



Netzrichtlinie

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

Stand: 03/2024

Thüringer
Energienetze



Inhalt

Ziel	S. 3
Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110 – Normative Verweisungen	S. 4
Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110 – Begriffe und Abkürzungen	S. 5
Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110 – Allgemeine Grundsätze	S. 6
4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	S. 6
4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage	S. 6
Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110 – Netzanschluss	S. 8
5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes	S. 8
5.2 Bemessung der Netzbetriebsmittel	S. 8
5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt	S. 8
5.4 Netzurückwirkungen	S. 8
5.5 Blindleistungsverhalten	S. 8
Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110 – Übergabestation	S. 9
6.1 Baulicher Teil	S. 9
6.2 Elektrischer Teil	S. 10
6.3 Sekundärtechnik	S. 12
6.4 Störschreiber	S. 18
Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110 – Abrechnungsmessung	S. 19
7.1 Allgemeines	S. 19
7.2 Zählerplatz	S. 19
7.5 Messwandler	S. 19
7.7 Spannungsebene der Abrechnungsmessung	S. 19
Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110 – Betrieb der Kundenanlage	S. 20
8.2 Netzführung	S. 20
8.5 Bedienung vor Ort	S. 20
8.6 Instandhaltung	S. 20
8.8 Betrieb bei Störungen	S. 20
8.11 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge	S. 21
Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110 – Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage	S. 22
Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N 4110 – Erzeugungsanlagen	S. 23
10.1 Allgemeines	S. 23
10.2 Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz	S. 23
10.3 Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen	S. 28
10.6 Modelle	S. 29
Zu Anhang C.4 der VDE-AR-N 4110 – Beispiel Prozessdatenumfang	S. 30
Zu Anhang D der VDE-AR-N 4410 – Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse	S. 40
Zu Anhang E der VDE-AR-N 4110 – Vordrucke	S. 41
Anhänge zur Netzrichtlinie	S. 42
Inkrafttreten	S. 43
Versionsverwaltung	S. 43

Ziel

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

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

Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110

Normative Verweisungen

Gesetze und Vorschriften, mitgeltende Unterlagen

- Leitlinie zur Informationssicherheit (TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG)
- Technische Spezifikation – Prüfstecksysteme für Schutzeinrichtungen (VDE BV Dresden)
- 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.

Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110

Allgemeine Grundsätze

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

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

Zu 4.2 – Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

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

VDE-AR-N 4110	Netzbetreiber
E1 Antragsstellung	Formblatt „Antragsstellung“ bzw. bevorzugt Dateneingabe im „Netzkundenportal“
E2 Datenblatt zur Beurteilung von NetZRückwirkungen	keine separate Netzbetreibervorgabe
E3 Netzanschlussplanung	keine separate Netzbetreibervorgabe
E4 Errichtungsplanung	keine separate Netzbetreibervorgabe
E5 Inbetriebsetzungsauftrag	Formblatt „Abnahme-/Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestationen“
E6 Erdungsprotokoll	keine separate Netzbetreibervorgabe
E7 Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestation	Formblatt „Abnahme-/Inbetriebsetzungsprotokoll Übergabestationen“
E8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers – Mittelspannung	keine separate Netzbetreibervorgabe
E9 Netzbetreiber-Abfragebogen	keine separate Netzbetreibervorgabe
E10 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher	Formblatt „Inbetriebsetzungsprotokoll der Erzeugungsanlage und/oder Speichersysteme (Mittelspannung)“
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 Bereitstellung des VPN-Routers und der fernwirktechnischen Anbindung der Übergabestation ist im Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.thueringer-energienetze.com> aufgeführt.

Zu 4.4 – Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichersystems ist das Vorhandensein eines Zweierichtungszählers.

Die Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers nimmt der Anlagengerichter vor. Im begründeten Ausnahmefall behält sich der Netzbetreiber eine gemeinsame Inbetriebnahme vor.

Über die Inbetriebsetzung ist durch den Anlagenerrichter ein Inbetriebsetzungsprotokoll anzufertigen. Die je nach Anschlussleistung zu verwendenden Dokumente sind im Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.thueringer-energienetze.com> aufgeführt.

Mit dem unterschriebenen Inbetriebsetzungsprotokoll bestätigt der Anlagenerrichter, 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 auszuhandigen.

Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110

Netzanschluss

Zu 5.1 – Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

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

Zu 5.2 – Bemessung der Netzbetriebsmittel

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

Zu 5.3 – 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.

Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110

Übergabestationen

Zu 6.1 – Baulicher Teil

Zu 6.1.1 – Allgemeines

Die Transformatoren- bzw. Übergabestationen sind als Kabelstationen zu planen und zu errichten. Für fabrikfertige Stationen gemäß DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) ist für die Konfiguration von Baukörper und Mittelspannungsschaltanlage das erfolgreiche Bestehen einer Typprüfung oder das Vorliegen einer entsprechenden Ableitung auf Grundlage der genannten Norm sowie die Störlichtbogenklassifizierung IAC AB 20 kA (1 s) nachzuweisen. Für Übergabestationen, die nicht als fabrikfertige Stationen gemäß DIN EN 62271-202 (VDE 0671-202) errichtet werden, ist der Nachweis der Störlichtbogenfestigkeit über eine Druckberechnung für einen Kurzschlussstrom von 20 kA (1 s) zu erbringen. 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 Austreten von Gasen in Richtung des Bedienganges/Bedienbereiches der installierten Baugruppen wirksam verhindern. Zwischenbodenplatten sind zu verschrauben oder zu verriegeln.

