Ergänzungen zur VDE-AR-N 4110 für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz

Version 2.0 vom 15.06.2026

Zur besseren Lesbarkeit wird eine genderneutrale Sprache verwendet. Die in diesem Dokument verwendeten Personenbezeichnungen beziehen sich – sofern nicht anders kenntlich gemacht – auf alle Geschlechter.

Inhaltsverzeichnis

1	Anwendungsbereich	5
2	Normative Verweisung	13
3	Begriffe und Abkürzungen	14
3.1	Begriffe	14
4	Allgemeine Grundsätze	17
4.2	Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	17
4.2.1	Allgemeines	17
4.2.4	Bauvorbereitung und Bau	18
4.2.5	Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation	19
4.3	Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation	19
4.4	Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage	19
5	Netzanschluss	20
5.1	Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes	20
5.3	Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt	20
5.3.1	Allgemein	20
5.3.3	Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen	21
5.4	Netzrückwirkungen	21
5.4.2	Schnelle Spannungsänderungen	21
5.4.3	Flicker	21
5.4.4	Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische	21
5.4.7	Tonfrequenz-Rundsteuerung	22
5.5	Blindleistungsverhalten	22
6	Übergabestation	23
6.1	Baulicher Teil	23
6.1.1	Allgemeines	23
6.1.2	Einzelheiten zur baulichen Ausführung	23
6.1.3	Hinweisschilder und Zubehör	23
6.2	Elektrischer Teil	23
6.2.1	Allgemeines	23
6.2.2	Schaltanlagen	24
6.2.4	Erdungsanlage	26
6.3	Sekundärtechnik	27
6.3.2	Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle	27
6.3.3	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	35
6.3.4	Schutzeinrichtungen	35
6.4	Störschreiber	36
8	Betrieb der Kundenanlage	37
8.1	Allgemeines	37
8.2	Netzführung	38
8.6	Instandhaltung	38
8.8	Betrieb bei Störungen	38
8.9	Notstromaggregate	39
8.10	Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern	39
8.13	Leistungsüberwachung	39
8.13.1	Leistungsüberwachung ($P_{AV,E}$-Überwachung)	40
8.13.2	Dauerhafte Drosselung von Erzeugungseinheiten	47
10	Erzeugungsanlagen	48
10.1	Allgemeines	48
10.2	Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz	48

10.2.1 Allgemeines 48
10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung 49
10.2.3 Dynamische Netzstützung 52
10.2.4 Wirkleistungsabgabe 54
10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen 54
10.3.1 Allgemeines 54
10.3.3 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers 55
10.3.4 Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks 59
10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung 59
10.4.1 Allgemeines 59
10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen 59
10.4.5 Kuppelschalter 59
10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen 59
10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung 59
10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve 60
10.6 Modelle 60
11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen 61
11.1 Gesamter Nachweisprozess 61
11.3 Komponentenzertifikat 61
11.3.1 Allgemeines 61
11.4 Anlagenzertifikat 61
11.4.1 Allgemeines 61
11.4.7 Netzrückwirkungen 63
11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen 63
11.4.24 Anlagenzertifikat B 63
11.5 Inbetriebsetzungsphase 64
11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation 64
11.5.2 Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten 64
11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung 64
11.5.4 Konformitätserklärung 65
12 Prototypen-Regelung 69
Anhang B 70
Anhang E 71

Abbildungsverzeichnis

Bild 1.1 Vereinfachter Anschluss und Nachweis auf Basis NELEV/EAAV-2024, Beschreibung der Fußnoten siehe Bild 1.2 7
Bild 1.2 Einordnung von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz (ergänzt gemäß der FAQs des VDE/FNN vom 25.11.2021) bzgl. der anzuwendenden Technischen Anschlussregel 8
Bild 1.3 Priorisierung der „wesentlichen Änderungen“ an bestehenden Kundenanlagen 11
Bild 6.1 Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung für Erzeugungsanlagen / Speicher (neue Kundenanlage) 29
Bild 6.2 Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung bei Erweiterungen einer bereits bestehenden Kundenanlage (bestehende Übergabestation ohne Fernwirktechnik) 31
Bild 8.1 Berechnung von $P_{AV,E,red}$ je SR-ID bei einer $P_{AV,E}$-Überwachung mit mehreren SR-ID´s 44
Bild 8.2 Beispielhaftes Verhalten einer $P_{AV,E}$-Überwachung einer Kombination aus PV-Anlage und Windanlage inkl. Einhaltung von $P_{AV,E,red}$ 45
Bild 10.1 Blindleistungskompensationsanlage für Bezug regelt gegen die Blindleistung einer EZA 52
Bild 10.2 Schutzlogik der Schutzeinrichtung bei Überwachung über Bezugsleistung 58
Bild 11.1 Priorisierung der „wesentlichen Änderungen“ für Erzeugungsanlagen und Speicher, die bereits nach VDE-AR-N 4110 [2] (ab 2018) errichtet bzw. zertifiziert worden sind 62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher: 9
Tabelle 2 Prozessanpassungen für Anlagen nach VDE-AR-N 4105 und NELEV/EAAV-2024 18
Tabelle 3 Bezugsleistungskorridor 20
Tabelle 4 Mindestanforderungen für Erdstromwandler ergänzende zu Tabelle 4 des BDEW-Musterwortlauts [3] 26
Tabelle 5 Für MS-Netze mit RESPE-Sternpunkterdung gilt für die Einhaltung der zulässigen Schritt- und Berührungsspannungen an der Station (Personensicherheit) 26
Tabelle 6 Anforderungen bei Erweiterungen von bestehenden Erzeugungsanlagen, bei Umbauten/Erneuerungen im Sinne der wesentlichen Änderung und bei Neuanlagen 34
Tabelle 7 ergänzend zu Tabelle 1 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweis [14] 40
Tabelle 8: Abweichend zur Tabelle 2 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] gilt folgende Ausführung zu P_{min} 42
Tabelle 9 Einstellwerte für den Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten für neue Erzeugungsanlage / neue Speicher mit **P_{Amax} < 135 kW nach VDE-AR-N 4105** [8] (Anschluss nicht nach NELEV/EAAV-2024) 56
Tabelle 10 Einstellwerte für den Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten für neue Erzeugungsanlage / neue Speicher auf Basis der NELEV/EAAV-2024 angeschlossen mit **$P_{AV,E} \leq 270$ kW** und einer kumulierten Leistung aller Erzeugungsanlagen und Speicher am Netzanschlusspunkt von **135 kW ≤ $\Sigma P_{Emax} \leq 270$ kW** (Bild 1.1) - Umsetzung im zentralen oder integrierten NA-Schutz 56
Tabelle 11 ergänzend zu Tabelle 2 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14]: Ausführungen zu P_{min} 57
Tabelle 12 ergänzend zu Tabelle 3 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14]: Ausführung zu P_{Tol} 57
Tabelle 13 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung über Schutzgerät bei **$P_{AV,E} \geq P_{min}$** (gemäß diesen Ergänzungen) 57
Tabelle 14 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung über Messgerät mit Schutzfunktion bei **$P_{AV,E} \geq$ Pmin** (gemäß diesen Ergänzungen) 57
Tabelle 15 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung durch Kontrolle von P_{min} in Bezugsrichtung bei **$P_{AV,E} < P_{min}$** (gemäß diesen Ergänzungen) 57
Tabelle 16 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung bei Parametrierung der Erzeugungseinheiten / des Speichers mit einer dauerhaften Drosselung auf Leistung $P_{Emax,red} < P_{Emax}$ **und** $P_{AV,E} \geq 0{,}95 * \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax})$ 58
Tabelle 17 Bestimmung der Netzanschlussleistung zur Bewertung der Netzrückwirkungen nach Abschnitt 5.4 dieser Ergänzungen 70
Tabelle 18 Bestimmung der Netzanschlussleistung zur Nachweisführung nach Abschnitt 11.4.7 dieser Ergänzungen 70

1 Anwendungsbereich

Die konkreten Bedingungen für den Anschluss an das Netz bestimmen sich durch den Netzanschlussvertrag zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber auf Grundlage der Technischen Anschlussbedingungen - Mittelspannung (abgekürzt TAB-MS). Die TAB-MS entspricht den Veröffentlichungspflichten des Netzbetreibers zur Auslegung und dem Betrieb von Anlagen gemäß EnWG [1] § 19 - „Technische Vorschriften“ und ist somit Bestandteil von Netzanschlussverträgen und Anschlussnutzungsverhältnissen.

Die TAB-MS legt die verbindlichen Technischen Anschlussbedingungen für Planung, Errichtung, Anschluss, Erweiterung, wesentliche Änderungen und Betrieb von Anlagen fest, die an das Mittelspannungsnetz des Netzbetreibers angeschlossen werden. Grundlage der TAB-MS bildet die VDE-AR-N 4110 [2]. Das vorliegende Dokument ergänzt die VDE-AR-N 4110 [2] in den aufgeführten Punkten mit den spezifischen Anforderungen des Netzbetreibers. Zu Abschnitten, die hier nicht aufgeführt sind, hat der Netzbetreiber keine Ergänzungen. Der BDEW-Musterwortlaut [3], die Netzrichtlinie NT-10-24 [4] sowie weitere Protokolle und Nachweisdokumente [5] auf der Homepage des Netzbetreibers unter Technische Anschlussbedingungen auf Basis der VDE-AR-N 4110 [2] sind ebenfalls Bestandteil der TAB-MS. Die Begründungen [6] zu den Ergänzungen gemäß EnWG [1] § 19 - „Technische Vorschriften“ sowie weitere wichtige Anwendungshinweise [7] finden Sie in einem separaten Dokument ebenfalls auf der Homepage des Netzbetreibers.

Diese TAB-MS hat Gültigkeit für die Kommunalunternehmen Stadtwerke Pfaffenhofen a. d. Ilm. Soweit nichts anderes vereinbart, gilt diese TAB-MS auch für Mittelspannungsnetze, die im Rahmen von Technischen Dienstleistungsverträgen, Betriebsführungs- oder Pachtverträgen durch den Netzbetreiber betrieben werden.

Gesonderte Vereinbarungen im Netzanschlussvertrag haben Vorrang gegenüber den entsprechenden Festlegungen in dieser TAB-MS.

Diese TAB-MS gilt ab dem 15.06.2026. Die bis zu diesem Zeitpunkt geltende TAB-MS des Netzbetreibers vom 1.11.2025 tritt am gleichen Tage außer Kraft.

Für Projekte, deren Errichtungsplanung (E4 Formular) bis zum 14.12.2026 vollständig beim Netzbetreibers eingereicht wurde und die spätestens bis zum 14.06.2027 in Betrieb genommen werden, darf weiterhin die bisher gültige TAB-MS des Netzbetreibers vom 1.11.2025 angewendet werden.

