

Netzrichtlinie

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

Stand: 2021.06.07

Inhalt

Ziel.....	3
Zu Kapitel 2 der VDE-AR-N 4110 - Normative Verweisungen.....	4
Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110 - Begriffe und Abkürzungen.....	5
Zu Kapitel 4 der VDE-AR-N 4110 - Allgemeine Grundsätze.....	6
Zu 4.2 - Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen.....	6
Zu 4.4 - Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage.....	6
Zu Kapitel 5 der VDE-AR-N 4110 - Netzanschluss.....	7
Zu 5.1 - Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes.....	7
Zu 5.2 - Bemessung der Netzbetriebsmittel.....	7
Zu 5.3 - Zulässige Spannungsänderung.....	7
Zu 5.4 - Netzurückwirkungen.....	7
Zu 5.5 - Blindleistungsverhalten.....	7
Zu Kapitel 6 der VDE-AR-N 4110 - Übergabestationen.....	8
Zu 6.1 - Baulicher Teil.....	8
Zu 6.2 - Elektrischer Teil.....	9
Zu 6.3 - Sekundärtechnik.....	13
Zu Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110 - Abrechnungsmessung.....	17
Zu 7.2 - Zählerplatz.....	17
Zu 7.5 - Messwandler.....	18
Zu 7.6 - Datenfernübertragung.....	18
Zu 7.7 - Spannungsebene der Abrechnungsmessung.....	18
Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110 - Betrieb der Kundenanlagen.....	19
Zu 8.2 - Netzführung.....	19
Zu 8.5 - Bedienung vor Ort.....	19
Zu 8.6 - Instandhaltung.....	19
Zu 8.8 - Betrieb bei Störungen.....	19
Zu 8.11 - Besondere Anforderungen an den Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge.....	20
Zu Kapitel 10 der VDE-AR-N 4110 - Erzeugungsanlagen.....	21
Zu 10.1 - Allgemeines.....	21
Zu 10.2 - Verhalten der Erzeugungsanlagen am Netz.....	21
Zu 10.3 - Schutzeinrichtung und Schutzeinstellungen.....	25
Zu Anhang C.4 der VDE-AR-N 4110 - Prozessdatenumfang.....	27
Zu Anhang E der VDE-AR-N 4110 - Vordrucke.....	36
Inkrafttreten.....	36
Versionsverwaltung.....	36

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 WerraEnergie 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)
- Merkblatt Direkt- und Wandlermessungen (BDEW-Landesgruppe Mitteldeutschland/RV Thüringen)

Zu Kapitel 3 der VDE-AR-N 4110 - Begriffe und Abkürzungen

Kunde

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

Netzbetreiber

Der Betreiber des Netzes der allgemeinen Versorgung für elektrische Energie ist die WerraEnergie GmbH und wird in der vorliegenden Netzrichtlinie als WerraEnergie bezeichnet.

Netzführende Stelle

Die netzführende Stelle im Netzgebiet der WerraEnergie GmbH ist die Leitstelle der TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG mit Sitz in Erfurt und wird als Dienstleistung für die WerraEnergie GmbH ausgeführt. In der vorliegenden Netzrichtlinie wird die TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG als TEN Thüringer Energienetze bezeichnet.

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.

Die Ansprechpartner und die zugehörigen Formulare sind dem Internetauftritt des Netzbetreibers unter <https://www.werraenergie.de> 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.werraenergie.de> bereit.

Für den Vordruck „E.1 Antragsstellung“ ist bei Einspeisung das vom Netzbetreiber bereitgestellte Datenerfassungsblatt zu verwenden. Bei den verbleibenden Vordrucken E.2 bis E.17 wird keine separate Netzbetreibervorgabe gemacht.

Zusätzlich zu den in der VDE-AR-N 4110 geforderten Unterlagen zur Anschlussanmeldung sind folgende Unterlagen einzureichen:

- Deckblatt mit Stationsbezeichnung
- Verzeichnis der eingereichten Unterlagen
- Erklärung zur Einhaltung der Technischen Regeln mit Unterschrift des verantwortlichen Planers
- Grundriss der Übergabestation mit Aufstellungsplan aller elektrischen Komponenten im Maßstab 1:50

Zeitplan/Prozessablauf

Die in der 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.

Zu 4.4 - Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

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

Hierfür findet vor der eigentlichen Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und/oder des Speichers eine gemeinsame technische Abnahme statt. Zu den Teilnehmern der Abnahme zählen: der Anlagenerrichter, der zukünftige Anlagenbetreiber und ein Mitarbeiter des Netzbetreibers. Der Termin zur technischen Abnahme ist rechtzeitig durch den Anlagenerrichter nach Fertigstellung der Erzeugungsanlage sowie des Netzanschlusses mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Zum Zeitpunkt des vereinbarten Abnahmetermins ist durch den zukünftigen Anlagenbetreiber sicherzustellen, dass sich die Erzeugungsanlage in einem technisch einwandfreien Zustand befindet damit die Inbetriebsetzung erfolgen kann. Sollten während des Abnahmetermins Abweichungen zu den eingereichten Unterlagen festgestellt werden, behält sich der Netzbetreiber vor die Inbetriebsetzung zu verweigern. Die fehlenden Unterlagen sind nachzureichen und ggf. ist ein neuer Abnahmetermin mit dem Netzbetreiber zu vereinbaren.

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

Zu 5.1 - Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

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

Zu 5.2 - Bemessung der Netzbetriebsmittel

Der kleinste mögliche Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ beträgt bei maximaler Wirkleistung 0,95 (ind. / kap.) und ist im Zuge der Anschlussplanung zu berücksichtigen. Für Bezugsanlagen gilt ein Bereich zwischen $\cos \varphi = 1 \dots 0,95$ untererregt in dem die Anlagen betrieben werden dürfen.

Zu 5.3 - Zulässige Spannungsänderung

Die von Kundenanlagen mit Anschlusspunkt in einem Mittelspannungsnetz verursachte Spannungsänderung darf gemäß VDE-AR-N 4110 einen Wert von $\Delta u \leq 2 \%$ nicht überschreiten. 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.

Kundenanlagen mit Erzeugungsanlagen/Speichern, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Eigenbedarf: Hierzu 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 Störlichtbogenqualifikation IAC AB 20 kA (1s) (20 kV) 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 Bemessungs-Kurzzeitstrom von 20 kA (1 s) zu erbringen.

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.

Die Anlagenteile des Netzbetreibers und des Kunden sind in der Regel räumlich zu trennen, dazu zählt ebenfalls der Bereich des Kabelbodens. Sofern keine räumliche Trennung zwischen Kunden- und Netzbetreiber-Teil möglich 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 Schaltanlage 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 dem Beauftragten des Netzbetreibers zu jeder Zeit (24 Stunden, 365 Tage) den uneingeschränkten Zugang bzw. Zufahrt zu den Anlagenteilen des Netzbetreibers. Der direkte Zugang und Transportweg von einer öffentlichen Straße ist anzustreben.

Türen müssen nach außen aufschlagen und einen Öffnungswinkel von mindestens 95° zulassen. In dieser Stellung sind Türen durch selbsttätige Feststeller zu fixieren. Für Räume in Gebäuden sind die Forderungen der Verordnung über den Bau von Betriebsräumen für elektrische Anlagen (EltBauVO) einzuhalten.

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

Zu 6.1.2.3 - Fenster

Die Räume der Übergabestation sind fensterlos auszuführen.