Zu 6.1.2.7 – Trassenführung der Netzanschlusskabel

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

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

Zu 6.1.3 – Hinweisschilder und Zubehör

Zu 6.1.3.2 – Zubehör

Als weiteres Zubehör ist erforderlich:

- Hilfsmittel zum Lösen/Entriegeln von Fußbodenplatten, sofern erforderlich

Zu 6.2 – Elektrischer Teil

Zu 6.2.1 – Allgemeines

Zu 6.2.1.2 – Kurzschlussfestigkeit

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

Zu 6.2.2 – Schaltanlagen

Zu 6.2.2.1 – Schaltung und Aufbau

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

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

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

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

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

In Abhängigkeit von der Netznennspannung 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-Sicherungs-einsätze 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

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

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

Zu 6.2.2.2 – Ausführung

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

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

Zu 6.2.2.3 – Kennzeichnung und Beschriftung

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

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

Schaltungsunterlagen

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

Betriebsmittelkennzeichnung

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

(Tabelle 2: Betriebsmittelkennzeichnung nach Funktion)

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

In Anhang 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

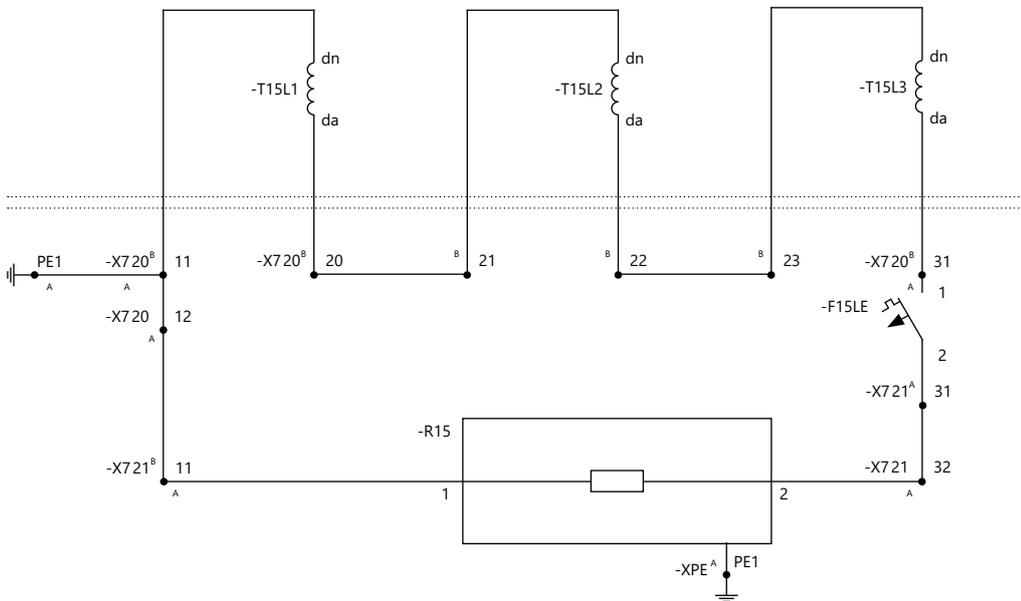
Die Messspannungswandler sind vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen vor den Messstromwandlern anzuschließen.

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: Beschlusungsbeispiel 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 2,5 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 über den 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 Fernwirkkopplung 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 Fernwirkkopplung“ zu verwenden. Im Anschluss erfolgen Bittest und Fernwirktest mit dem Netzbetreiber. Weitere Informationen und das Formular sind im Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.thueringer-energienetze.com> 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 abgebrochen mit Mängelanzeige und Fristsetzung zur Abstellung. 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.