Bei Anlagen mit Anlagenzertifizierung wird die TAB-Version auf dem Netzbetreiberabfragebogen (E.9) genannt. Hier wird in neu auszustellende E.9-Bögen ab 15.06.2026 immer zunächst die neue TAB-MS aufgeführt, da eine Inbetriebsetzung bis zum Ende der Übergangsfrist nicht für den Netzbetreiber absehbar ist. Eine projektspezifische Rückdatierung der TAB-Version kann bilateral mit dem Netzbetreiber abgestimmt werden.

Sofern gesetzliche oder behördliche Bestimmungen (zum Beispiel EEG-Anpassungen, Redispatch 2.0, etc.) andere Fristen vorsehen, gelten diese vorrangig.

Bestandsanlagen, die vor Anwendung der VDE-AR-N 4110 [2] in Betrieb gegangen sind, werden grundsätzlich nach den zum Zeitpunkt der Antragstellung bzw. der Inbetriebsetzung gültigen TAB-MSs behandelt, sofern der zuständige Netzbetreiber keine anderen Anforderungen stellt. Der Zubau von Neuanlagen führt grundsätzlich nicht zur Anwendung der aktuell gültigen TAB-MS für die Bestandsanlagen (z. B. in Bezug auf das dynamische Verhalten bei Netzfehlern). Auf Anforderung des Netzbetreibers sind vor Inbetriebsetzung die bestehenden Schutzeinstellwerte von Bestandsanlagen an die aktuell gültigen TAB-MSs anzupassen (soweit technisch möglich).

Die TAB-MS legt die Mindestanforderungen für das Errichten und das Betreiben eines oder mehrerer Anschlüsse am MS-Netz fest. Sie orientieren sich an den objektiven Erfordernissen eines störungsfreien Betriebs der Netze der Netzbetreiber auf der einen und an den Belangen eines bedarfsgerechten Anlagenbetriebes beim Anschlussnehmer auf der anderen Seite.

Die Verantwortlichkeit für den ordnungsgemäßen Betrieb des Netzanschlusses liegt beim Anschlussnehmer. Er hat für die entsprechende Umsetzung zu sorgen.

Alle im Folgenden genannten Werte, Angaben und Anforderungen beziehen sich auf den Netzanschlusspunkt, soweit nicht ausdrücklich etwas anderes beschrieben ist.

Die Einrichtungen, die am Netzanschlusspunkt zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer notwendig sind, richten sich nach dem Leistungsbedarf und den Betriebserfordernissen des Anschlussnehmers sowie nach den Anschluss- und Netzverhältnissen des Netzbetreibers.

Die Eigentumsgrenze und die Grenzen des Verfügungsbereichs sind vertraglich zu vereinbaren.

Im Rahmen der projektkonkreten Anschlussbearbeitung wird die zwingende Einhaltung der Technischen Anschlussbedingungen fixiert und bei Bedarf weiter konkretisiert.

Bei einem Anschluss von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz gelten die VDE-AR-N 4110 [2] (Mittelspannung) bzw. die VDE-AR-N 4105 [8] (Niederspannung) entsprechend den Ablaufschemata in Bild 1.1 und Bild 1.2.

Mit Inkraftsetzung der NELEV [9] und der EAAV [10] zum 17.05.2024 – im Folgenden kurz NELEV/EAAV-2024 genannt - gilt ein vereinfachtes Anschluss- und Nachweisverfahren. Das Bild 1.1 zeigt die hierfür erforderlichen, grundsätzlichen Kriterien und Anforderungen.

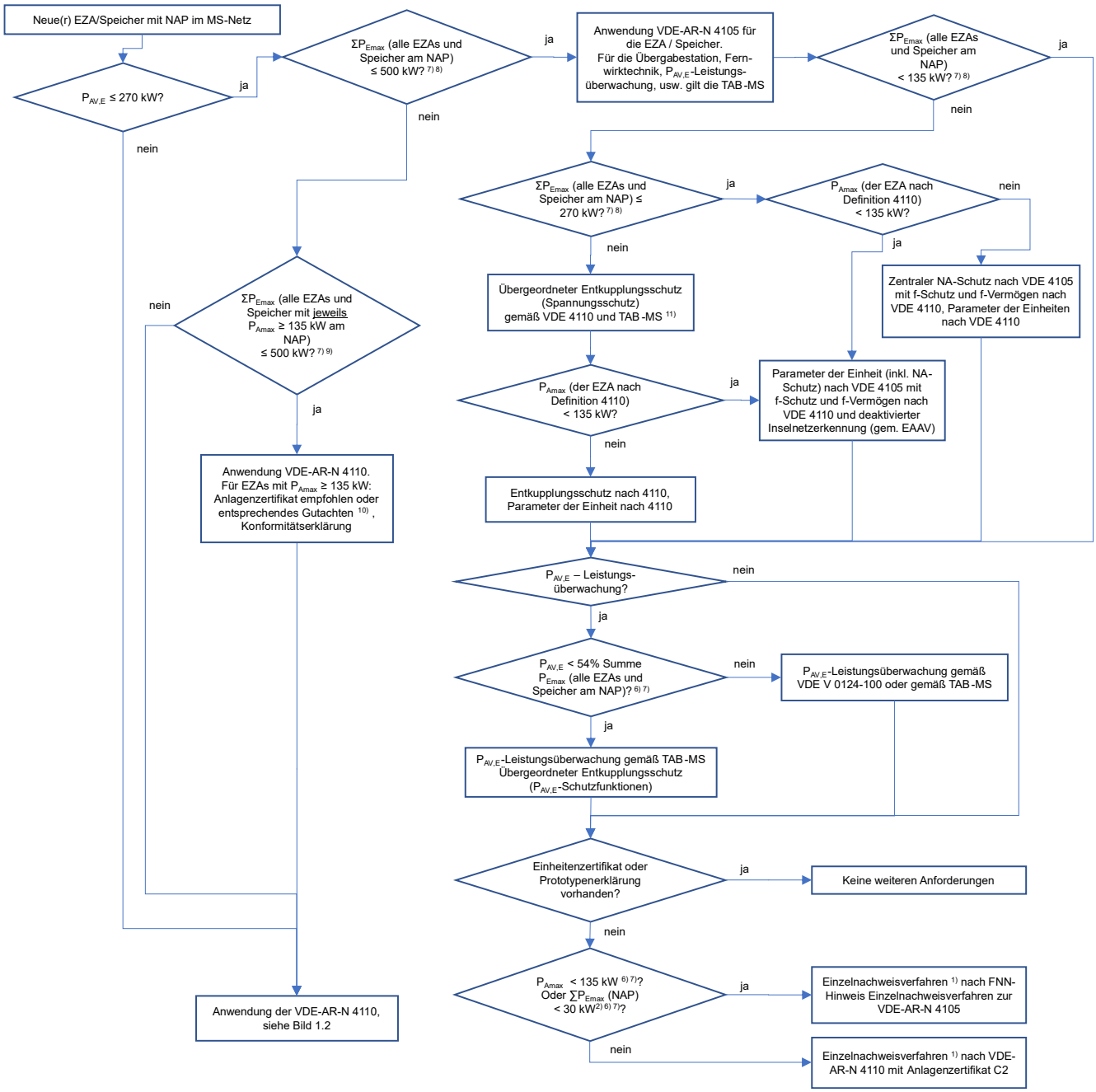

Bild 1.1 Vereinfachter Anschluss und Nachweis auf Basis NELEV/EAAV-2024, Beschreibung der Fußnoten siehe Bild 1.2

Ist ein vereinfachter Anschluss auf Basis der NELEV/EAAV-2024 nicht möglich, gelten die VDE-AR-N 4110 [2] (Mittelspannung) bzw. die VDE-AR-N 4105 [8] (Niederspannung) entsprechend Bild 1.2.

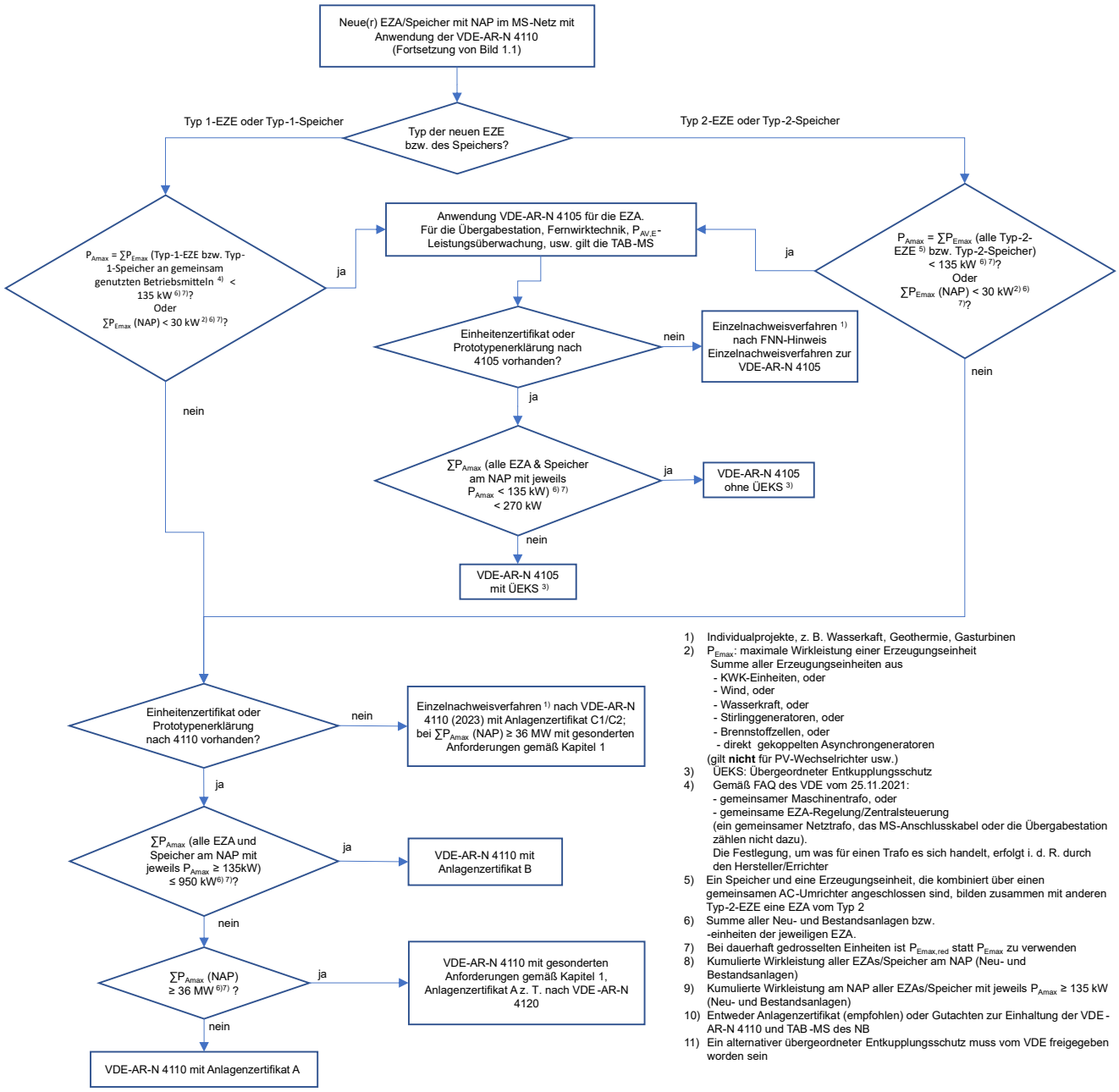

Bild 1.2 Einordnung von Erzeugungsanlagen und/oder Speichern mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz (ergänzt gemäß der FAQs des VDE/FNN vom 25.11.2021) bzgl. der anzuwendenden Technischen Anschlussregel

Sind in einer Kundenanlage zusätzlich zu Erzeugungsanlagen/Speichern auch Notstromaggregate angeschlossen, die gemäß Abschnitt 8.9 mit einem möglichen Probebetrieb von maximal 60 Minuten pro Monat netzparallel betrieben werden, sind diese Notstromaggregate bei der Ermittlung der Leistungen in Bild 1.1 und Bild 1.2 (P_{Amax}, $\sum P_{Amax}$ und $\sum P_{Emax}$) ausgenommen.