Zu 6.1.2.5 - Fußböden

Fußböden müssen eben sein. Die Zwischenbodenplatten müssen aus nichtbrennbaren Baustoffen sein und der Bauklasse A entsprechen sowie mit der Tragkonstruktion verschraubt oder verriegelt sein. 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.

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.

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 6.2.1.1 - Allgemeine technische Daten

Im Netz der WerraEnergie gelten folgende Größen für die Dimensionierung der Übergabestation:

- Bemessungs-Spannung: U_r 24 kV
- Bemessungs-Betriebsstrom: I_r 630 A
- Bemessungs-Kurzzeitstrom: I_k 20 kA für $t = 1$ s
- Bemessungs-Stoßstrom: I_p 50 kA
- Bemessungs-Stehblitzstoßspannung: U_p 125 kV

Je nach Netzgebiet kann die Netzennspannung $U_n = 20$ kV, 10 kV oder 6 kV betragen.

Zu 6.2.1.2 - Kurzschlussfestigkeit

Die mittelspannungsseitigen Betriebsmittel sind für einen Bemessungs-Kurzzeitstrom 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. In der Regel sind die Schaltanlagen wie folgt zu konfigurieren: Kabelfeld - Kabelfeld - Übergabefeld - Verrechnungsmessfeld - Transformatorfeld.

Die netzseitigen Eingangsfelder werden in der Regel als Lasttrennschalterfelder ausgeführt und sind mit einem integrierten Spannungsprüfsystem sowie einem Kurz- und Erdschlussanzeiger auszustatten.

Folgende Fabrikate sind vorzugsweise einzubauen:

- integriertes Spannungsprüfsystem: Horstmann Wega 1.2 C
- Kurz- und Erdschlussanzeiger: Horstmann Opto F+E 3.0

In Abhängigkeit von der Netzkonstellation kann als Kurz- und Erdschlussanzeiger anstatt des Opto F+E 3.0 das ComPass B 2.0 des Herstellers Horstmann erforderlich sein. Die Einbindung in das Netz des Netzbetreibers erfolgt mindestens über zwei Eingangsfelder.

Bei mehr als einem Abgangsfeld auf der Seite des Kunden ist ein Übergabeschalter auf der Netzbetreiberseite vorzusehen. Der Übergabeschalter stellt die Eigentumsgrenze des Netzbetreibers dar. Als Übergabefeld wird in der Regel ein Lasttrennschalterfeld eingesetzt. In besonderen Fällen, insbesondere beim Anschluss von mehreren Transformatoren bis 1.000 kVA, kann ein zusätzlicher Übergabeleistungsschalter mit Überstromzeitschutz auf der Kundenseite erforderlich sein.

Beim Anschluss eines Transformators mit einer Nennscheinleistung bis 1.000 kVA kann das Abgangsfeld der Kundenanlage mit einer Sicherungs-Lasttrennschalter-Kombination ausgeführt werden.

Ist im Abgangsfeld ein Transformator mit einer Nennscheinleistung größer 1.000 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.

In Abhängigkeit von der Netzennspannung und vom eingesetzten Schaltanlagentyp kann bereits bei Transformator-Nennscheinleistungen kleiner 1.000 kVA der Einsatz eines Leistungsschalters mit Überstromzeitschutz im Abgangsfeld der Abnehmeranlage erforderlich sein. Hierzu sind die Auswahltabellen für HH-Sicherungseinsätze der Schaltanlagenhersteller zu beachten.

In allen Schaltfeldern sind einschaltfeste Erdungsschalter zum Erden und Kurzschließen des Abganges vorzusehen. Zusätzlich sind an jedem luftisolierten Sammelschienenabschnitt sowie ober- und unterspannungsseitig an den Transformatoren Anschlüssen Erdungs- und Kurzschließvorrichtungen mit folgenden Eigenschaften vorzusehen:

- Phasenanschluss über Kugelfestpunkt (20 kA und 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

Auswahl Schaltanlagentypen Eingangsfelder

Für die Netzseitigen Eingangsfelder des Netzbetreibers sind ausschließlich von der WerraEnergie präqualifizierte Hersteller und dessen Schaltanlagentypen einzusetzen. Zu den präqualifizierten Herstellern zählen:

- Siemens
- Schneider Electric
- Driescher Moosburg

Fehlerrichtungsanzeiger Eingangsfelder

Sobald drei oder mehr Felder mit Leitungen der WerraEnergie belegt sind, werden Kurzschluss-Richtungs- und Erdschluss-Richtungsanzeiger (KSRA / ESRA) eingebaut.

Bei zwei Kabelfeldern sind Kurz- und Erdschlussanzeiger (KSA / ESA) ausreichend. Unabhängig von der Anzahl der Felder ist jedes Feld mit einem KSRA / ESRA oder KSA / ESA auszustatten. Es werden KSRA / ESRA bzw. KSA / ESA des Herstellers Horstmann (Typ ComPass B 2.0 bzw. Opto F+E 3.0) eingesetzt.

Fehlerrichtungsanzeiger Übergabe

Für Übergabestationen mit Anschluss eines kundeneignen Mittelspannungskabelabgangs oder mehrerer kundeneigener Kabelabgänge zu Unterstationen wird der Einbau eines KSA / ESA zu Lasten des Anschlussnehmers gemäß WerraEnergie Standard erforderlich. Für die Erfassung der hierfür erforderlichen Messgrößen (Spannung U und Strom I) ist der Einbau entsprechend dimensionierte Kabelumbauwandler vorzusehen. Alternativ können die Messgrößen über zusätzliche Wicklungen der WerraEnergie Spannungsmesswandler im Rahmen des Messstellenbetriebs beigelegt werden. Der KSA / ESA steht im Eigentum und Unterhalt des Anschlussnehmers. Er ist regelmäßig auf Funktionstüchtigkeit zu überprüfen.

Spannungsprüfsysteme

Der Einbau von Spannungsprüfsystemen ist nach Maßgabe der WerraEnergie. Es werden vorzugsweise Spannungsprüfsysteme des Herstellers Horstmann (Wega 1.2 C) eingesetzt. Der Einsatz von anderen Spannungsprüfsystemen ist mit der WerraEnergie abzustimmen.

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

Zu 6.2.2.3 - Kennzeichnung und Beschriftung

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

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

Schaltungsunterlagen

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

Zu 6.2.2.4 - Schaltgeräte

Eingangsschalter (Kabelfelder des Netzbetreibers)

Lasttrennschalter als Eingangsschalter müssen für einen Bemessungs-Betriebsstrom I_r von mindestens 630 A bei 24-kV-Schaltanlagen ausgelegt sein; der Bemessungs-Stoßstrom I_p muss den Anforderungen gemäß Anmerkungen zu 6.2.1.1 genügen.

Übergabeschalter

Als Übergabeschalter können Leistungsschalter, Lasttrennschalter oder bei einem Transformator bis 1000 kVA auch Sicherungs-Lasttrennschalter eingesetzt werden. Ab einer installierten Summen-Transformatorleistung > 1000 kVA wird als Übergabeschalter ein Leistungsschalter mit UMZ-Schutz erforderlich.

Zu 6.2.2.6 - Transformatoren

Im Netzgebiet der WerraEnergie werden üblicherweise Transformatoren der Schaltgruppe Dyn5 mit einem Anzapfungsbereich von $\pm 2 \times 2,5 \%$ OS-seitig mit Umsteller eingesetzt. Zugelassen sind Öltransformatoren oder Gießharztransformatoren mit Anzapfungen.