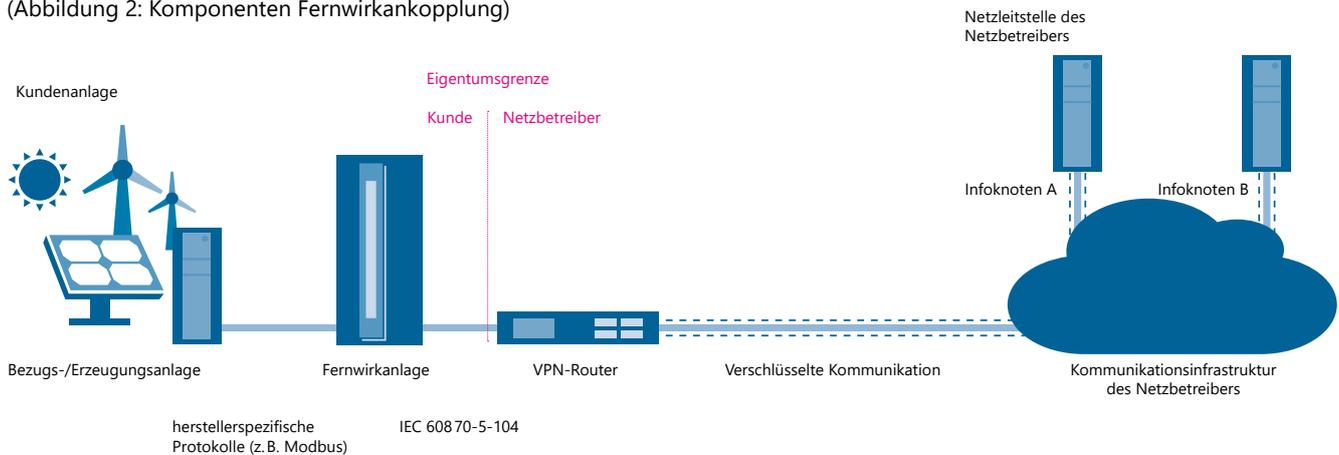
Allgemeine Umsetzung

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

Die Umsetzung erfolgt durch eine Fernwirkkopplung 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.

Als Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Kunden ist hierbei die Netzwerkklemme (RJ45 Port) am VPN-Router des Netzbetreibers definiert. 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 $t_0 = 30$ s
- Quittungsüberwachungszeit $t_1 = 250$ s
- Quittierung kein Datentelegramm $t_2 = 240$ s
- gesendete Testtelegramme $t_3 = 255$ s
- maximale Anzahl ausstehender I-Frames $(k) = 12$
- sende Quittierung nach I-Frames $(w) = 8$

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

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 $P_{Amax} \geq 135$ 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.

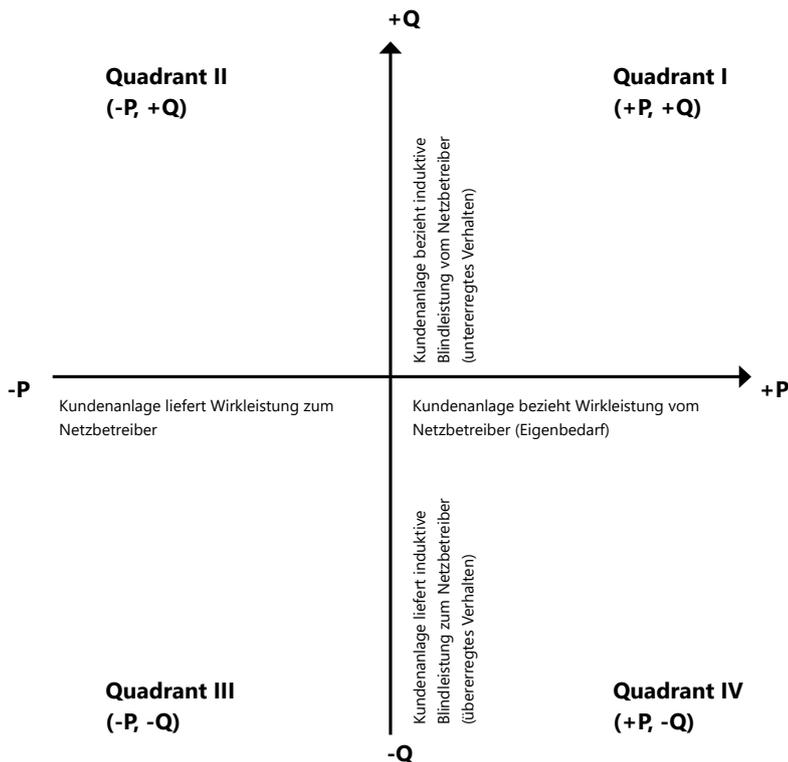
Die Grundeinstellungen für den Erstanlauf der Fernwirkanlage sind:

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

Ist-Einspeisewerterfassung bei Erzeugungsanlagen/Speichern Allgemein

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

(Abbildung 3: Verbraucherzählpeilsystem)



Messwerterfassung/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 $S_A \leq 1$ MVA mindestens der Genauigkeitsklasse 0,5 entsprechen. Bei Anschlusscheinleistungen der Kundenanlage $S_A > 1$ 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 Fernwirkschnittstelle keine Überlastung durch Messwerttelegramme entsteht. Als Richtwert soll in einem Zeitraum von 1 Sekunde maximal 1 Telegramm übertragen werden. Bei gestörter Messwerterfassung erfolgt keine Verwendung von Ersatzwerten. Es ist der letzte erfasste Wert mit entsprechenden Qualitätsbits (Überlauf, ungültig ...) zu übertragen. Weiterhin muss eine Nullpunktunterdrückung bei allen Messwerten mit 1% relativ auf den Nennwert aktiviert werden.

Verknüpfungspunkt/mittelspannungsseitige Übergabestation (DP 1)

Die Ist-Einspeisung ist am Verknüpfungspunkt der Erzeugungsanlage/Speicher zum Netz der allgemeinen Versorgung des Netzbetreibers zu erfassen. Diese ist auf der Oberspannungsseite des Transformators zu realisieren (Datenbereitstellungspunkt DP 1 gemäß 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 ausulegen, 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 Spannungswandlerkreise werden dreipolige Leitungsschutzschalter mit Meldekontakten eingesetzt. Der Erdschlusshilfswicklung wird ein einpoliger Leitungsschutzschalter mit Meldekontakt nachgeschaltet. Die Auslösung sämtlicher Sicherungsautomaten ist zu überwachen.