Tabelle 1: Übersicht der Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher:

Fall	**1**		**2**	**3**	**4**
Summe P_{Emax} aller EZAs / Speicher am NAP [1]	< 135 kW	> 500 kW	135 ≤ ΣP_{Emax} ≤ 270kW	270 < ΣP_{Emax} ≤ 500kW	> 500 kW (P_{Amax} < 36 MW)
Vertragliche Einspeiseleistung $P_{AV,E}$	< 135 kW	beliebig	≤ 270 kW	≤ 270 kW	> 270 kW, oder ≤ 270 kW [2]
P_{Amax} (Neuanlage)	< 135 kW	< 135 kW	≤ 270 kW	≤ 500 kW	≥ 135 kW
TAR für die EZA	VDE-AR-N 4105 [8]		VDE-AR-N 4105 [8]	VDE-AR-N 4105 [8]	VDE-AR-N 4110 [2] (für EZAs mit P_{Amax} < 135 kW nach VDE-AR-N 4105 [8])
TAR und TAB für die Übergabestation, Fernwirktechnik, usw.	VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS		VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS	VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS	VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS
Einheitenzertifikate (oder Prototypenbescheinigung)	VDE-AR-N 4105 [8]		EZA mit P_{Amax} < 135 kW: VDE-AR-N 4105 [8] EZA mit P_{Amax} ≥ 135 kW: VDE-AR-N 4110 [2]	EZA mit P_{Amax} < 135 kW: VDE-AR-N 4105 [8] EZA mit P_{Amax} ≥ 135 kW: VDE-AR-N 4110 [2]	EZA mit P_{Amax} < 135 kW: VDE-AR-N 4105 [8] EZA mit P_{Amax} ≥ 135 kW: VDE-AR-N 4110 [2]
Kein Einheitenzertifikat oder Prototypenbescheinigung	FNN-Hinweis Einzelnachweis-verfahren VDE-AR-N 4105 [8]		Anlagenzertifikat C2	Anlagenzertifikat C2	Anlagenzertifikat C1 oder C2
NA-Schutz / Entkupplungsschutz an der EZE	VDE-AR-N 4105 [8]		VDE-AR-N 4105 [8] & EAAV [3]	EZA mit P_{Amax} < 135 kW: VDE-AR-N 4105 [8] & EAAV [10] [3] EZA mit P_{Amax} ≥ 135 kW: VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS	VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS
Parameter Erzeugungs-einheiten	VDE-AR-N 4105 [8]		EZA mit P_{Amax} < 135 kW: VDE-AR-N 4105 [8] & EAAV [10] [3] EZA mit P_{Amax} ≥ 135 kW: VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS	EZA mit P_{Amax} < 135 kW: VDE-AR-N 4105 [8] & EAAV [10] [3] EZA mit P_{Amax} ≥ 135 kW: VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS	VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS
Übergeordneter Entkupplungsschutz (Spannungsschutz)	-		-	VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS	VDE-AR-N 4110 [2] und TAB-MS
Dynamische Netzstützung	Dyn. Netzstützung nach VDE-AR-N 4105 [8]		Eingeschränkte dyn. Netzstützung nach VDE-AR-N 4105 [8] / VDE-AR-N 4110 [2] [4]	Eingeschränkte dyn. Netzstützung nach VDE-AR-N 4105 [8] / VDE-AR-N 4110 [2] [4]	Gemäß TAB-MS

[1] Neu- und Bestandsanlagen

[2] Erzeugungsanlagen / Speicher mit Anschluss nach

a. NELEV [9] mit $P_{AV,E}$ ≤ 270 kW und ΣP_{Emax} (alle EZAs und Speicher am NAP) > 500 kW, aber ΣP_{Emax} (alle EZAs und Speicher mit jeweils P_{Amax} ≥ 135 kW am NAP) ≤ 500 kW (EAAV [10] gilt nicht), oder

b. VDE-AR-N 4110 [2] (Bild 1.2) und $P_{AV,E}$-Überwachung auf $P_{AV,E}$ ≤ 270 kW

[3] Gemäß EAAV [10]: Frequenzvermögen bis 52,5 Hz nach P(f)-Kennlinie der VDE-AR-N 4110 [2], Überfrequenzschutz gemäß der Einstellwerte der VDE-AR-N 4110 [2] bzw. der TAB-MS, Inselnetzerkennung deaktiviert

[4] Für Erzeugungsanlagen mit P_{Amax} < 135 kW nach VDE-AR-N 4105 [8], bei P_{Amax} ≥ 135 kW nach VDE-AR-N 4110 [2]

Fall	1		2	3	4
Summe P_{Emax} aller EZAs / Speicher am NAP [1]	< 135 kW	> 500 kW	135 ≤ ΣP_{Emax} ≤ 270kW	270 < ΣP_{Emax} ≤ 500kW	> 500 kW (P_{Amax} < 36 MW)
Vertragliche Einspeiseleistung $P_{AV,E}$	< 135 kW	beliebig	≤ 270 kW	≤ 270 kW	> 270 kW, oder ≤ 270 kW [2]
P_{Amax} (Neuanlage)	< 135 kW	< 135 kW	≤ 270 kW	≤ 500 kW	≥ 135 kW
$P_{AV,E}$-Überwachung $P_{AV,E}$ ≥ 54% ΣP_{Emax} und $P_{AV,E}$ < 95% ΣP_{Emax}	VDE-AR-N 4105 [8][5]		VDE-AR-N 4105 [8][5]	VDE-AR-N 4105 [8][5]	TAB-MS $P_{AV,E}$-Grenzkurve üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz
$P_{AV,E}$-Überwachung $P_{AV,E}$ < 54% ΣP_{Emax}	TAB-MS $P_{AV,E}$-Grenzkurve üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz		TAB-MS $P_{AV,E}$-Grenzkurve üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz	TAB-MS $P_{AV,E}$-Grenzkurve üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz	TAB-MS $P_{AV,E}$-Grenzkurve üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz
Dauerhafte Drosselung $P_{AV,E}$ ≥ 54% ΣP_{Emax}	VDE-AR-N 4105 [8]		VDE-AR-N 4105 [8]	VDE-AR-N 4105 [8]	TAB-MS üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz
Dauerhafte Drosselung $P_{AV,E}$ < 54% ΣP_{Emax}	TAB-MS üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz		TAB-MS üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz	TAB-MS üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz	TAB-MS üEKS: $P_{AV,E}$-Schutz
Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung	cos φ (P)-Kennlinie, Bild 9 der VDE-AR-N 4105 [8]		cos φ (P)-Kennlinie, Bild 9 der VDE-AR-N 4105 [8]	Q(U)- oder cos φ (P)-Kennlinie VDE-AR-N 4105 [8]	TAB-MS
Nachweise (Auszüge)	• E.8 nach VDE-AR-N 4105 [8] • E.6 nach VDE-AR-N 4105 [8]) [6]		• E.8 nach VDE-AR-N 4105 [8] des NB inkl. Einstellnachweis zur EAAV [10] • E.6 (VDE VDE-AR-N 4105 [8]) [6]	• E.8 nach VDE-AR-N 4105 [8] des NB inkl. Einstellnachweis zur EAAV [10] • E.6 (VDE-AR-N 4105 [8]) [6] • BAG-Schutzprüfprotokoll üEKS	• Anlagenzertifikat, ggf. Gutachten [2a] • Konformitätserklärung

Für alle Erzeugungsanlagen / Speicher sind die maximalen Wirkleistungen der Erzeugungseinheiten (gemäß Einheitenzertifikat) bzw. die vom Anlagenzertifizierer ermittelte Leistung P_{Amax} gemäß Anlagenzertifikat bei cos φ = 1 für die Einordnung gemäß Bild 1.1 und Bild 1.2 maßgebend. Die Modulleistung bei PV-Anlagen ist hierbei nicht von Bedeutung.

[5] Messpunkt der $P_{AV,E}$-Überwachung ist der NAP (bei einem einzigen Kundentrafo auch niederspannungsseitig am Transformator möglich)

[6] Der Messpunkt für den zentralen NA-Schutz und der Kuppelschalter sind für Erzeugungsanlagen mit S_{Amax} > 30 kVA an den Erzeugungseinheiten (möglich nahe der Übergabestation) auszuführen.

Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit Anschluss nach NELEV/EAAV-2024 und Anwendung der VDE-AR-N 4110 [2] (EAAV [10] gilt nicht, da Σ P_{Emax} aller EZAs und Speicher am NAP > 500 kW) sind folgende Anforderungen zu erfüllen:

- Vollständiges Planungszertifikat zur Erfüllung der VDE-AR-N 4110 [2] und dieser TAB-MS in Form eines Anlagenzertifikates nach VDE-AR-N 4110 [2] (empfohlen) oder eines Gutachtens (strukturell und inhaltlich gleich einem Anlagenzertifikat). Das Anlagenzertifikat / Gutachten ist mindestens 4 Wochen vor der Inbetriebsetzung beim Netzbetreiber vorzulegen.
- Vollständige Konformitätserklärung gemäß VDE-AR-N 4110 [2] und dieser TAB-MS. Die Konformitätserklärung ist spätestens 12 Monate nach der Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit beim Netzbetreiber vorzulegen.