Das Übersetzungsverhältnis ist bei der WerraEnergie im 20-kV-Netz üblicherweise 20 kV / 0,40 kV und im 10-kV-Netz 10 kV / 0,40 kV. Ausnahme bildet das 6-kV-Netz, hier werden üblicherweise überspannungsseitig umschaltbare Transformatoren mit einem Übersetzungsverhältnis von 6 kV / 20 kV und unterspannungsseitig 0,40 kV eingesetzt. Die EU-Vorgaben für Transformatoren nach der Ökodesign-Verordnung der Europäischen Kommission bezüglich der geforderten Verlustklassen sind einzuhalten.

Transformatoren müssen nach DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) ober- und unterspannungsseitig geerdet und kurzgeschlossen werden können.

Zu 6.2.2.7 - Wandler

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

Stromwandler für Schutzzwecke

Bei Beistellung der Messstromwandler durch den Netzbetreiber ist die Bereitstellung eines zusätzlichen Stromwandlerkerns für Schutzzwecke nicht vorgesehen. Der Stromwandler für Schutzzwecke ist durch den Kunden zu beschaffen und hat die folgenden Anforderungen zu erfüllen:

- sekundärseitiger Nennstrom 1 A
- Genauigkeitsklasse 5P mit einem Genauigkeits-Grenzfaktor von 10 bis 20

Die Nennleistungen sind entsprechend den Summen aller Bürden anzupassen. Bei der Montage des Stromwandlers ist darauf zu achten, dass der Anschluss P1 (K) zur Sammelschiene zeigt. Sekundärseitig ist zum Schutzobjekt hin der Anschluss S2 (I) zu erden.

Spannungswandler für Schutzzwecke

Bei Beistellung der Messspannungswandler durch den Netzbetreiber ist die Bereitstellung von zusätzlichen Spannungswandlerwicklungen für Schutzzwecke mit vorgesehen. Generell müssen die Spannungswandler für Schutzzwecke folgende Anforderungen erfüllen:

- sekundärseitige Spannung 100 V AC
- Genauigkeitsklasse der Wicklung für Schutzzwecke (z. B. zur Messung) 0,2
- Genauigkeitsklasse der Wicklung zur Erdschlusserfassung 3P

Für die Wicklung zur Erdschlusserfassung da-dn-Wicklung ist ein Dämpfungswiderstand anzuschließen. Zur Absicherung ist mindestens ein einpoliger Leitungsschutzschalter vorzusehen. Die Wicklung muss mit einem Widerstand 25 Ohm, 6 A, 500 VA bedämpft werden, um Kippschwingungen zu verhindern. Die Sekundärverdrahtung der Spannungswandler bis zum Spannungswandlerautomat muss mit einer NSGAFÖU-Leitung mit Mindestquerschnitt von 2,5 mm² erfolgen.

Zu 6.2.2.8 - Überspannungsableiter

Art und Umfang der netzseitigen Überspannungsschutzeinrichtungen werden vom Netzbetreiber festgelegt.

Zu 6.2.4 - Erdungsanlage

Der Erdungswiderstand der Erdungsanlage ist zwischen Erder- und Potentialausgleichschiene zu messen und darf 2 Ohm nicht überschreiten. Es ist ein Messprotokoll dem Netzbetreiber zu übergeben.

Die Erdungsanlage ist mindestens in Edelstahl V2A oder als verzinnertes Kupfer zu errichten.

Zu 6.3 - Sekundärtechnik

Zu 6.3.2 - Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

Die netzführende Stelle im Netzgebiet der WerraEnergie ist die Leitstelle der TEN Thüringer Energienetze mit Sitz in Erfurt und wird als Dienstleistung für die WerraEnergie ausgeführt. Neben den Bedingungen der WerraEnergie sind ebenfalls die Anforderungen der Thüringer Energienetze zu beachten. Dies betrifft insbesondere die Umsetzung der Fernwirkkopplung sowie die Kommunikation zur netzführenden Stelle. Hierfür sind ggf. entsprechende Formulare zu verwenden. Diese sind dem Internetauftritt der TEN Thüringer Energienetze unter <https://www.thueringer-energienetze.com> zu entnehmen. Die projektspezifische Datenpunktliste wird durch die WerraEnergie festgelegt und dem Kunden übermittelt.

Bei Anschluss von Erzeugungsanlagen/Speicher

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

Der entsprechende Standardprozessdatenumfang für den Anschluss von Erzeugungsanlagen/Speicher ist in Anhang C.4 - Möglichkeit 1 bis C.4 - Möglichkeit 3 dokumentiert. Dieser Standardprozessdatenumfang gibt einen Überblick über die zu übertragenden Datenpunkte an die netzführende Stelle und ist als Information für die Projektierung der Fernwirkkopplung zu betrachten. Der tatsächlich zu übertragende Datenumfang an die netzführende Stelle wird dem Kunden über die projektspezifische Datenpunktliste mitgeteilt.

Die Signalgebung erfolgt ausschließlich durch den Netzbetreiber, Steuerung der Kundenanlage, Erzeugungsanlage oder des Speichers liegt im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. Dazu zählt speziell bei Erzeugungsanlagen und Speichern die Umsetzung der Wirk- und Blindleistungsvorgaben durch den Netzbetreiber.

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 der TEN Thüringer Energienetze zu übergeben. Hierzu sind ggf. Formulare der TEN Thüringer Energienetze zu verwenden. Im Anschluss erfolgen Bittest und Fernwirktest nach den Vorgaben und Bedingungen mit der TEN Thüringer Energienetze.

Bei Anschluss aller anderen Kundenanlagen

Für alle anderen Kundenanlagen (Kundenanlagen mit ausschließlich Bezug, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge etc.) gelten gesonderte Anforderungen an den umzusetzenden Prozessdatenumfang. Dieser ist projektspezifisch mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Auf Anforderung des Netzbetreibers oder des Kunden, können Kundenstationen in die Fernsteuerung des Netzbetreibers einbezogen werden. Dabei werden Anlagenteile des Netzbetreibers durch den Netzbetreiber mit Primär- und Sekundärtechnik inkl. Fernwirkkopplung ausgestattet und betrieben. Der Platzbedarf und der erforderliche Eigenbedarf für die sekundärtechnischen Einrichtungen des Netzbetreibers ist vom Kunden unentgeltlich zur Verfügung zu stellen.

Kundenteile sind durch den Kunden mit einer entsprechenden (separaten) Fernwirkkopplung auszustatten und zu betreiben. Die Spezifikationen sind beim Netzbetreiber abzufragen. Der zu übertragende Prozessdatenumfang wird durch den Netzbetreiber vorgegeben.

Je nach Netzkonstellation kann der Netzbetreiber die Einbindung der Kundenstation in die Fernsteuerung fordern.

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. Die Komponenten der Fernwirkkopplung bestehen in der Regel aus Fernwirkanlage, VPN-Router, (DSL-)Modem/Router und Internetzugang und sind als Bestandteil der Kundenanlage durch den Kunden bereitzustellen.

Die Anbindung erfolgt über einen leitungsgebundenen Festnetzzugang z. B. DSL. Ist dieser nachweisbar nicht vorhanden oder kann nicht realisiert werden, kann

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

eingesetzt werden. Die Sicherstellung der permanenten Verfügbarkeit des bereitgestellten Kommunikationskanals liegt im Verantwortungsbereich des Kunden.