(Tabelle 3: Stromkreisbildung Sekundäreinrichtungen)

Betriebsmittelkennzeichnung	Absicherung	Stromkreisbezeichnung	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	Wandlerleistung für integrierte Schutz- und Steuereinheit
-F5N	B 3A	022L1-3	Sollspannung für Messung
-F5LE	B 6A	027L1	U0-Spannung für unselektive Erdschlusserfassung

Zu 6.3.4 – Schutzeinrichtungen

Zu 6.3.4.3 – 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 Fernwirkkopplung 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 Fernwirkkopplung 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 Horstmann Sigma D++ 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 Entkopplungsschutz ist eine Anschaltung nach Variante H19/2 zu realisieren.

Zu 6.4 – Störschreiber

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

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

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

Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110

Abrechnungsmessung

Zu 7.1 – Allgemeines

Bereits in der Planungsphase eines neuen Netzanschlusses (Einspeise- und/oder Entnahmepunkt) erfolgt eine rechtzeitige Abstimmung bezüglich der Zählerrichtungen, 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 Stromwandler mit einem Kern ausgeliefert. Wenn ein abweichender Bedarf besteht, wird dies rechtzeitig im Vorfeld dem Netzbetreiber mitgeteilt.

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 TEN Thüringer Energienetze ist ein 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 10A 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 TEN Thüringer Energienetze zu entnehmen.

Zu 7.7 – Spannungsebene der Abrechnungsmessung

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

Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110

Betrieb der Kundenanlage

Zu 8.2 – Netzführung

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

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

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

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

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

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

Zu 8.5 – Bedienung vor Ort

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

Zu 8.6 – Instandhaltung

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

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

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

Zu 8.8 – Betrieb bei Störungen

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

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 „Energiefreigabe“ (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. maximal möglichen Wirkleistungsbezug einen stufenlosen Sollwert (P/P_{AV}) in Abhängigkeit von der vereinbarten Anschlussleistung 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.

Zu Kapitel 9 der VDE-AR-N 4110

Änderungen, Außerbetriebnahmen und Demontage

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

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

Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N 4110

Erzeugungsanlagen

Zu 10.1 – Allgemeines

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

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

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

Zu 10.2 – Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz

Zu 10.2.2 – 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)

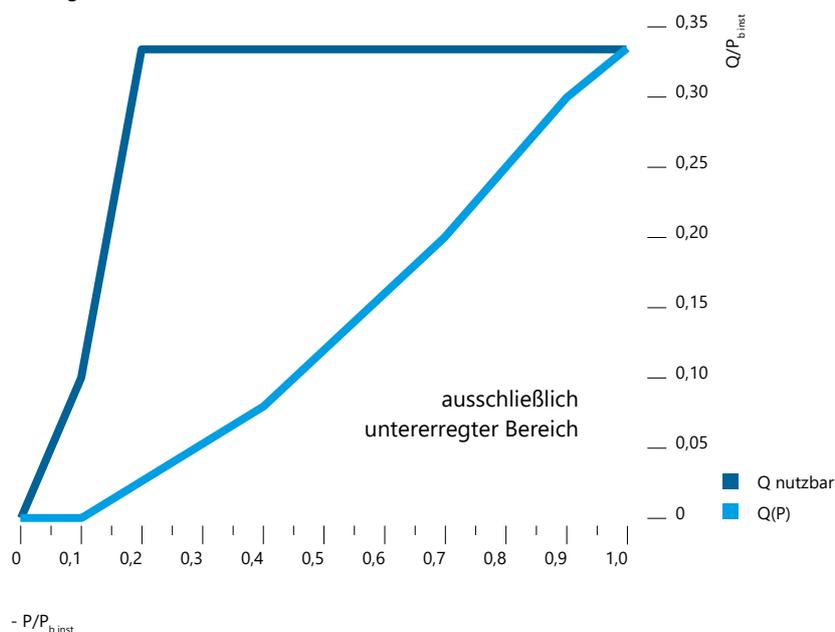
Dieses Verfahren ist die Standardeinstellung, eine Umschaltung auf Verfahren 2 erfolgt nur durch Fernwirkbefehl des Netzbetreibers. Die umzusetzenden Stützstellen sind nachfolgender Tabelle zu entnehmen.

(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.