Bei wesentlichen Änderungen an bestehenden Kundenanlagen ist das folgende Ablaufschema maßgebend:

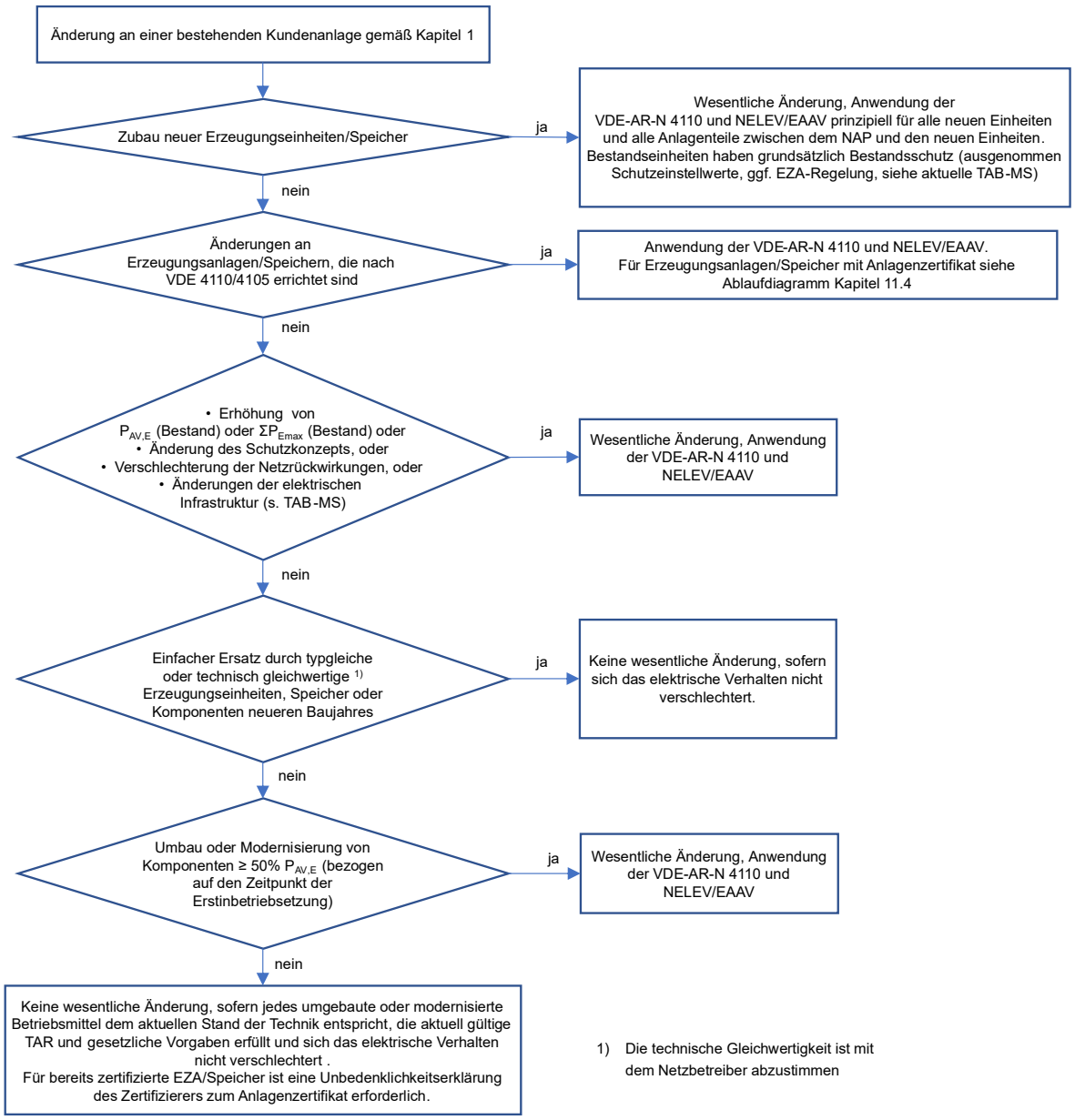

Bild 1.3 Priorisierung der „wesentlichen Änderungen“ an bestehenden Kundenanlagen

Werden in einer bestehenden Kundenanlage neue Erzeugungsanlagen / Speicher errichtet / erweitert / umgebaut / modernisiert, ist die bestehende Kundenanlage ebenfalls an die Vorgaben der VDE-AR-N 4110 [2] und dieser TAB-MS anzupassen, sofern

- hierfür die VDE-AR-N 4110 [2] anzuwenden ist (Bild 1.1 und Bild 1.2) und
- eine wesentliche Änderung gemäß Bild 1.3 vorliegt.

Hierzu gehören insbesondere die Vorgaben an das Schutzkonzept und die Fernwirktechnik.

Bereits bestehende Erzeugungsanlagen haben – wie oben beschrieben – Bestandsschutz.

Für alle bestehenden Kundenanlagen (Bezug-, Erzeugungs- und Mischanlagen) gelten folgende Änderungen als wesentliche Änderungen im Sinne der Richtlinie:

- Netzzubau kundeneigener Mittelspannungskabel ≥ 100 m,
- Netzzubau ≥ 1 kundeneigene(r) Trafostation(en),
- Erstellung eines neuen Anlagenzertifikates nach VDE-AR-N 4110 [2]

Hierbei zählt die Summe aller Erweiterungen / Zubauten ab dem 27.04.2019.

Bei mindestens einer dieser Änderungen ist die Übergabestation an die aktuell geltende technische Anwendungsregel und TAB-MS des Netzbetreibers anzupassen oder neu zu errichten. Ausgenommen ist die Ertüchtigung einer bestehenden Übergabestation gemäß den Vorgaben aus Abschnitt 6 mit z. B. einer Ertüchtigung auf einen Kurzschlussstrom von 20 kA/1s, sofern der Netzbetreiber keine anderweitigen Anforderungen stellt.

Trafowechsel < 1000kVA sowie Wandlerwechsel allein gelten nicht als wesentliche Änderungen der Übergabestation.

Für alle Kundenanlagen (Bezug-, Erzeugungs- und Mischanlagen) gilt:

Bei Anbindungen im MS-Netz (nicht UW bzw. Schaltstation) sind die Eingangsschaltfelder und Übergabeschaltfelder in der Übergabestation erst dann in die Fernsteuerung der Netzbetreiber-Netzführung einzubinden (vgl. Abschnitt 6.3.2 dieser Ergänzungen), wenn diese Schaltfelder erneuert werden bzw. ein Neubau der Übergabestation erfolgt.

Es gilt das Verbraucherzählpfeilsystem.

2 Normative Verweisung

Für Planung, Bau, Anschluss, Betrieb und wesentliche Änderungen gelten:

[1] „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Energiewirtschaftsgesetz [EnWG]“.
[2] „VDE-AR-N 4110,“ Version 2018 inkl. Überarbeitungen 2023.
[3] „BDEW-Musterwortlaut,“ Version 1.1 vom 01.06.2026.
[4] „Netzrichtlinie für Fernwirktechnische Anbindung von an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen über IEC 60870-5-101 [NT-10-24]“.
[5] „weitere Protokolle und Nachweisdokumente,“ [Online].
[6] „Begründungen“.
[7] „Anwendungshinweise“.
[8] „VDE-AR-N 4105,“ Version 2018.
[9] „Elektrotechnische-Eigenschaften-Nachweis-Verordnung [NELEV]“.
[10] „Energieanlagen-Anforderungen-Verordnung [EAAV]“.
[11] „VDE V 0124-100,“ Version 2020-06.
[12] „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien [EEG],“ Erneuerbare-Energien-Gesetz.
[13] „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung [KWKG],“ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.
[14] FNN-Hinweis, „PAV,E - Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz,“ Version 1.0 vom April 2022.
[15] FNN-Hinweis, „Vereinfachter Anschluss und Nachweis von Erzeugungsanlagen und Speichern mit Netzanschluss in der Mittel- und Hochspannung,“ Version 1.0 vom März 2024.
[16] FNN-Hinweis, „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen,“ Version vom Januar 2015.

Darüber hinaus sind die spezifischen Regelungen des Netzbetreibers, welche im Internet veröffentlicht sind, in der jeweils aktuellen Fassung zu beachten.

Die Anwendungshinweise [7] sind informative und kein Bestandteil der TAB-MS des Netzbetreibers im Sinne des EnWG [1] § 19.

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

3.1.13

Eigenbedarf einer Erzeugungsanlage

Der Eigenbedarf, der im E.8 (Datenblatt einer Erzeugungsanlage) einzutragen ist, wird durch den übergeordneten Entkupplungsschutz abgeschaltet. Bei der Angabe des Eigenbedarfs im E.8 ist somit vom Anschlussnehmer zu prüfen, welche Bezugsleistung vom Netz getrennt werden darf (z. B. EB eines BHKWs) und welche nicht (z. B. Rührwerke einer Biogasanlage).

3.1.15

Erzeugungsanlage

Gemäß VDE-AR-N 4110 [2] Anhang A, Bild A.2 und A.3, können sich innerhalb einer Kundenanlage, die an einem Netzanschlusspunkt angeschlossen ist, mehrere Erzeugungsanlagen befinden. Erzeugungseinheiten vom Typ-1 werden gemäß Abschnitt 3.1.15.1 der VDE-AR-N 4110 [2],

Anmerkung 1, zu einer Erzeugungsanlage zusammengefasst. Somit bilden alle Typ-1-EZE, die gemeinsame Betriebsmittel nutzen (z. B. einen gemeinsamen Maschinentransformator oder eine gemeinsame Zentralsteuerung), eine Typ-1-Erzeugungsanlage. Kundeneigene MS-Anschlusskabel bzw. die Übergabestation gehören nicht zu den „gemeinsam genutzten Betriebsmitteln“. Alle innerhalb der Kundenanlage angeschlossenen Erzeugungseinheiten vom Typ-2 und alle ausschließlich von Gleichstrom-Quellen/Generatoren (DC) direkt geladene Speicher bilden zusammen eine Typ-2-Erzeugungsanlage.

Werden an einem MS/NS-Transformator sowohl Typ-1-EZE als auch Typ-2-EZE angeschlossen, so handelt es sich um zwei Erzeugungsanlagen (eine vom Typ-1 und eine vom Typ-2). Die Abgrenzung ist in Anhang A der Anwendungshinweise [7] dargestellt.

3.1.26

Konformitätserklärung

Zu Anmerkung 1: Mit der Ausstellung einer vollständigen Konformitätserklärung, die eine mängelfreie Erzeugungsanlage bzw. einen mängelfreien Speicher ausweist, ist der Prozess der Anlagenzertifizierung abgeschlossen.

3.1.27

Kundenanlage

Gesamtheit aller elektrischen und mechanischen Betriebsmittel, insbesondere Erzeugungsanlagen, Speicher, Baukörper, Ladeeinrichtungen, Steuer- und Regeleinrichtungen sowie sonstige Software hinter dem Netzanschlusspunkt (d. h. kundenseitig) mit Ausnahme der Messeinrichtung zur Versorgung der Anschlussnehmer und der Anschlussnutzer.

3.1.30 Leistungsbegriffe

3.1.30.8

installierte Wirkleistung

P_{inst}: Summe der Bemessungswirkleistungen aller Erzeugungseinheiten innerhalb einer Erzeugungsanlage. P_{inst} ist die Summe P_N (bzw. P_{rE}) der Neuanlage (sofern diese nicht gemeinsam mit einer Bestandsanlage geregelt wird), auch bei dauerhaft gedrosselten Erzeugungseinheiten. Eine dauerhafte Drosselung der Einheiten hat auf P_{inst} keinen Einfluss.