Für die Installation einer ggf. benötigten Antenne ist eine entsprechende Durchführung für das Antennenkabel nahe der geplanten Fernwirktechnik vorzusehen.

Die Fernwirkanlage muss mit dem Infoknoten des Netzleitsystems kommunizieren können. Hierzu sind die Anforderungen der TEN Thüringer Energienetze umzusetzen. Diese sind unter <https://www.thueringer-energienetze.com> veröffentlicht.

Der Einbau der Sekundärtechnik hat in der anschlussnehmereigenen (Übergabe-)Transformatorstation oder in einem gesonderten Bereich, zusammen mit dem Mess- und Steuereinrichtungen, zu erfolgen. Alle Komponenten müssen vor Schmutz-, Witterungs- und Temperatureinflüssen sowie gegen mechanische Beschädigungen geschützt sein. Hierzu sind die entsprechenden Herstellervorgaben zu beachten.

VPN-Verbindung

Die Anforderungen sowie eine Auswahl geeigneter VPN-Router sind dem Internetauftritt der TEN Thüringer Energienetze zu entnehmen, siehe <https://www.thueringer-energienetze.com>. Der für die VPN-Verbindung benötigte Router wird durch TEN Thüringer Energienetze parametrierd.

Fernsteuerung/Fernüberwachung

Für einen sicheren Netzbetrieb sind folgende Informationen und Funktionalitäten 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

Darüber hinaus sind bei Anschluss von Erzeugungsanlagen/Speichern weitere Informationen und Funktionalitäten notwendig:

- 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.4 Möglichkeit 2 und 3)
- Mindest-Bezug bzw. Mindest-Rückspeisung (nur für Speicher mit $P_{Amax} \geq 135$ kW)

Für Erzeugungsanlagen/Speicher gilt: Die Schutzmeldungen nach Anhang C.4 Möglichkeit 1 bis 3 sind unabhängig von der Anlagengröße zu erbringen und werden dem Kunden über projektspezifische Datenpunktliste 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. Bei einem Kommunikationsausfall oder Ausfall der Fernwirkanlage ist die Erzeugungsanlage mit den Vorgabewerten, wie sie zum Zeitpunkt des Ausfalls bestanden haben, weiterzubetreiben.

Die Grundeinstellungen für den Erstanlauf der Fernwirkanlage sind:

- Wirkleistungsbegrenzung: 100 % Wirkleistungsabgabe
- Blindleistungsvorgabe bei UW-Direktanschluss (Netzebene 4): Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$
- Blindleistungsvorgabe bei Anschluss im Mittelspannungsnetz (Netzebene 5): Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$

Ist-Einspeisewerterfassung bei Erzeugungsanlagen/Speichern

Allgemein

Die Leistungsflussrichtung erfolgt nach dem Verbraucherzählpeilsystem und somit ist die Einspeisung in das Netz mit einem negativen Vorzeichen zu versehen.

Messwert erfassung

Zur Messwert erfassung sind konventionelle Strom- und Spannungswandler vorzusehen.

Messwertübertragung

Hierzu sind die Anforderungen der TEN Thüringer Energienetze zu beachten.

Beschreibung der bereitzustellenden Datenpunkte (DP)

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.

Generatorleistung (DP 2/DP 3):

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

Sie muss realisiert werden:

- beim Vorhandensein von Verbraucheranlagen (Anhang C.4 - Möglichkeit 2)
- beim Vorhandensein von Erzeugungseinheiten mit unterschiedlichen Energieträgern (Anhang C.4 - Möglichkeit 3)

Zu 6.3.3 - Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Netzunabhängige Hilfsenergieversorgung

Die Netzunabhängige Hilfsenergieversorgung ist neben der Versorgung für Kommunikations-, Schutz-, Sekundär- und Hilfseinrichtungen - inklusive Zähl- und Messeinrichtungen - ebenfalls für Komponenten der Fernwirkkopplung einschließlich vorgelagerter Kommunikationstechnik und VPN-Router umzusetzen. Eine Verwendung von Messwertumformern ohne Hilfsenergieversorgung ist nicht zulässig.

Wandlerstromgespeiste Schutzgeräte mit zugehörigem Kondensatorspeicher sind ausschließlich bei reinen Bezugsanlagen zulässig solange diese nicht an der Fernwirkkopplung beteiligt sind. Im Falle von Erzeugungsanlagen, Speichern oder Mischanlagen sind Schutzgeräte mit einer netzunabhängigen Hilfsenergieversorgung auszustatten.

Zu 6.3.4 - Schutzeinrichtungen

Zu 6.3.4.3 - Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

Kundenanlagen die über einen Leistungsschalter an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind benötigen als Kurzschlusschutzeinrichtung mindestens ein Überstromzeitschutz. Die Einstellwerte für den Kurzschlusschutz werden vom Netzbetreiber vorgegeben. Der Überstromzeitschutz muss mindestens zwei separat einstellbare, dreipolige Leiterstromanregungen besitzen und mit einer Nullstromanregung ausgestattet sein. Die Rushstabilisierung wird gefordert. Für die entsprechende Bestimmung der Zeitdauer ist das Datenblatt des eingesetzten Maschinentransformators zu verwenden.

Die folgenden Schutzmeldungen sind über die Fernwirkkopplung des Kunden zu übertragen:

- Schutzanregung
- Schutzauslösung Allgemein
- Schutzauslösung QU (Systemschutz)
- Fehler rückwärts (Fehler Richtung Sammelschiene)

Ist eine Erdschlusserfassung erforderlich, siehe Kapitel 6.2.2.1, ist die Meldung „Erdschluss vorwärts“ (Richtung Erzeugungsanlage) fernzumelden.

Kundenanlagen die über eine Sicherungs-Lasttrennschalter-Kombination an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind müssen die Stellungsmeldung sowie die Meldung „Schutzauslösung HSI“ (Auslösung Hochspannungs-Hochleistungs-Sicherung) aufbereiten und über die Fernwirkkopplung des Kunden fernzumelden. Die Primär-Schaltanlage ist dementsprechend mit den notwendigen Meldekontakten auszustatten.

Bei installierten Kurzschlussrichtungsanzeigern im Netzbetreiber-Teil zum Detektieren des Fehlerortes müssen die folgenden feldbezogenen (je nach Spannungsebene =Lxx, =Kxx und Jxx) Meldungen über die Fernwirkkopplung des Kunden übertragen werden:

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

Der tatsächlich zu übertragende Meldungsumfang zur netzführenden Stelle wird dem Kunden in der projektspezifischen Datenpunktliste mitgeteilt.

Die im Netzbetreiber-Teil eingesetzten Typen für die Kurzschluss-Richtungs- und Erdschluss-Richtungsanzeige sind dem Kapitel 6.2.2.2 zu entnehmen.

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 Kapitel 7 der VDE-AR-N 4110 - Abrechnungsmessung

Während der Planungsphase eines neuen Netzanschlusses (Einspeise- und/oder Entnahmepunkt) ist eine rechtzeitige Abstimmung bezüglich der Zählerrichtungen, Kommunikation und der Datenbereitstellung mit dem Netzbetreiber erforderlich. Die Messwandler werden durch den Netzbetreiber beigestellt. Die Zähleranlage muss jederzeit zugänglich sein.