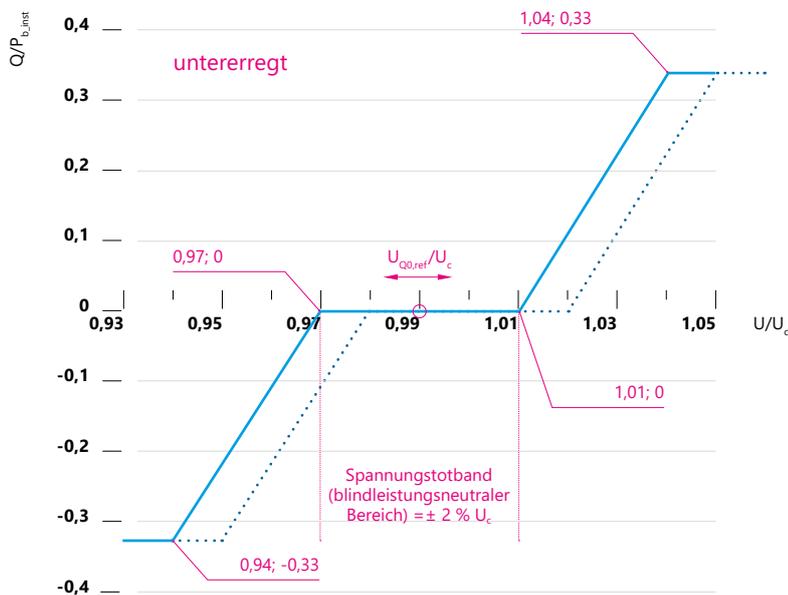
Verfahren 2 → a) Blindleistungsspannungskennlinie Q(U)

Die Blindleistungs-Spannungskennlinie Q(U) ist im Netzgebiet der TEN Thüringer Energienetze 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 Fernwirkkopplung)

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 $U_{Q,ref}/U_c$ 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 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 Fernwirkelegramm 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 Erzeugungseinheit(en) 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. Verbraucherzählpeilsystem 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 Erzeugungseinheit bei Ausfall des EZA-Reglers oder Verbindung zur EZE (= gestörter Betrieb der Erzeugungseinheit) 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 Abschnitt 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 $P \geq 100$ 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 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	Wirkleistungsbegrenzung
$P/P_{inst} = 100\%$	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:

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

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

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 $P < 100 \text{ kW}$ (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 $t_1 = 0,5 \text{ s}$. 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.

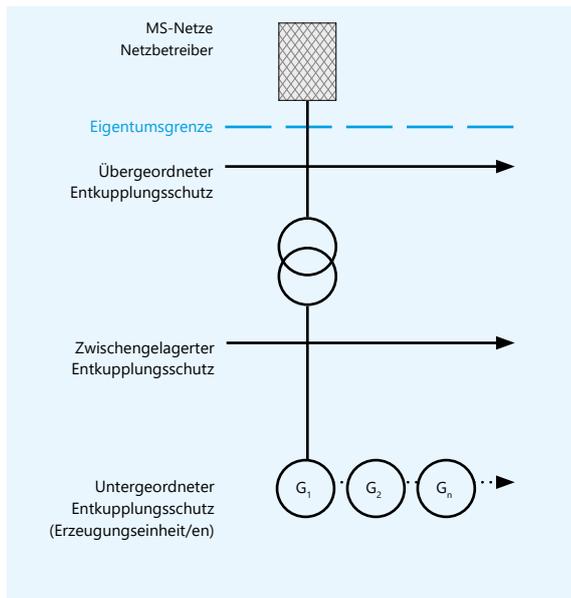
Zu 10.3.3.6 – Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

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 Entkopplungsschutz

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

(Abbildung 6: Übersicht Anordnung Entkopplungsschutz)



Der übergeordnete Entkopplungsschutz ist weiterhin nach dem o. g. Kapitel zu 10.3.3.5 umzusetzen. Die Schutzfunktionen der einzelnen Erzeugungseinheiten dürfen nicht vor dem „zwischenlagerter Entkopplungsschutz“ 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 SIE-MENS PSS SINICAL (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. Trafogegler 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.