3.1.30.10

momentane Wirkleistung bei Mischanlagen mit Bezug

$P_{mom\ Gen}$ = momentaner Wert der eingespeisten Wirkleistung am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungseinheit bzw. -anlage innerhalb der Mischanlage (Generatormessung), gleitend gemittelt über 200 ms (nur bei Mischanlagen mit Bezug)

3.1.31

Mischanlage

Folgende Kombinationen sind keine Mischanlagen:

- Speicher allein
- Speicher in Kombination mit Erzeugungsanlagen

Mischanlagen entsprechend der TAB-MS enthalten somit immer Bezugsanlagen, die unabhängig vom Eigenbedarf der Erzeugungsanlagen eine elektrische Leistung beziehen (z. B. Industrie- oder Gewerbebetrieb) und die nicht durch den übergeordneten Entkupplungsschutz abgeschaltet werden dürfen.

3.1.41

Notstromaggregat

Notstromaggregate dürfen regulär maximal 100 ms mit dem Netz der allgemeinen Versorgung parallel betrieben werden, siehe Abschnitt 8.9.2 der VDE-AR-N 4110 [2].

3.1.59

Übersetzungsverhältnis

Bei MS/NS-Transformatoren ist die aktuelle Stufenstellung des Transformators zu berücksichtigen.

3.1.65

Sollwert

Ein per Kommunikationseinrichtung (z. B. Fernwirktechnik) vom Netzbetreiber an die Kundenanlage übergebener Sollwert, z. B. der Wirkleistung, der Blindleistung, eines Verschiebungsfaktors cos φ. Der Sollwert wird mit dem Index „soll“ bezeichnet (z. B. P_{soll}).

3.1.66

Abkürzungen verschiedener Sternpunkterdungen

RESPE:	Resonanz-Sternpunkterdung
KNOSPE:	Kurzzeitig niederohmige Sternpunkterdung
NOSPE:	Niederohmige Sternpunkterdung
OSPE:	Isolierter Sternpunkt

3.1.67

Schaltstation (SSt)

Mittelspannungsschaltanlage analog zu der eines Umspannwerkes, jedoch ohne angeschlossenen HS/MS-Transformator

3.1.68

Bestandsanlage

Eine Erzeugungsanlage (siehe Abschnitt 3.1.15 der VDE-AR-N 4110 [2]), die bereits in Betrieb gegangen ist (Netzparallelbetrieb)

4 Allgemeine Grundsätze

4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

4.2.1 Allgemeines

Es gelten grundsätzlich die Vorgaben, Vordrucke und Verfahrensweisen, welche auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlicht sind.

Zum Punkt 5 der Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 [2]:
Ein mängelfreies Anlagenzertifikat (bei Prototypen die Elektroplanung) ist Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der Übergabestation, der Erzeugungseinheiten und der Erzeugungsanlage / des Speichers. Das Anlagenzertifikat / die Elektroplanung muss mindestens 4 Wochen vor der Inbetriebnahme der Übergabestation oder – sofern kein Neubau einer Übergabestation stattfindet - vor der Inbetriebsetzung Erzeugungseinheiten beim Netzbetreiber abgegeben werden (t_{IBN} EZE – 4 Wochen).

Werden Erzeugungsanlagen und Speicher mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz

a) gemäß NELEV/EAAV-2024 angeschlossen (Bild 1.1) und ist die neue Erzeugungsanlage / der Speicher nach VDE-AR-N 4105 zu errichten, oder
b) gemäß VDE-AR-N 4110 [2] mit $P_{Amax} = \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax}) < 135$ kW nach VDE-AR-N 4105 [8] zertifiziert (Bild 1.2),

sind teilweise andere Formulare auszufüllen und dem Netzbetreiber vorzulegen. Für diese Anlagen gelten auf Basis der Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 [2] die Änderungen gemäß Tabelle 2 dieser Ergänzungen.

Tabelle 2 Prozessanpassungen für Anlagen nach VDE-AR-N 4105 und NELEV/EAAV-2024

Punkt	Schritt (unverändert zu Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 [2])	Vordrucke (Änderungen zu Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 [2])
1	Antrag/Anfrage/Anmeldung zum Netzanschluss Bezug und/oder Erzeugung/Einspeisung beim Netzbetreiber; Übergabe aller zur Anschlussbewertung notwendigen Unterlagen	Erzeugungsanlagen/ Speicher: • Siehe Abschnitt 4.2 der VDE-AR-N 4105 [8] • Bei $P_{AV,E}$-Überwachung / dauerhaften Drosselung der Einheiten auf $P_{AV,E} \geq 54\% \ \Sigma P_{Emax}$: Zertifikat für die $P_{AV,E}$-Leistungsflussüberwachung gemäß VDE-AR-N 4105 [8] bzw. VDE V 0124-100 [11]
4	Bei Erzeugungsanlagen: Übergabe des ausgefüllten Vordrucks E.9 an den Antragsteller	entfällt i. d. R. Bei $P_{AV,E}$-Leistungsüberwachung auf $P_{AV,E} < 54\% \ \Sigma P_{Emax}$: Bereitstellung der Schutzeinstellwerte für die $P_{AV,E}$-Schutzfunktion durch den Netzbetreiber
7	Vorlage der Unterlagen zur Errichtungsplanung beim Netzbetreiber	Nur bei Neubau einer MS-Übergabestation oder Umbau der bestehenden Übergabestation: • E.4 der VDE-AR-N 4110 [2]
12	Übergabe des Inbetriebsetzungsauftrages	• Bei $P_{Amax} < 135$ kW nach VDE-AR-N 4105 [8] (nicht NELEV/EAAV-2024): E.8+ der VDE-AR-N 4105 [8] ggf. inkl. $P_{AV,E}$ bei dauerhafter Drosselung • Bei $P_{AV,E}$-Leistungsüberwachung / dauerhaften Drosselung der Einheiten auf $P_{AV,E} < 54\% \ \Sigma P_{Emax}$: Nachweis der PAV,E-Schutzfunktion (siehe 10.3.3.7 dieser Ergänzungen). • Wenn $P_{AV,E} < 54\% \ \Sigma \ P_{Emax}$ aller EZAs und Speicher am NAP: Nachweis der $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung am NAP gemäß Abschnitt 8.13 dieser Ergänzungen (Protokoll) • Zusätzlich bei Anlagen nach NELEV/EAAV-2024 (Bild 1.1) und Anwendung der VDE-AR-N 4105 [8] für die EZA: ○ E.8 des Netzbetreibers (auf Basis VDE-AR-N 4105 [8]) inkl. Einstellnachweis zur EAAV ○ Bei einer kumulierten Leistung alle EZAs und Speicher am NAP von $\Sigma \ P_{Emax} > 270$ kW: Schutzprüfprotokoll Übergabeschutz des Netzbetreibers gemäß TAB-MS

Hinweis: Für die Inbetriebnahme eines neuen Netzanschlusses und die Inbetriebsetzung einer Übergabestation sind die TAB-MS des Netzbetreibers zu beachten.

4.2.4 Bauvorbereitung und Bau

Ist auf Grund fehlender Topografie kein eindeutiger Bezug zur Örtlichkeit herzustellen (z. B. freie Feldlagen), ist eine Einmessung nach Koordinaten im entsprechenden Bezugssystem vorzunehmen. Der Lageplan ist in diesem Fall in Papierform und als PDF und DXF-Datei im Koordinatensystem des Netzbetreibers an den Netzbetreiber zu übergeben.

4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation

Wird im Rahmen der Inbetriebsetzung der Übergabestation auch die Erzeugungsanlage in Betrieb gesetzt, sind die vom Netzbetreiber bereitgestellten Schutzprüfprotokolle sowohl für den übergeordneten Entkupplungsschutz als auch für den EZE-Entkupplungsschutz bereit zu stellen.

Der Bittest-VNB (Punkt 14 der Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 [2] Bittest (Signalübertragung)) erfolgt mindestens zwei Tage vor Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Hierzu ist im Vorfeld der Termin - mindestens 20 Werktage vorher - mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Das vom Anlagenerrichter (Elektrofachbetrieb) unterschriebene Formblatt für die Inbetriebnahme der IEC 60870-5-101-Schnittstelle inklusive der Bestätigung der erfolgreich durchgeführten Vorprüfungen ist spätestens zwei Werktage vor dem Prüfungstermin an den Netzbetreiber zu übergeben. Damit wird der erfolgreiche Bittest-Anschlussnehmer bestätigt. Siehe Prüfprotokolle auf der Homepage des Netzbetreibers:

- Prüfprotokoll Fernwirktechnik Übergabestation (i. d. R. nur bei neuen Übergabestationen)
- Prüfprotokoll Fernwirktechnik Zusatzblatt Erzeugungsanlage (nur bei Erzeugungsanlagen / Speichern)
- Prüfprotokoll Fernwirktechnik Zusatzblatt weitere Energieart (nur bei Erzeugungsanlagen / Speichern und weiteren Energiearten bzw. bei der Erweiterung von Bestandsanlagen, siehe Abschnitt 6.3.2.3 dieser Ergänzungen).

4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation

Voraussetzung für die Inbetriebnahme der Übergabestation ist der erfolgreiche Funktionstest der Fernsteuerung und Fernmeldung der Übergabestation, sowie eine durchgeführte Prüfung des Schutzsystems gemäß Abschnitt 6.3.4.7 dieser Ergänzungen.

4.4 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Vereinfachungen nach § 2 Absatz 4 NELEV:
Für die Überprüfung der korrekten Umsetzung gemäß NELEV/EAAV-2024 stellt der Netzbetreiber eigene Nachweisdokumente zu Verfügung, die vom Anschlussnehmer auszufüllen und zu unterzeichnen sind.

Für neu zu errichtenden Übergabestationen sind neben dem Inbetriebsetzungsprotokoll weitere Unterlagen für deren Inbetriebsetzung zwingend notwendig (vgl. Abschnitt 4.2.1 dieser Ergänzungen). Sind diese unvollständig, fehlerhaft oder liegen diese nicht vor, darf der Netzbetreiber die Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis verweigern.

Sofern keine neue Übergabestation in Betrieb gesetzt wird (z.B. bei Erweiterungen von Bestandsanlagen) gelten für den Bittest-Anschlussnehmer und den Bittest-VNB die Vorgaben gemäß Abschnitt4.2.5 dieser Ergänzungen.