Zu 7.2 - Zählerplatz

Zählerschrank

Die Vorgaben zur Gestaltung des Zählerplatzes sind dem „Merkblatt Direkt und Wandlermessungen, A 1.3“ (Isoliermontageplatte mit Zählerplätzen und Steuer- bzw. Datenübertragungseinrichtung (SDE-Platz)) zu entnehmen. Die verwendete Isoliermontageplatte hat drei freie Zählerplätze wobei davon zwei Zählerplätze als Raum für Zusatzanwendungen verwendet werden, diese wird durch den Netzbetreiber gestellt. Somit muss für jede benötigte Wandlermessung eine Isoliermontageplatte berücksichtigt werden. Die zur Aufnahme der Isoliermontageplatte benötigten Zählerschränke (z. B. der Fa. Deppe) müssen durch den Kunden beschafft werden.

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.

Zähler

Die Zähler und alle dazugehörigen Zusatzgeräte werden von der WerraEnergie oder einem zugelassenen Messstellenbetreiber beigestellt und unterhalten. Die Messung wird durch die WerraEnergie in Betrieb genommen. Kundeneigene Geräte können nicht an den Sekundärmesskreis der Messeinrichtung der WerraEnergie angeschlossen werden. Die Weitergabe von Steuerimpulsen (kWh, t_m , Tarifzeiten usw.) für kundeneigene Anforderungen ist jederzeit über Optokoppler als potentialfreier Kontakt möglich.

Mittelspannungsseitige Messungen werden bei der WerraEnergie unabhängig von der Leistung mit Registrierender Lastgangmessung (RLM) ausgerüstet.

Plombierung

Die Einbaustellen der gesamten Messeinrichtungen müssen so beschaffen sein, dass sie von der WerraEnergie sicher plombiert oder verschlossen werden können.

Zu 7.5 - Messwandler

Messwandlerbestimmung

Die Auslegung der Messwandler wird je nach Anmeldeleistung und der Anlagenart von der WerraEnergie festgelegt. Dabei sind mindestens folgende Genauigkeitsklassen vorzusehen: 0,5 für Spannungswandler und 0,5S für Stromwandler.

Einbau der Messstromwandler

Die Sammelschienen sind in der Messzelle so zu verlegen, dass der Einbau von drei Messstromwandlern nebeneinander und möglichst im Zuge des Sammelschienenverlaufs erfolgen kann.

Die Messstromwandler sind so anzuordnen, dass die Primär- und Sekundärklemmen auch nach der Montage der kompletten Schaltanlage gut zugänglich sind. Alle Wandlergehäuse sind gemäß DIN VDE 0101 zu erden. Die Stromwandler werden vom von der WerraEnergie zum Einbau bereitgestellt und vom Anlagenerrichter eingebaut und primärseitig angeschlossen. Bei Wandlern, die vom Standard abweichen, ist das Vorgehen mit der WerraEnergie abzusprechen.

Einbau der Messspannungswandler

Es gelten die gleichen Richtlinien wie unter „Einbau der Messstromwandler“ beschrieben.

Ausführung der Messwandler

Die Messspannungswandler sind vom Netz des Netzbetreibers aus gesehen vor den Messstromwandlern anzuschließen. Bei Messstromwandlern und Spannungswandlern werden die Anschlüsse für die Verrechnungsmessung, inkl. der da-dn-Wicklung, auf Prüfklemmen geführt. Diese befinden sich in einem plombierbaren Wandlerklemmen -und Sicherungskasten außerhalb der Messzelle. Von diesen Klemmen werden die Verbindungen zum Zählerfeld hergestellt.

Für den Anschluss der Wicklungen des Messspannungswandlers für Schutzzwecke ist die Sekundärverdrahtung der bis zu einer Überstromsicherheit (z. B. D01 10 A) mit einer NSGAFÖU-Leitung zu realisieren. Die NSGAFÖU-Leitung ist **ungeschnitten** zu verlegen und entsprechend der VDE-AR-N 4110 bzgl. des Querschnitts zu dimensionieren.

Die Anordnung der Messwandler hat so zu erfolgen, dass die Messung bei einer Schutzauslösung durch den Entkopplungsschutz von Erzeugungsanlagen nicht spannungslos geschaltet werden. Hierfür sollte der Entkopplungsschutz entweder

- niederspannungsseitig auf das Schaltgerät hinter dem Messabgriff wirken oder
- bei Wirkung des Entkopplungsschutzes auf den Mittelspannungsleistungsschalter dieser, vom Netz des Netzbetreibers ausgehen, hinter der Messung angeordnet sein.

Messzelle für Strom- und Spannungswandler

Die Messzelle ist üblicherweise hinter dem Übergabeschalter im Kunden-Anlagenteil anzuordnen, damit an der gesamten Messeinrichtung ohne Schaltmaßnahmen im Netz der WerraEnergie gearbeitet werden kann.

Ausführung der Messzelle

Die Messzelle ist in luftisolierter Ausführung zu erstellen, um die entsprechenden Messwandler aufzunehmen.

Zu 7.6 - Datenfernübertragung

Ist der Netzbetreiber mit dem Messstellenbetrieb beauftragt, so erfolgt die Zählerfernauslesung in Verbindung als Registrierende Lastgangmessung (RLM) über ein GPRS oder PSTN Modem.

Zu 7.7 - Spannungsebene der Abrechnungsmessung

In der Regel erfolgt die Messung der an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Kundenanlage auf der Mittelspannungsseite. Abweichungen hiervon sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Zu Kapitel 8 der VDE-AR-N 4110 - Betrieb der Kundenanlagen

Zu 8.2 - Netzführung

Für Schaltgeräte die am Netz des Netzbetreibers angeschlossen sind gilt grundsätzlich folgendes: Bedienhandlungen werden nur in Abstimmung mit der WerraEnergie durchgeführt. Bedienhandlungen dürfen nach DIN VDE 0105-100 (VDE 0105-100) nur von Elektrofachkräften werden.

Für den Betrieb der Kundenanlage ist der WerraEnergie vom Kunden eine verantwortliche Elektrofachkraft zu benennen. Diese 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).

Freischaltungen im Verfügungsbereich des Netzbetreibers vereinbart der Anlagenbetreiber rechtzeitig mit der WerraEnergie. Dazu ist die Schaltung 10 Werkzeuge im Voraus beim Netzbetreiber anzuzeigen.

Zu 8.5 - Bedienung vor Ort

Für die im Eigentum oder im Verfügungsbereich des Netzbetreibers stehenden Anlagenteile werden ausschließlich durch den Netzbetreiber bedient.

Zu 8.6 - Instandhaltung

Werden an der Transformator bzw. Übergabestation durch den Netzbetreiber schwerwiegende Mängel festgestellt, ist er berechtigt, diese bis zur Behebung der Mängel vom Netz zu trennen.

Der Netzbetreiber kann vom Kunden bei Auffälligkeiten eine Prüfung von Betriebsmitteln 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.

Zu 8.8 - Betrieb bei Störungen

Wenn durch Störungen oder Unregelmäßigkeiten eine Außerbetriebnahme der Kundenanlage erfolgt, darf eine Wiederschaltung erst mit Erlaubnis der WerraEnergie erfolgen.

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

Zu 8.11.1 - Allgemeines

Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge sind ab einer vereinbarten Anschlussleistung $P_{AV} \geq 135$ kW mit einer Fernwirkankopplung, insbesondere zur Blindleistungssteuerung und Wirkleistungsbegrenzung, auszustatten. Für die Errichtung, Änderung und den Unterhalt der Fernwirkankopplung 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.