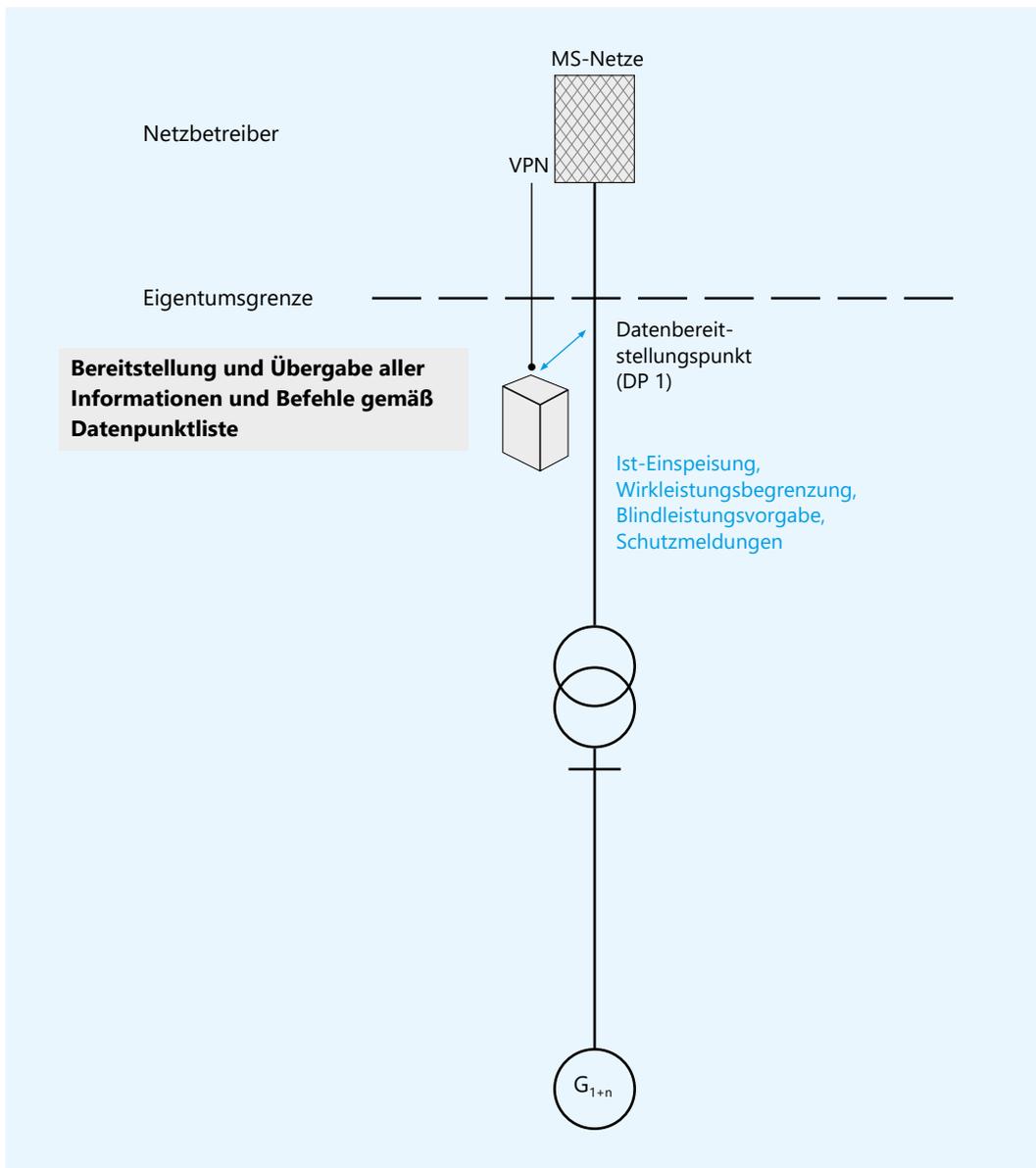
Zu Anhang C.4 der VDE-AR-N 4110

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

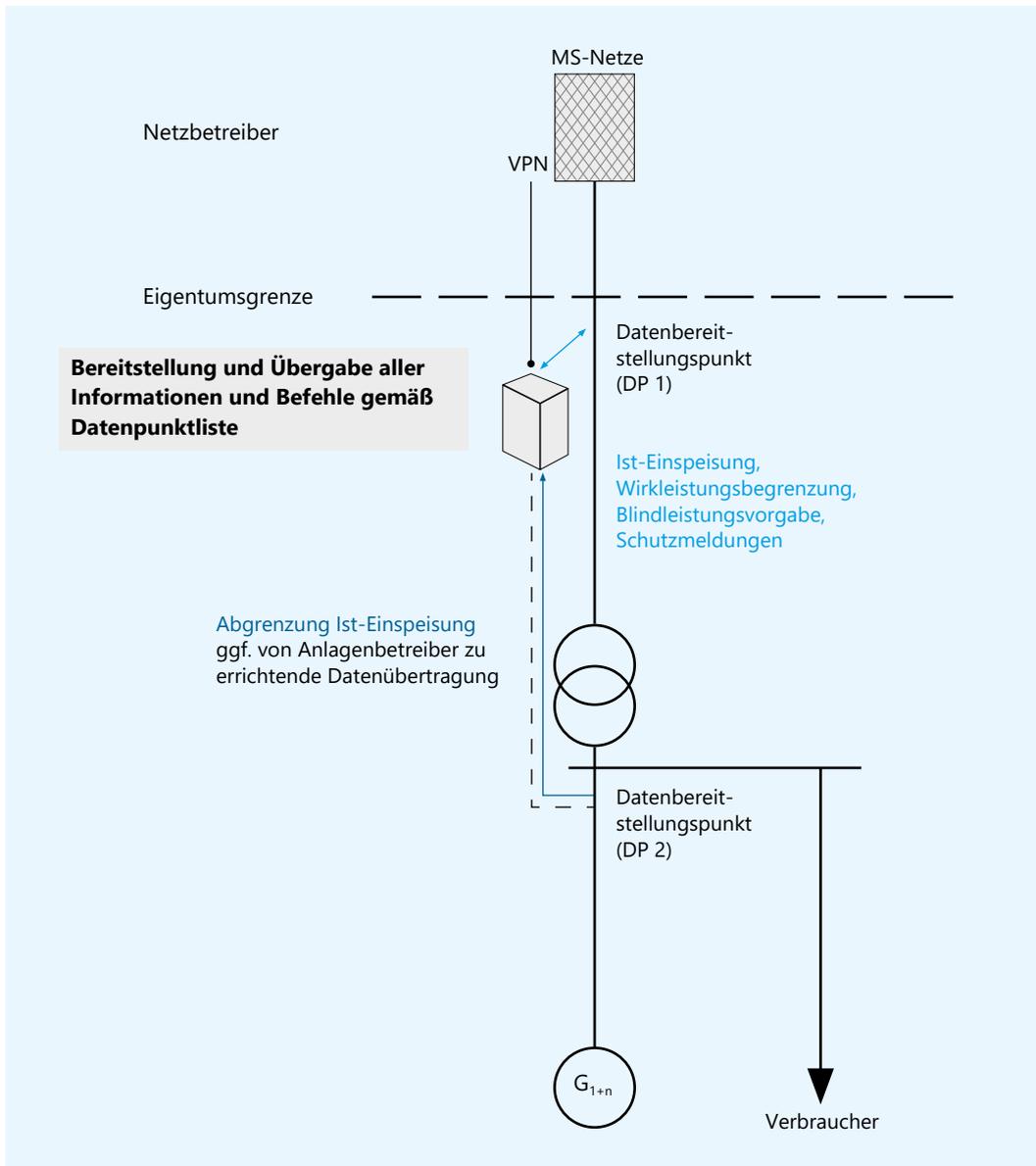
Informationsumfang und Adressierung

Datenpunkt	Zustand		Einheit	TK	IOA1	IOA2	IOA3
	high	low					
[Wertebereich; 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							
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					
[Wertebereich; Auflösung]							
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