5 Netzanschluss

5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Es gelten vorzugsweise Anschlusskorridore in Tabelle 3 dieser Ergänzungen für die erwartete höchste Bezugsleistung des Anschlussnehmers ohne Eigenerzeugung:

Tabelle 3 Bezugsleistungskorridor

Anschlussort	Bezugsleistungskorridor
NS-Netz	< 100 kW
MS-/NS-Station	100 kW … 300 kW
MS-Netz	300 kW … 5 000 kW
HS-/MS-Station (UW)	5 000 kW

Der Netzbetreiber behält sich im Einzelfall vor, Anschlussnehmer mit geringer Leistung an einer vorgelagerten Netz- bzw. Umspannebene (z.B. NE 4 „HS/MS“ statt NE 5 „MS“ bei < 5 000 kW) anzuschließen, wenn eine Anbindung an das bestehende Netz gemäß Tabelle 3 nicht möglich ist oder sich die Zuordnung zu der vorgelagerten Netz- bzw. Umspannebene gemäß den technischen und wirtschaftlichen Bedingungen unter Berücksichtigung aller Interessen als sinnvoll erweist.

Es werden folgende grundsätzliche Anschlussvarianten unterschieden:

a) Anschluss im MS-Netz des Netzbetreibers über eine kundeneigene Übergabestation
b) Anschluss über ein MS-Leistungsschalterfeld an die Sammelschiene eines netzbetreibereigenen Umspannwerkes (UW) oder einer netzbetreibereigenen Schaltstation (SSt)
c) Anschluss an ein MS-Schaltfeld in einem netzbetreibereigenen Umspannwerk oder einer netzbetreibereigenen Schaltstation mit Eigentumsgrenze Kabelendverschluss am Schaltfeld und einer kundeneigenen Übergabestation in unmittelbarer Umgebung zum Netzanschlusspunkt. Die Übergabestation ist in einer Entfernung von maximal 250 m ab UW- bzw. SSt-Grundstücksgrenze zu errichten.

Bei klassischen Einspeisern und Anschlussvariante a) wird die Eigentumsgrenze vertraglich vereinbart und liegt grundsätzlich am Netzanschlusspunkt (z. B. Kabelmuffe, Freileitungsabzweig). Der Mindestquerschnitt für die kundeneigene Anschlussleitung beträgt grundsätzlich150 mm². Der Maximalquerschnitt ist abhängig vom Anschlusspunkt bzw. der Anschlusstechnik (Abstimmung mit dem Netzbetreiber erforderlich) und beträgt grundsätzlich 300 mm².

Bei klassischen Erzeugungsanlagen und Speichern mit Netzanschluss im MS-Netz ist die Übergabestation grundsätzlich in unmittelbarer Nähe des Netzverknüpfungspunktes zu errichten. Sofern die Errichtung innerhalb von 25 m zum Netz des Netzbetreibers nachweislich nicht möglich ist, wird eine Entfernung bis maximal 50 m akzeptiert.

5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt

5.3.1 Allgemein

Da in Netzen mit einer Nennspannung ≤ 20-kV eine generelle Spannungsumstellung auf 20 kV beabsichtigt wird, ist die Schaltanlagen und der Transformator immer nach der Ausführungsvariante 2 gemäß Tabelle 2 des BDEW-Musterwortlauts [3] auszuführen. In Netzen mit einer Nennspannung > 20-kV gilt die Ausführungsvariante 3 der Tabelle 2 des BDEW-Musterwortlauts [3].

Die Betriebsspannung im Mittelspannungsnetz liegt in der Regel zwischen 90 % U_n und 108-109 % U_n (10-Minuten-Mittelwert des Spannungs-Effektivwertes). Der Netzbetreiber behält sich vor, diesen betrieblichen Spannungsbereich am Netzanschlusspunkt der Kundenanlage mit dem Netz des Netzbetreibers voll auszuschöpfen. Jeder Anschlussnehmer und Anlagenbetreiber muss damit rechnen, dass an seinem Netzanschlusspunkt auch längerfristig Spannungen im vorgenannten Spannungsband auftreten werden, z. B. im 20-kV-Netz Betriebsspannungen zwischen 18,0 und 21,6 bzw. 21,8 kV (regional unterschiedlich). Aufgrund des Spannungsfalls bzw. Spannungshubs innerhalb des anschlussnehmereigenen Netzes können dort ggf. auch quasistationäre Spannungen kleiner 0,9 U_n oder größer 1,1 U_n auftreten. Dies ist bei der Planung und dem Betrieb der Kundenanlagen zu berücksichtigen. Bei z. B. spannungsempfindlichen elektrischen Anlagen wird der Einsatz von regelbaren MS/NS-Transformatoren empfohlen.

5.3.3 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen

Für den Wert $S_{k\,MS\text{-}SS}$ ist die minimale Kurzschlussleistung S_{kV} zu verwenden.

5.4 Netzrückwirkungen

5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen

Sind bei den nicht betriebsbedingten Schaltungen in der Kundenanlage mehrere Transformatoren vorhanden und wird in Summe ein Δu von 5% U_C überschritten, dann ist ein Zuschaltkonzept zu erarbeiten. Bei der Zuschaltung von mehreren Transformatoren ist eine Mindestpausenzeit von 15 Min. einzuhalten. Schnelle Spannungsänderungen sind insbesondere bei der Zuschaltung von MS/NS-Transformatoren zu berücksichtigen. Die maximal zulässige Trafogröße ergibt sich aus der minimalen Kurzschlussleistung und der Formel B.14 aus dem Anhang B.9.2 der VDE-AR-N 4110 [2].

Wird bei der Zuschaltung eines einzelnen Transformators ein $\Delta u = 5\%\ U_C$ bei betriebsbedingten Schaltungen bzw. ein $\Delta u = 10\%\ U_C$ bei nicht betriebsbedingten Schaltungen überschritten, sind Maßnahmen zur Reduktion des Einschaltstromes zwingend erforderlich (Vormagnetisierung, Vorschaltwiderstand, …).

5.4.3 Flicker

Soweit vom Netzbetreiber keine Angaben zu der Aufteilung nach Bezugs- und Erzeugungsanlagen sowie Speicher gemacht wurden, ist bei der Flickerberechnung ein Wert von $k_B + k_E + k_S = 1{,}6$ anzusetzen.

Bei der Beurteilung der Netzrückwirkungen ist zwischen Erzeugungsanlagen, Bezugsanlagen, Speicher und Mischanlagen zu unterscheiden und es ist das entsprechende S_A bzw. I_A, gemäß Anhang B dieser Ergänzungen verbindlich zu verwenden.

5.4.4 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische

Soweit vom Netzbetreiber keine Angaben zu der Aufteilung nach Bezugs- und Erzeugungsanlagen sowie Speicher gemacht wurden, ist bei der Berechnung der Oberschwingungsgrenzwerte ein Wert von $k_B + k_E + k_S = 1{,}6$ anzusetzen.

Bei der Beurteilung der Netzrückwirkungen ist zwischen Erzeugungsanlagen, Bezugsanlagen, Speicher und Mischanlagen zu unterscheiden und es ist das entsprechende S_A bzw. I_A, gemäß Anhang B dieser Ergänzungen verbindlich zu verwenden.

5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

Im Netzbereich der ehemaligen KWH Netz GmbH des Kundencenters Ampfing beträgt die Rundsteuerfrequenz 316,6 Hz.

5.5 Blindleistungsverhalten

Bei Bezug von Wirkleistung aus dem Mittelspannungsnetz gilt – sofern im Netzanschlussvertrag keine anderslautenden Regelungen vereinbart wurden – im gesamten Spannungsband und im gesamten Wirkleistungsbereich ein zulässiger Bereich für den Verschiebungsfaktor cos φ von 0,95 induktiv (Quadrant 1) bis 1.

Bei Mischanlagen (Abschnitt 10.2.2.6 dieser Ergänzungen) gelten diese Vorgaben ausschließlich für den Bezug, sofern alle Erzeugungsanlagen/Speicher im Netz der Kundenanlage mit P=0 und Q=0 betrieben werden. Erzeugungsanlagen im Kundennetz müssen die Blindleistungsanforderungen gemäß Abschnitt 10.2.2 dieser Ergänzungen erfüllen. Bei einem zeitgleichen Betrieb von Bezugs- und Erzeugungsanlagen im Kundennetz können am Netzanschlusspunkt Leistungsfaktoren von cos φ < 0,95 induktiv auftreten.

Ergeben sich z. B. durch kundeneigene Anschlussleitungen und/oder kundeneigene Mittelspannungsverteilanlagen unzulässige kapazitive Ladeleistungen, sind diese vom Anschlussnehmer durch geeignete Maßnahmen zu kompensieren. Geeignete Maßnahmen sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Lastunabhängige Festkompensationen sind in Absprache mit dem Netzbetreiber zulässig, sofern die Vorgaben gemäß Abschnitt 5.5 dieser Ergänzungen erfüllt werden.

Das Blindleistungsverhalten für Erzeugungsanlagen ist in Abschnitt 10.2.2.4 dieser Ergänzungen geregelt.

6 Übergabestation

6.1 Baulicher Teil

6.1.1 Allgemeines

Übergabestationen sind als Kabelstationen zu planen und einzusetzen.

Es ist für alle Stationsarten und Bauformen eine Risiko- und Gefährdungsbeurteilung zu erstellen und dem Netzbetreiber auf Verlangen zu übergeben. Insbesondere unterliegen die Kriterien des Bediener- und Passantenschutzes den Vorschriften.

6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung

Der Platzbedarf für die Fernwirktechnik des Netzbetreibers (beigestellte Schrankgefäß) beträgt max. 400x400x300 (BxHxT) zuzüglich Befestigungslaschen und eines Rangierraums für das Einbringen der Kabel.

Bei der Montage der Antennen des Netzbetreibers ist Anhang A der NT-10-24 [4] zu berücksichtigen.

Weiterhin ist eine weitere Durchführung für ein Steuer- bzw. Fernmeldekabel im Sockel der Übergabestation inkl. dem Einsatz und dem Blinddeckel bereit zu stellen.

6.1.2.2 Zugang und Türen

Die Netzbetreiber-Schließanlagen werden mit Profilhalbzylindern nach DIN 18252 mit einer Grundlänge A von 31 mm (Mitte Bohrung Stulpschraube bis Schlüsseleinführung) und einer Schließbartumstellung 8x45° bestückt.

6.1.2.7 Trassenführung der Netzanschlusskabel

Für jedes Mittelspannungssystem ist eine druckwasserdichte Gebäudedurchdringung vorzusehen. Die Einsätze sind dem Netzbetreiber bereit zu stellen.

6.1.3 Hinweisschilder und Zubehör

6.1.3.1 Hinweisschilder

Es ist ein Hinweisschild *„Achtung ferngesteuerte Anlage“* am Übergabeschaltfeld bei fernwirktechnisch angebundenen Anlagen anzubringen.

6.2 Elektrischer Teil

6.2.1 Allgemeines

6.2.1.1 Allgemeine technische Daten

In Netzen mit einer Nennspannung **≤ 20-kV** gilt grundsätzlich die **Ausführungsvariante 2** der Tabelle 2 des BDEW-Musterwortlauts [3]. In Netzen mit einer Nennspannung **> 20-kV Netz** gilt grundsätzlich die **Ausführungsvariante 3** der Tabelle 2 des BDEW-Musterwortlauts [3].