Vorgaben seitens des Netzbetreibers sind im Vorfeld zu klären. Der zu übertragende Prozessdatenumfang wird dem Kunden übermittelt und vom Netzbetreiber festgelegt.

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.

Zu 8.11.2 - Blindleistung

Für den Betriebsmodus „Energielieferung“ (Entladevorgang) sind die Blindleistungsverfahren nach Kapitel 10.2.2.4 dieser Netzrichtlinie anzuwenden. Im Betriebsmodus „Energiebezug“ (Ladevorgang) ist standardmäßig ein $\cos \varphi = 1$ einzuhalten. Der Netzbetreiber behält sich vor, bei netztechnischer Notwendigkeit andere Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung nach 10.2.2.4 zu fordern.

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 am Verknüpfungspunkt vor.

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 gestörten Netzzustand.

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 Vorgaben zur Bereitstellung von Blindleistung sind am Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung zu erbringen. Hiervon abweichende Vorgaben werden dem Kunden vom Netzbetreiber mitgeteilt.

Sind weitere Erzeugungseinheiten oder eine Blindleistungskompensationsanlage vorhanden, ist ein abgestimmtes Verhalten aller Regeleinrichtungen unabdingbar. Ein ungedämpft schwingendes Systemverhalten ist unzulässig.

Alle 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. Das bedeutet gemäß Verbraucherzählpfeilsystem einen Betrieb der Erzeugungseinheiten im Quadranten II oder III. Der Netzbetreiber behält sich vor, andere oder weitere Einstellungen zu fordern.

Zu 10.2.2.4 - Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Entsprechend der TAR werden vom Netzbetreiber eins oder mehrere der nachfolgenden Verfahren vorgegeben:

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

Grundsätzlich behält sich der Netzbetreiber vor, jedes der Verfahren a) bis d) zu verwenden und bei netztechnischem Erfordernis eine Anpassung bzw. Wechsel zu einem anderen Verfahren zu verlangen. Standardmäßig werden je Netzebene mindestens ein Verfahren für Anlagen $>$ und $<$ 1 MVA vom Netzbetreiber konkret vorgegeben. Der zu übertragende Prozessdatenumfang wird dem Kunden über die projektspezifische Datenpunktliste mitgeteilt. Im Netzgebiet der WerraEnergie ist Standardmäßig das Verfahren d) umzusetzen. Die übrigen Verfahren und deren Beschreibung sind der VDE-AR-N 4110 zu entnehmen.

Erzeugungsanlagen - Netzebene 5:

Verfahren 1: d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

Dieses Verfahren ist das Standardverfahren. 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 $\cos \varphi = 1$.

Erzeugungsanlagen - Netzebene 4:

Verfahren 1: d) Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$

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

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

Standard ist $\cos \varphi = 1$.

Speicher - Netzebene 5:

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

Für die Standardeinstellung $\cos \varphi$ wird die untererregte Fahrweise nur bei Rückspeisung gefordert. Bei Bezug ist ein Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ einzustellen.

Speicher - Netzebene 4:

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

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

Zu 10.2.2.5 - Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen

Die Anforderungen nach 10.2.2.4 sind für die neu hinzukommenden Erzeugungseinheiten gemäß ihrem Leistungsanteil an der gesamten Erzeugungsanlage, also anteilig, am Netzanschlusspunkt zu erfüllen. Bei dem Bau einer Erweiterung von mehr als 50 % gegenüber der bestehenden Anlagenleistung sind für alle Erzeugungseinheiten in Summe am Netzanschlusspunkt die Vorgaben gemäß 10.2.2.4 und den übermittelten Daten nach Formular E.9 umzusetzen.

Zu 10.2.2.6 - Besonderheiten bei Mischanlagen

Bei Vorhandensein einer Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage muss die Messung der für die Regelung der Blindstromkompensationsanlage relevanten Werte so positioniert sein, dass die Blindleistung der Erzeugungsanlage nicht die Regelung der Blindstromkompensationsanlage beeinflusst und es damit zu einer gegenseitigen Aufhebung der Blindleistung und damit der gewünschten Wirkung kommt. Die Blindstromkompensationsanlage für die Bezugsanlage ist zusammen mit der Erzeugungsanlage so anzupassen, dass der Verschiebungsfaktor an dem Netzanschlusspunkt gemäß der Vorgabe unter 10.2.2.4 bzw. den Vorgaben des Netzbetreibers aus den übermittelten Daten nach Formular E.9 eingehalten wird. Es ist darauf zu achten, dass es zu keinem schwingenden System kommt.

Zu 10.2.3 - Dynamische Netzstützung

Zu 10.2.3.1 - Allgemeines

Die Art der dynamischen Netzstützung d. h. vollständige dynamische Netzstützung oder eingeschränkte dynamische Netzstützung ist vom Netzverknüpfungspunkt abhängig. In der Regel ist für Erzeugungsanlagen mit Anschluss an die Sammelschiene eines Umspannwerks die dynamische Netzstützung erforderlich, für Anlagen mit Anschlusspunkt im Mittelspannungsnetz die eingeschränkte dynamische Netzstützung.

Eventuell abweichende Forderungen werden entweder bei der Mitteilung des Netzverknüpfungspunktes oder über die Vorgabe im Anhang E.9 (Netzbetreiber -Abfragebogen) vorgegeben.

Vollständige dynamische Netzstützung

Vollständige dynamische Netzstützung bedeutet, dass Erzeugungsanlagen technisch dazu in der Lage sein müssen:

- sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz trennen
- während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstromes in das Netz zu stützen. Dies erfolgt, wenn keine abweichende Forderung angegeben ist, mit $k = 2$.
- nach Fehlerklärung dem Mittelspannungsnetz nicht mehr induktive Blindleistung zu entnehmen als vor dem Fehler¹

Eingeschränkte dynamische Netzstützung

Eingeschränkte dynamische Netzstützung bedeutet, dass Erzeugungsanlagen technisch dazu in der Lage sein müssen:

- sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz trennen
- während eines Netzfehlers keinen Blindstrom in das Netz einzuspeisen
- keine oder minimale Wirkleistung einzuspeisen
- nach Fehlerklärung dem Mittelspannungsnetz nicht mehr induktive Blindleistung zu entnehmen als vor dem Fehler²

Zu 10.2.3.3 - Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen

UW-Direktanschluss (Netzebene 4)

Die Vorgabe zur dynamischen Netzstützung erfolgt durch den Netzbetreiber-Abfragebogen (Anhang E.9) im Rahmen der Anlagenzertifizierung.

Anschluss im Mittelspannungsnetz (Netzebene 5)

Die Vorgabe zur dynamischen Netzstützung erfolgt durch den Netzbetreiber-Abfragebogen (Anhang E.9) im Rahmen der Anlagenzertifizierung.

¹ Der Blindleistungs-/Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz) zur Überwachung dieses Verhaltens ist bei Erzeugungsanlagen mit Anlagenzertifikat A gefordert. Eine Nachrüstung der notwendigen Wandler muss jederzeit möglich sein.

² Der Blindleistungs-/Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz) zur Überwachung dieses Verhaltens ist bei Erzeugungsanlagen mit Anlagenzertifikat A gefordert. Eine Nachrüstung der notwendigen Wandler muss jederzeit möglich sein.