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

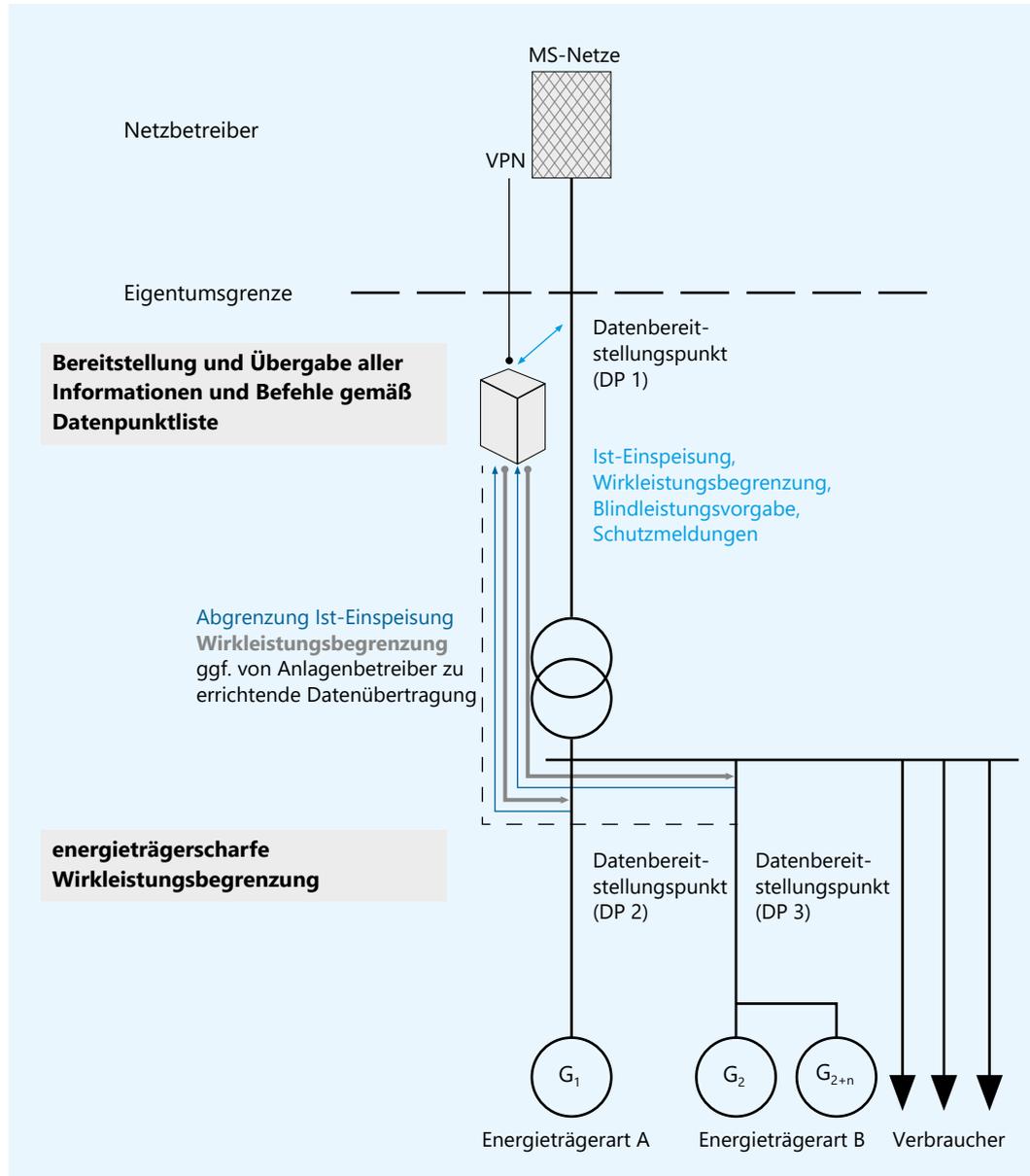
Informationsumfang und Adressierung

Datenpunkt	Zustand		Einheit	TK	IOA1	IOA2	IOA3
	high	low					
[Wertebereich; 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							
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
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					
[Wertebereich; Auflösung]							
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