6.2.1.3 Schutz gegen Störlichtbögen

Die Übertragbarkeitsanalyse gemäß DIN IEC/TR 62271-312 muss mindestens diese Punkte beinhalten:

- Projektbezeichnung
- Aufbau der geplanten Station mit Typbezeichnungen inkl. Schaltanlage/Messfeld
- Zeichnungen/Schnittzeichnungen der geprüften und geplanten Stationen aus denen der Aufbau der Station ersichtlich wird
- Bewertung der Übertragbarkeitskriterien der DIN IEC 62271-312, insbesondere Tabelle 7 und Kapitel A.7
- Prüfbestätigungen der Referenzprüfungen, aus denen der Umfang der Typprüfungen ersichtlich ist
- Schlussfolgerung

Das Versetzen von fabrikfertigen Stationen mit IAC AB 20kA/1s ab dem Baujahr 09/2009 ist im wirtschaftlichen Zusammenhang nach Abstimmung mit dem Netzbetreiber grundsätzlich möglich. Bei fabrikfertigen Stationen ab dem Baujahr 09/2009 und IAC AB 16kA/1s ist ein Versetzen nur möglich, wenn der zu erwartende Kurzschlussstrom am geplanten Einsatzort < 16 kA ist. Dies ist mit dem Netzbetreiber abzustimmen. Stationen, die diese Anforderungen nicht erfüllen, dürfen nicht versetzt werden.

6.2.2 Schaltanlagen

6.2.2.1 Schaltung und Aufbau

Wird eine Betriebsführungsvereinbarung mit dem Netz des Netzbetreiber abgeschlossen, ist das Übergabeschaltfelder in der Übergabestation mit Motorantrieben auszustatten und in die Fernsteuerung des Netzbetreibers einzubinden. Ist keine Betriebsführung vorgesehen, ist die Vorgabe optional umzusetzen.

6.2.2.2 Ausführung

Für die Genauigkeitsanforderungen von Messwerten aus FRA (Kurzschluss-/Erdschlussanzeiger) ist Anhang E der NT-10-24 [4] zu berücksichtigen.

Die netzseitigen Eingangsschaltfelder sind immer mit elektronischen Kurzschlussrichtungsanzeigern und Erdschlussrichtungsanzeiger auszurüsten. Die Werte für die Kurzschlussanzeiger sind in der Regel auf 400 A und 4 h mit Ansprechverzögerung von 60 ms einzustellen (in 20-kV-Netzen). Auf Anforderung des Netzbetreibers sind andere Einstellwerte umzusetzen. Die Erdschlussrichtungserfassung ist nach dem Wischer-Prinzip zu realisieren. Die Werte für die Erdschlussrichtungserfassung sind in der Regel auf einen Nullstrom von 100 A (in 20-kV-Netzen) und auf 30 % der Verlagerungsspannung einzustellen (transiente Signale der Nullsystemgrößen). Es dürfen nur Wischer mit anschließenden statischen Erdfehlern angezeigt werden. Die Rückstellung kann per Hand und muss nach 4 h automatisch erfolgen.

Zum Durchführen der Maßnahme „Gegen Wiedereinschalten sichern“ gemäß VDE 0105-100 muss bei ferngesteuerten Schaltern die Hilfsenergie unwirksam gemacht werden, z.B. durch Unterbrechen der Motorspannung. Im ersten Feld, aus Sicht des Netzbetreibers, ist ein eindeutiger Hinweis anzubringen, wie die Hilfsenergieversorgung unwirksam gemacht werden kann.

6.2.2.4 Schaltgeräte

Der Schaltzustand der Schaltgeräte muss auch ohne Hilfsspannung eindeutig und unverwechselbar erkennbar sein (z.B. mechanische Anzeiger)

Übergabestation

In Kundenanlagen liegt ein kundeneigenes MS-Netz vor, wenn das MS-Kabel die elektrische Betriebsstätte der Übergabestation verlässt. Für den Kurzschlussschutz bzw. Erdschlussrichtungsschutz mit Auslösung (RESPE-Netz) ist in diesem Fall ein Leistungsschalter mit Schutzgerät für das zu schützenden kundeneigenen MS-Kabels vorzusehen.

6.2.2.5 Verriegelungen

Neben den Eingangsschaltfeldern sind außerdem die Messfelder und Erdungsschalter, die in Richtung des Netzes des Netzbetreibers wirken, abschließbar zu gestalten.

6.2.2.6 Transformatoren

Beim Einsatz von Zweiwicklungstransformatoren > 2,5 MVA mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz (nicht UW/SH) kann die Selektivität des MS-Schutzes in der Kundenanlage bei einem Fehler auf der NS-Seite nicht immer gewährleistet werden. Das bedeutet, dass der MS-seitige Leistungsschalter gleichzeitig mit dem NS-seitigen Leistungsschalter auslösen kann. Als Alternative wird der Einsatz eines Drei- bzw. Mehrwicklungstransformators mit unterspannungsseitigen Leistungen je Wicklung ≤ 2,5 MVA empfohlen.

6.2.2.7 Wandler

Allgemeines

Die Mindestanforderungen an die technischen Daten der Strom- und Spannungswandler gemäß Tabelle 3 und Tabelle 4 des BDEW-Musterwortlauts [3] gelten für die Übergabestation und für MS-Stationen in Mischanlagen (MS-Unterstation im Kundennetz).

Für Strom- und Spannungswandler im kundeneigenen NS-Netz gelten die Anforderungen an die Bemessungsleistung und die Klassengenauigkeit analog zum MS-Netz.

Für Strom- und Spannungswandler im Schaltfeld eines Umspannwerkes oder einer Schaltstation gelten die Anforderungen an die Klassengenauigkeit analog zum MS-Netz. Die Bemessungsleistung und evtl. erweiterte Anforderungen an die Wandler sind mit dem Netzbetreiber projektspezifisch abzustimmen.

Bei Erzeugungsanlagen / Speichern ist die Bürdenberechnung im Anlagenzertifikat vorzulegen, bei Bezugskunden oder Erzeugungsanlagen mit Zertifizierung nach VDE-AR-N 4105 [8] oder Anschluss nach NELEV/EAAV-2024 (Bild 1.1) ist der Nachweis zusammen mit der Inbetriebsetzungserklärung zu erbringen

Einbau und Anschluss von Wandlern

<u>Bauliche Anordnung:</u>

Die Einbaurichtung der Stromwandler in der Übergabestation ist (P1) Richtung Netzbetreiber-Netz und (P2) Richtung Kundenanlage (Anhang H des BDEW-Musterwortlauts [3]).

<u>Absicherung und Verdrahtung:</u>

Die Sekundäranschlüsse der Spannungswandler sind bis zur ersten Absicherung kurzschluss- und erdschlusssicher zu verlegen. Die kombinierte Mess- und Schutzwicklung ist sekundärseitig mit einem 3-poligen Spannungswandlerschutzschalter abzusichern.

Bei der Wicklung 3 sind die Hilfswicklungen (da-dn) der einzelnen Phasen zum offenen Dreieck zu verschalten. Am Wandler ist der Anschluss (dn) des Leiters L1 zu erden. Die Wandleranschlussklemme (da) des Leiters L3 ist durch einen 1-poligen Leitungsschutzschalter der Auslösecharakteristik B abzusichern. Der Auslösestrom ist an die evtl. angeschlossene Bedämpfung anzupassen.

Die Sekundärerdung der Stromwandler ist bei mehreren Kernen mit vorhandenem Schutzkern einheitlich bei S2 zu erden .

Für die Wandler-Sekundärleitungen der Schutz- und Messwandler gelten folgende Aderquerschnitte:

- Spannungsmesskreis: mindestens 2,5 mm²
- Strommesskreis: mindestens 1,5 mm²

Hinweise zum Anschluss von EZA-Reglern
Bei $\sum S_{Amax}$ > 1MVA am Netzanschlusspunkt (NAP) müssen die Messkerne und Messwicklungen mindestens der Klasse 0,2 genügen, auch wenn dezentral aufgebaute EZA-Regler einzelne Erzeugungseinheiten mit S_{Emax} ≤ 1MVA ausregeln, wie dies z. B. bei Mischanlagen oder klassischen Einspeisern mit unterschiedlichen Energiearten an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt der Fall sein kann.

Wenn der Erfüllungsort der P- und/oder Q-Regelung die Generatormessung ist und die Klassengenauigkeit der NS-Messwandler nicht Kl. 0,5 bzw. Kl. 0,2 entspricht, so werden diese Wandler nur dann akzeptiert, wenn sie im Rahmen der Einheitenzertifizierung mit vermessen und die Messgenauigkeit der Einheit eingehalten wurden.

Spezifikationen für und Anforderungen an Stromwandler
thermischer Bemessungs-Dauerstrom (I_{cth}) der Stromwandler: 1,2 x I_{pn} = 1,2 x I_{pr}

Tabelle 4 Mindestanforderungen für Erdstromwandler ergänzende zu Tabelle 4 des BDEW-Musterwortlauts [3]

Erdstromwandler	Schutz		Sekundärer Bemessungsstrom	1A
			Genauigkeitsklasse	1
			Überstrombegrenzungsfaktor	FS10
			Bemessungsleistung	1,2VA

Strommesseingänge von Messeinrichtungen mit Anschluss an einen Schutzkern müssen der thermischen Kurzschlussfestigkeit der Schaltanlage entsprechen (gemäß Formel im BDEW-Musterwortlaut [3]).

Darüber hinaus gelten die Belastbarkeiten der Strommesseingänge gemäß Anhang F der VDE-AR-N 4110 [2].

6.2.2.8 Überspannungsableiter
Im Schaltfeld eines Umspannwerks / der Schaltstation sind Überspannungsableiter gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers (24kV-10kA) mit dem Kabelanschluss zu installieren.

In der Kundenanlage mit Anschluss im Umspannwerk / Schaltstation wird der Einbau von Überspannunsgs-Ableitern empfohlen.

6.2.4 Erdungsanlage
In der Regel liegen MS-Netze mit RESPE-Sternpunkterdung vor, bei denen ein Erdfehlerstrom (Erdschlussreststrom) von 60 A angesetzt wird.

Tabelle 5 Für MS-Netze mit RESPE-Sternpunkterdung gilt für die Einhaltung der zulässigen Schritt- und Berührungsspannungen an der Station (Personensicherheit)

Erforderliche Erdungsimpedanz RESPE-Netze	Mindestausführung des Erders
2,5 Ω (5 Ω) für den resultierenden Gesamtwiderstand aller elektr. verbundenen Leiter Z_E (Klammerwert: Grenzwert, wenn 'anerkannte, festgelegte Maßnahmen M' nach DIN EN 50522 Anhang E angewendet werden)	1 Steuererder mit 1 m Abstand von der Station, 0,5 m tief und zusätzlich 1 Oberflächenerder 60 m oder Kombination Oberflächenerder 30 m mit Tiefenerder 6 m

Ergeben sich aus dem messtechnischen Nachweis der Erdungsimpedanz höhere Werte ist zwischen Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber das weitere Vorgehen abzustimmen.