Zu 10.2.4 - Wirkleistungsabgabe

Zu 10.2.4.2 - Netzsicherheitsmanagement

Die nachfolgenden Bedingungen für die Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle finden Anwendung, sofern eine Erzeugungsanlage oder Speicher im Mittelspannungsnetz (Netzebene 4 und 5) einen Verknüpfungspunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung hat und die Summe der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart $P \geq 100$ kW bzw. bei Photovoltaikanlagen $P \geq 100$ kWp kumulierte Modulleistung beträgt. Darin eingeschlossen sind ebenfalls Erzeugungsanlagen, welche an ein anschlussnehmereignes Niederspannungsnetz (privates Arealnetz) angeschlossen sind und 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}) Abhängigkeit von der installierten Leistung aller Erzeugungseinheiten des gleichen Energieträgers vor, siehe Beispiel in Tabelle 1. Die Signalgebung hat Priorität vor ggf. weiteren Fernsteuerungen (z. B. Direktvermarktung, Regelleistung). Liegt jedoch ein Signal der Wirkleistungsbegrenzung unterhalb der Anforderung des Netzbetreibers, so ist dieses umzusetzen. Die Rückmeldung erfolgt für Fernwirkbefehle die durch den Netzbetreiber ausgelöst werden. Für Leistungsanpassungen durch Dritte erfolgt keine Rückmeldung.

Tabelle 1: Beispielvorgaben der 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 am Verknüpfungspunkt vor.

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 $P_{b,inst}/P_{inst}$) zu übertragen.

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

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

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

Für Speicher mit $P_{A, max} \geq 135$ 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 realisiert, siehe Prozessdatenumfang C.4 Möglichkeit 1 bis C.4 Möglichkeit 3.

Für Erzeugungsanlagen $P < 100$ kW bzw. 100 kWp gilt:

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 aller Erzeugungseinheiten gleicher Energieträgerart $P < 100$ kW bzw. bei Photovoltaikanlagen $P < 100$ kWp kumulierte Modulleistung sind entsprechend der 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 Errichtung 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 nach FNN-Hinweis erfüllen. Die Ausführungen, Einstellwerte (Spalte Standard) in Tabelle 2-1 und ergänzenden Festlegungen sind verbindlich anzuwenden. Die Auslösung erfolgt dabei einstufig.

Die Mitteilung der Vorgaben erfolgen dabei über den Netzbetreiber-Abfragebogen im der Anlagenzertifizierung.

Zu 10.3.3.5 - Übergeordneter Entkopplungsschutz

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

Zu 10.3.3.6 - Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

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

Zwischengelagerter Entkopplungsschutz

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

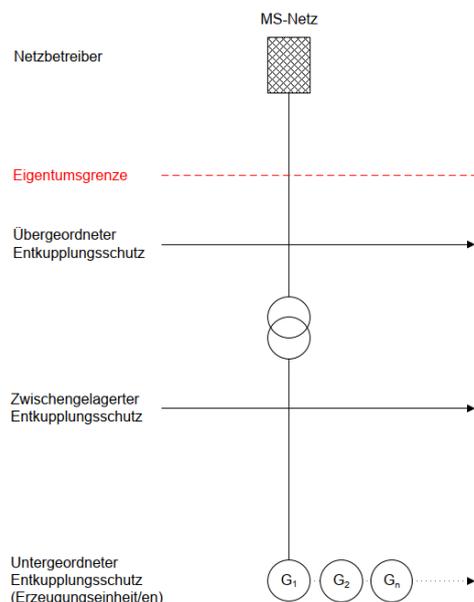


Abbildung 1: Übersicht Anordnung Entkopplungsschutz

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

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

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

Der aktuell benötigte Prozessdatenumfang kann je nach Anlagenkonstellation variieren und wird dem Kunden über die projektspezifische Datenpunktliste mitgeteilt. Nachfolgend sind die verschiedenen Möglichkeiten dargestellt und Beispielhaft der Prozessdatenumfang aufgeführt.

Zu Anhang C.4 - Möglichkeit 1

Eine Erzeugungsanlage mit einer installierten Leistung $P > 100 \text{ kW}$ bzw. $P > 100 \text{ kWp}$ bei Photovoltaikanlagen ohne Verbraucher und ein Energieträger, z. B. Wind oder Photovoltaik.

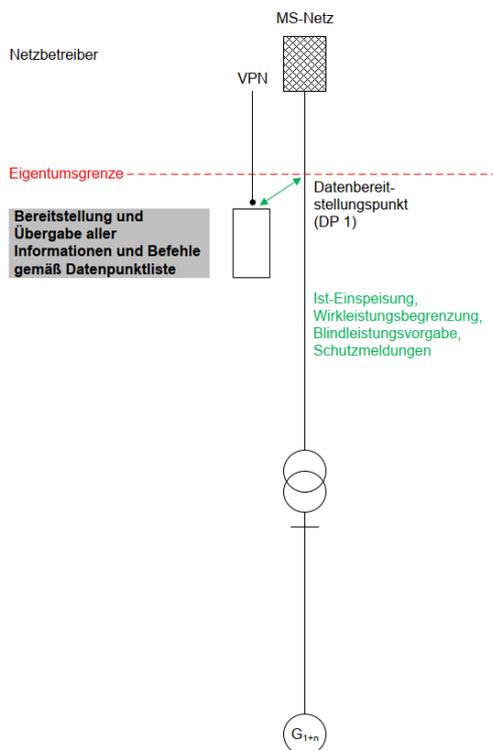


Abbildung 2: Grafik zur vereinfachten Darstellung der Datenbereitstellung Möglichkeit 1

Informationsumfang und Adressierung

Auswahl	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
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 (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	70	135
	Kurzschluss rückwärts (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	70	136
	Erdschluss vorwärts (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	53	1
	Erdschluss rückwärts (Abg. 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 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	10
	Strom L2 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	11
	Strom L3 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	12
	Spannung L13 (DP 1)	[0...120 % U_{LL} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	2
	Spannung L1E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	3
	Spannung L2E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	4
	Spannung L3E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	5
	Wirkleistung (DP 1)	[± 120 % P_{AV} ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	20
	Blindleistung (DP 1)	[± 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
	$P_{verf\bar{u}gbar, max}$	[0...120 % P_{inst} ; Aufl. 1]		kW	36	190	240	64
	Windgeschwindigkeit V_{Wind}	[0...40; Aufl. 1]		m/s	36	1	240	60
	Windrichtung R	[0...360; Aufl. 1]		Grad	36	1	240	61
	Globalstrahlung W/m^2	[0...1.280; Aufl. 1]		W/m^2	36	1	240	62
Zusätzliche 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	1	240	69
	Inst. Speicherkapazität E_{inst}	[0...120 % E_{inst} ; Aufl. 1]		kWh	36	1	240	77

Auswahl	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
Blindleistungsbereitstellung								
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 C.4 - Möglichkeit 2

Eine Erzeugungsanlage mit einer installierten Leistung $P > 100 \text{ kW}$ bzw. $P > 100 \text{ kWp}$ bei Photovoltaikanlagen mit Verbraucher und ein Energieträger, z. B. Mittelspannungsverbraucher mit Photovoltaik.