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	IOA2	IOA3
	high	low					
[Wertebereich; 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							
Einspeisung A Sollwert P/P_{inst}	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	190	20	20
Einspeisung A Sollwert P/P_{inst} (RM)	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	36	190	240	65
Einspeisung B Sollwert P/P_{inst}	[0 ... 100; Aufl. 1]		%	50	191	20	20
Einspeisung 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_{L1} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	2
Spannung L1E (DP1)	[0 ... 120% U_{L1E} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	3
Spannung L2E (DP1)	[0 ... 120% U_{L2E} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	4
Spannung L3E (DP1)	[0 ... 120% U_{L3E} ; 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
$P_{b,inst}/P_{inst}$ (Einspeisung A)	[0 ... 100% P_{inst} ; Aufl. 1]		%	36	190	240	63
$P_{verfügbar,max}$ (Einspeisung A)	[0 ... -120% P_{inst} ; Aufl. 1]		kW	36	190	240	64
$P_{b,inst}/P_{inst}$ (Einspeisung B)	[0 ... 100% P_{inst} ; Aufl. 1]		%	36	191	240	63
$P_{verfügbar,max}$ (Einspeisung 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					
[Wertebereich; Auflösung]							
Zusätzliche Datenpunkte für Speicher mit $P_{Amax} \geq 135 \text{ kW}$							
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

Datenpunkt	Zustand		Einheit	TK	IOA1	IOA2	IOA3
	high	low					
[Wertebereich; Auflösung]							
Verfahren d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ gem. 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110							
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ EIN	BF_EIN			45	1	20	99
Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ EIN	RM_EIN			30	1	30	99
$\cos \varphi$ 0,95 ind	BF_EIN			45	1	20	86
$\cos \varphi$ 0,97 ind	BF_EIN			45	1	20	87
$\cos \varphi$ 0,985 ind	BF_EIN			45	1	20	88
$\cos \varphi$ 0,995 ind	BF_EIN			45	1	20	89
$\cos \varphi$ 1	BF_EIN			45	1	20	90
$\cos \varphi$ 0,995 kap	BF_EIN			45	1	20	91
$\cos \varphi$ 0,985 kap	BF_EIN			45	1	20	92
$\cos \varphi$ 0,97 kap	BF_EIN			45	1	20	93
$\cos \varphi$ 0,95 kap	BF_EIN			45	1	20	94
$\cos \varphi$ 0,95 ind	RM_EIN			30	1	30	86
$\cos \varphi$ 0,97 ind	RM_EIN			30	1	30	87
$\cos \varphi$ 0,985 ind	RM_EIN			30	1	30	88
$\cos \varphi$ 0,995 ind	RM_EIN			30	1	30	89
$\cos \varphi$ 1	RM_EIN			30	1	30	90
$\cos \varphi$ 0,995 kap	RM_EIN			30	1	30	91
$\cos \varphi$ 0,985 kap	RM_EIN			30	1	30	92
$\cos \varphi$ 0,97 kap	RM_EIN			30	1	30	93
$\cos \varphi$ 0,95 kap	RM_EIN			30	1	30	94

Zu Anhang D der VDE-AR-N 4110

Beispiele für Mittelspannungs-Netzanschlüsse

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

- NS.01: Übergabestation, NS-Verrechnungsmessung, ein Trafo bis 1250 kVA
- MS.01: Übergabestation mit einem MS-Kabelanschluss, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo bis 1250 kVA
- MS.02: Übergabestation mit einem MS-Kabelanschluss, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo größer 1250 kVA
- MS.03: Übergabestation, Einschleifung, MS-Verrechnungsmessung, ein Trafo bis 1250 kVA (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

Zu Anhang E der VDE-AR-N 4110

Vordrucke

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

Anhänge zur Netzrichtlinie

Anhang A: Betriebsmittelkennzeichen für die Planung von Sekundäranlagen

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

Inkrafttreten

Dieses Dokument erhält mit Inkrafttreten der VDE-AR-N 4110 (TAR Mittelspannung) seine Gültigkeit.

Versionsverwaltung

Version	Datum	Änderung	Verfasser
V1.0	2019-01-09	Erstveröffentlichung	Weber
V1.1	2019-02-04	Vorgabe Kennlinie Q(P); Anpassung Datenpunktlisten C.4A-C.4C	Weber
V1.2	2019-10-15	Vorgabe Datenpunkte ESS/Revision Anhang D - Beispiele für MS-Netzanschlüsse	Weber
V1.3	2020-11-03	Umsetzung NSM P/Pinst; Blindleistungsverfahren; EZA-Modell; red. Änderungen	Weber
V1.4	2020-12-09	Aktualisierung Kurzschlussanzeiger; Anforderung von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge	Weber
V1.5	2021-05-11	Anforderungen Redispatch 2.0	Plewka
V1.6	2023-12-18	Eigentum Kommunikationstechnik	Weber