzeugung B) | [0 ... 100 % P_{inst} ; Aufl. 1] | | % | 36 | 191 | 240 | 63 |
| $P_{verfügbar, max}$ (Erzeugung B) | [0 ... 120 % P_{inst} ; Aufl. 1] | | kW | 36 | 191 | 240 | 64 |
| Windgeschwindigkeit V_{Wind} | [0 ... 40; Aufl. 1] | | m/s | 36 | 19x | 240 | 60 |
| Windrichtung R | [0 ... 360; Aufl. 1] | | Grad | 36 | 19x | 240 | 61 |
| Globalstrahlung W/m^2 | [0 ... 1.280; Aufl. 1] | | W/m^2 | 36 | 19x | 240 | 62 |

| Datenpunkt | Zustand | | Einheit | TK | IOA1 | IOA2 | IOA3 |
|---|------------------------------------|--------------------------|---------|----|------|------|------|
| | high | low | | | | | |
| | | [Wertbereich; Auflösung] | | | | | |
| Zusätzliche Datenpunkte für Speicher mit P_{Amax} ≥ 135 kW | | | | | | | |
| Begrenzung Bezug | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 27 |
| Begrenzung Bezug (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 71 |
| Mindest-Rückspeisung | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 28 |
| Mindest-Rückspeisung (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 75 |
| Mindest-Bezug | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 50 | 190 | 20 | 29 |
| Mindest-Bezug (RM) | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 76 |
| Ladezustand E_{ist}/E_{inst} | [0 ... 100; Aufl. 1] | | % | 36 | 190 | 240 | 69 |
| Inst. Speicherkapazität E_{inst} | [0 ... 120 % E_{inst} ; Aufl. 1] | | kWh | 36 | 190 | 240 | 77 |
| Blindleistungsbereitstellung | | | | | | | |
| (siehe Kapitel 10.2.2.4 der Netzrichtlinie TEN zur Auswahl der umzusetzenden Bereitstellung) | | | | | | | |
| Verfahren a) Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q(U)-Kennlinie EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 96 |
| Q(U)-Kennlinie EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 96 |
| Sollwert $U_{Q0,ref}/U_c$ | [0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01] | | - | 50 | 1 | 20 | 23 |
| RM Sollwert $U_{Q0,ref}/U_c$ | [0,90 ... 1,10; Aufl. 0,01] | | - | 36 | 1 | 240 | 67 |
| Verfahren b) Kennlinie Blindleistung als Funktion der Wirkleistung (Q/P) gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q(P)-Kennlinie EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 97 |
| Q(P)-Kennlinie EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 97 |
| Verfahren c) Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Q-Vorgabe EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 98 |
| Q-Vorgabe EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 98 |
| Sollwert Q_{ref}/P_{binst} | [-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01] | | - | 50 | 1 | 20 | 25 |
| RM Sollwert Q_{ref}/P_{binst} | [-0,5 ... 0,5; Aufl. 0,01] | | - | 36 | 1 | 240 | 68 |
| Verfahren d) Verschiebungsfaktor cos φ gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 | | | | | | | |
| Verschiebungsfaktor cos φ EIN | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 99 |
| Verschiebungsfaktor cos φ EIN | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 99 |
| cos φ 0,95 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 86 |
| cos φ 0,97 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 87 |
| cos φ 0,985 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 88 |
| cos φ 0,995 ind | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 89 |
| cos φ 1 | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 90 |
| cos φ 0,995 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 91 |
| cos φ 0,985 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 92 |
| cos φ 0,97 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 93 |
| cos φ 0,95 kap | BF_EIN | | | 45 | 1 | 20 | 94 |
| cos φ 0,95 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 86 |
| cos φ 0,97 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 87 |
| cos φ 0,985 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 88 |
| cos φ 0,995 ind | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 89 |
| cos φ 1 | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 90 |
| cos φ 0,995 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 91 |
| cos φ 0,985 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 92 |
| cos φ 0,97 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 93 |
| cos φ 0,95 kap | RM_EIN | | | 30 | 1 | 30 | 94 |

Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse

Es gelten die Standard-SWJN-Anschlusslösungen. Die jeweiligen Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse sind auf dem Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.stadtwerke-jena-netze.de/installateure/tab/strom-tab> 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 (Var. 1) |
| MS.04: | Übergabestation, Einschleifung, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo größer 1250 kVA |
| MS.05: | Übergabestation, Einschleifung, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo bis 1250 kVA (Var. 2) |
| MS.06: | Übergabestation mit einem MS-Kabelanschluss, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo größer 1250 kVA, übergeordneter Entkopplungsschutz wirkt auf den MS-Leistungsschalter |
| MS.07: | Übergabestation, Einschleifung, MS-Verrechnungsmessung, mehrere Trafos, ausgelagerte Netze oder Unterstationen |

Vordrucke

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

Anhänge zur Netzrichtlinie

Anhang A: 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 der Veröffentlichung auf der Internetseite der Stadtwerke Jena Netze GmbH seine Gültigkeit.

Versionsverwaltung

| | | | |
|------|------------|--|------------|
| 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 |
| V1.2 | 2019-10-15 | Vorgabe Datenpunkte ESS/Revision Anhang D - Beispiele für MS-Netzanschlüsse | Weber/BF3 |
| V1.3 | 2020-11-03 | Umsetzung NSM P/Pinst; Blindleistungsverfahren; EZA-Modell; red. nderungen | Weber/BF3 |
| V1.4 | 2020-12-09 | Aktualisierung Kurzschlussanzeiger; Anforderung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge | Weber/BF3 |
| V1.5 | 2021-05-11 | Anforderungen Redispatch 2.0 | Plewka/AV2 |
| V1.6 | 2023-12-18 | Eigentum Kommunikationstechnik | Weber/BF3 |

Quelle: TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co KG;

Format und Übernahme durch die SWJN: 2024 DLa, BHi, LWc;

Satz: Wachwerk GmbH