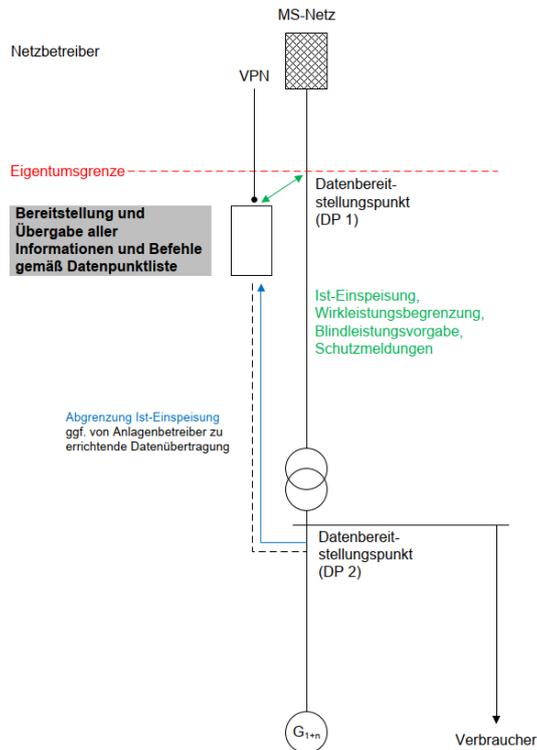


Abbildung 3: Grafik zur vereinfachten Darstellung der Datenbereitstellung Möglichkeit 2

Informationsumfang und Adressierung

Auswahl	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
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 (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	70	135
	Kurzschluss rückwärts (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	70	136
	Erdschluss vorwärts (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	53	1
	Erdschluss rückwärts (Abg. 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 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	10
	Strom L2 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	11
	Strom L3 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	12
	Spannung L13 (DP 1)	[0...120 % U_{LL} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	2
	Spannung L1E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	3
	Spannung L2E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	4
	Spannung L3E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	5
	Wirkleistung (DP 1)	[± 120 % P_{AV} ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	20
	Blindeleistung (DP 1)	[± 50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1]		kvar	36	1	240	21
	Wirkleistung (DP 2)	[± 120 % P_{AV} ; Aufl. 1]		kW	36	190	240	20
	Blindeleistung (DP 2)	[± 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	1	240	60
	Windrichtung R	[0...360; Aufl. 1]		Grad	36	1	240	61
	Globalstrahlung W/m^2	[0...1.280; Aufl. 1]		W/m^2	36	1	240	62
Zusätzliche 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	1	240	69
	Inst. Speicherkapazität E_{inst}	[0...120 % E_{inst} ; Aufl. 1]		kWh	36	1	240	77

Auswahl	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
Blindleistungsbereitstellung								
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 C.4 - Möglichkeit 3

Mehrere Erzeugungseinheiten mit einer installierten Leistung $P > 100$ kW bzw. $P > 100$ kWp bei Photovoltaikanlagen mit unterschiedlichen Energieträgern mit oder ohne Verbrauch, z. B. Mittelspannungsverbraucher mit PV- und Biogas-Anlage.

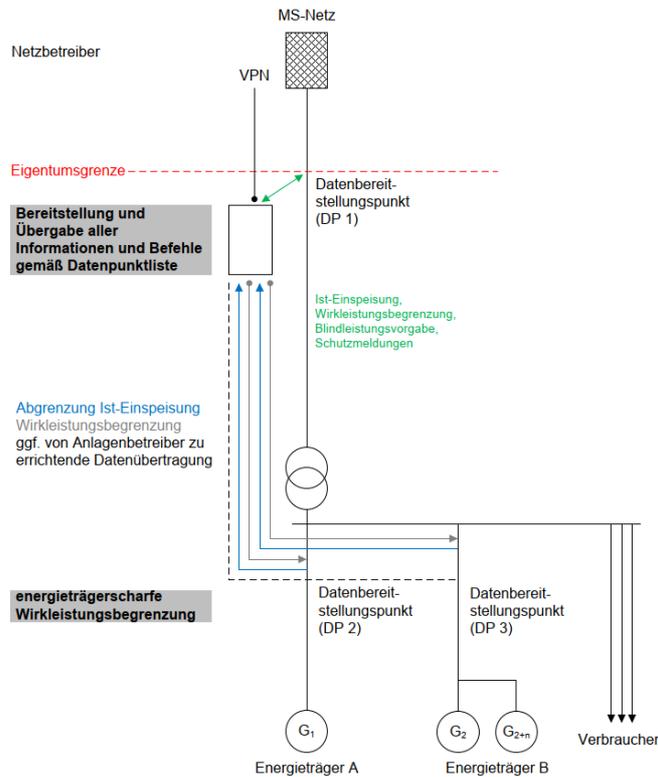


Abbildung 4: Grafik zur vereinfachten Darstellung der Datenbereitstellung Möglichkeit 3

Informationsumfang und Adressierung

Auswahl	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
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 (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	70	135
	Kurzschluss rückwärts (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	70	136
	Erdschluss vorwärts (Abg. Netzbetreiber-Teil)	KOM	GEH		30	2	53	1
	Erdschluss rückwärts (Abg. 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	190	20	20
	Einspeisung B Sollwert P/P_{inst} (RM)	[0...100; Aufl. 1]		%	36	190	240	65
Messwernerfassung/Ist-Einspeisung								
	Strom L1 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	10
	Strom L2 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	11
	Strom L3 (DP 1)	[0...2500; Aufl. 0,1]		A	36	1	240	12
	Spannung L13 (DP 1)	[0...120 % U_{LL} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	2
	Spannung L1E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	3
	Spannung L2E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	4
	Spannung L3E (DP 1)	[0...120 % U_{LE} ; Aufl. 0,01]		kV	36	1	240	5
	Wirkleistung (DP 1)	[± 120 % P_{AV} ; Aufl. 1]		kW	36	1	240	20
	Blindleistung (DP 1)	[± 50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1]		kvar	36	1	240	21
	Wirkleistung (DP 2)	[± 120 % P_{AV} ; Aufl. 1]		kW	36	190	240	20
	Blindleistung (DP 2)	[± 50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1]		kvar	36	190	240	21
	Wirkleistung (DP 3)	[± 120 % P_{AV} ; Aufl. 1]		kW	36	190	240	20
	Blindleistung (DP 3)	[± 50 % Q/P_{inst} ; Aufl. 1]		kvar	36	190	240	21
	$P_{p inst}/P_{inst}$ (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
	$P_{p inst}/P_{inst}$ (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	1	240	60
	Windrichtung R	[0...360; Aufl. 1]		Grad	36	1	240	61
	Globalstrahlung W/m^2	[0...1.280; Aufl. 1]		W/m^2	36	1	240	62
Zusätzliche 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	1	240	69
	Inst. Speicherkapazität E_{inst}	[0...120 % E_{inst} ; Aufl. 1]		kWh	36	1	240	77

Auswahl	Datenpunkt	Zustand		Einheit	Tk	IOA1	IOA2	IOA3
		high	low					
Blindleistungsbereitstellung								
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 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.werraenergie.de> bereit, siehe Kapitel 4.

Inkrafttreten

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

Versionsverwaltung

Version	Datum	Änderung	Verfasser
V2.0	2020.07.31	Erstveröffentlichung	Kotte / SI
V2.1	2020.08.11	Formatkorrekturen	Kotte / SI
V2.2	2021.01.04	Formatkorrekturen	Kotte / SI
V2.3	2021.05.25	Darstellungen ergänzt und inhaltliche Änderungen	Kotte / SI