Erdungsleiter (z. B. die Verbindung des Erders mit der Haupterdungsschiene) ist als isolierter Leiter in der Ausführung als grün-gelber Leiter zu realisieren (Kabelausführung -J, z. B. NYY-J).

Bei isolierter Auflegung der Netzbetreiber-Kabelschirme, Bahnanlagen, NOSPE- und KNOSPE-Netzen ist die Vorgehensweise mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Der im BDEW-Musterwortlaut [3] geforderte Ausbreitungswiderstand von < 20 Ω ist im Gebiet des Netzbetreibers i. d. R. erreichbar. Dort wo die Erreichbarkeit nicht gegeben ist (z. B. geologisch anspruchsvolle Gegenden wie Gebirge, Steinbrüche, Granit etc.) ist Rücksprache mit den Netzbetreiber zu halten.

6.3 Sekundärtechnik

6.3.2 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

Es sind die Anforderungen der NT-10-24 [4] anzuwenden.

6.3.2.1 Bedingungen für den Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung

Bei jedem Neubau einer Übergabestation ist diese fernwirktechnisch an die netzführende Stelle des Netzbetreibers anzubinden.

Für alle in Abschnitt 6.3.2.1 genannten EEG- und KWKG-Erzeugungsanlagen und Speicher ([12], [13]), die ausschließlich Strom aus EEG-Anlagen zwischenspeichern, gilt die Definition des Anlagenbegriffs / der Gesamtanlage gemäß EEG [12] bzw. KWKG [13]: Eine Anlagenzusammenfassung (Bestands- und Neuanlagen) im Sinne einer Addition der jeweils installierten Leistungen zur Festlegung der einzusetzenden Technologie ist aufgrund der begrifflichen Definition der Anlage grundsätzlich nicht möglich. Es ist auf die jeweilige installierte Leistung der Bestands- und Neuanlage abzustellen. Eine Anlagenzusammenfassung (Bestands- und Neuanlage) zu einer Gesamtanlage ist gemäß EEG bzw. KWKG nur in folgenden Ausnahmen möglich:

- Anlagenzusammenfassung bei PV gemäß § 9 Abs. 3 EEG 2023 [12] (12-Monatsfrist)
- Anlagenzusammenfassung von Erzeugungseinheiten unter Anwendung des „weiten“ Anlagenbegriffs, z. B. bei Biomasseanlagen und Wasserkraftanlagen (Gesamtheit aller funktional zusammengehörenden technisch und baulich notwendigen Einrichtungen: Nutzen mehrere Erzeugungseinheiten gemeinsam eine technisch und baulich notwendige Einrichtung, handelt es sich bei diesen Erzeugungseinheiten in der Regel um eine Anlage)
- Anlagenzusammenfassung bei KWKG-Anlagen gemäß § 2 Nr. 14 KWKG [13] (12-Monatsfrist)

Unterschiedliche Energieträger können nicht zu einer Anlage zusammengefasst werden.

Für konventionelle Erzeugungsanlagen und Speicher gilt der Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 18 c EnWG [1]. Eine Anlagenzusammenfassung zu einer Gesamtanlage ist grundsätzlich nicht möglich.

Sofern Fernwirktechnik aus weiteren (netzbetrieblichen) Gründen erforderlich wird (z. B. Aufbau einer Blindleistungsregelung des Netzbetreibers), ist zu prüfen, ob Erzeugungsanlagen auch bei Nichtvorliegen der hier genannten Bedingungen (z. B. 100-kW Grenze) in die Fernwirktechnik eingebunden werden, um bestehende Technologien (i. d. R. Funkrundsteuertechnik) abzulösen.

Die Anforderungen zum Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung werden im Folgenden differenziert in

- Umsetzung bei neuen Kundenanlagen, z. B. Neubau einer Übergabestation für Bezug und/oder Erzeugungsanlagen und
- Umsetzung bei Erweiterungen bestehender Kundenanlagen

Es gelten folgende Anforderungen:

1. Umsetzung bei neuen Kundenanlagen mit neuer Übergabestation:

Alle neuen Kundenanlagen mit Netzanschluss im MS-Netz sind unabhängig von einer Leistungsgrenze fernwirktechnisch an die Netzleitstelle des Netzbetreibers anzubinden. Damit hat der Netzbetreiber u. a. die Möglichkeit, die netzbetreiberseitigen Eingangsschaltfelder zu steuern und Messwerte aus der Übergabestation zu erhalten.

Beim Anschluss neuer EEG-Anlagen, KWKG-Anlagen, Speicher, die ausschließlich Strom aus EEG-Anlagen zwischenspeichern, sonstiger Erzeugungsanlagen und konventioneller Speicher (i. d. R. Batteriespeicher mit Strombezug aus dem Netz) gilt Bild 6.1 dieser Ergänzungen.

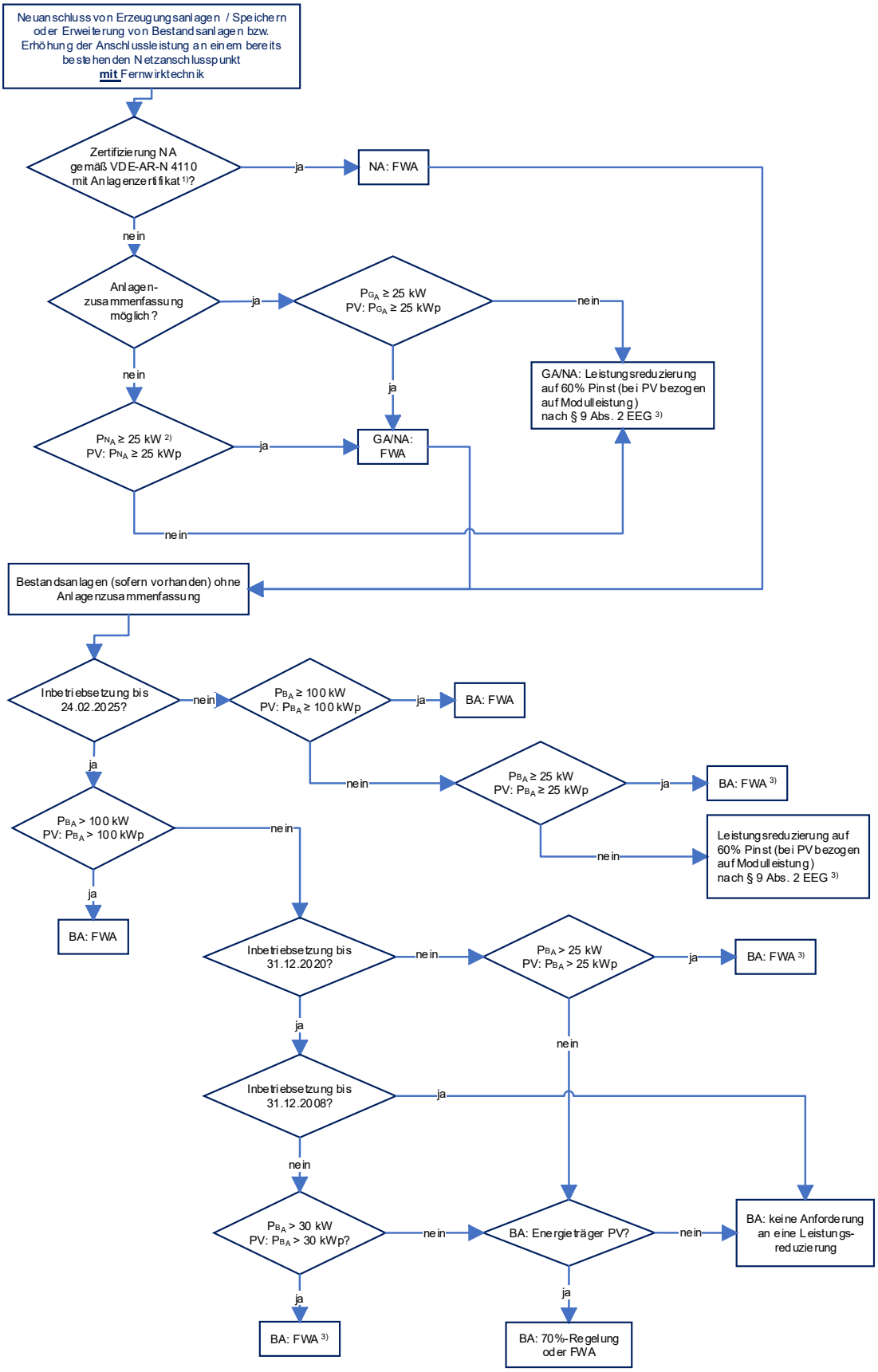

Bild 6.1 Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung für Erzeugungsanlagen / Speicher (neue Kundenanlage)

Für Bild 6.1 gilt:
GA: Gesamtanlage (bei EEG- und KWKG-Anlagen gemäß Anlagenzusammenfassung, s. o.),
NA: Neuanlage
BA: Bestandsanlage
P_{NA}: Wirkleistung der Neuanlage
$P_{GA} = P_{BA, zus} + P_{NA}$ gemäß Anlagenzusammenfassung
$P_{BA, zus}$: Wirkleistung derjenigen Bestandsanlagen, die gemäß Anlagenzusammenfassung mit der Neuanlage zusammengefasst werden können
P_{BA}: Wirkleistung der Bestandsanlageanlage(n) außerhalb der Anlagenzusammenfassung
FWA: Fernwirkanlage
Datum: Maßgebend ist das Inbetriebnahmedatum nach EEG
Bei PV gilt die Modulleistung kWp, bei Nicht-PV gilt ΣP_{Emax} bzw. ΣP_{600} gemäß Einheitenzertifikat

[1)] Gilt analog für EZAs nach NELEV [9] mit Gutachten zum Nachweis der VDE-AR-N 4110 [2]
[2)] Ausnahme für Speicher, die nicht ausschließlich über EEG-Strom geladen werden, d. h. teilweise oder vollständige Ladung durch Graustrom: $P_{NA} \geq 100$ kW
[3)] Ausnahme für Speicher, die nicht ausschließlich über EEG-Strom geladen werden, d. h. teilweise oder vollständige Ladung durch Graustrom: keine Anforderungen

„Keine Anforderung an eine Leistungsreduzierung“ und „Leistungsreduzierung auf 60%“ bedeuten, dass auf den Einbau einer Fernsteuerung (Fernwirktechnik oder anderer Technologien) zur Wirkleistungssteuerung verzichtet wird.

Enthalten die Bestandsanlage und/oder die Neuanlage unterschiedliche Energieträger, so ist das Bild 6.1 je Energieträger zu durchlaufen.

2. Umsetzung bei Erweiterungen bestehender Kundenanlagen:
Eine Anbindung der bestehenden Übergabestationen an die Netzleitstelle des Netzbetreibers ist dann erforderlich, wenn die netzbetreiberseitigen Eingangsschaltfelder erneuert werden oder ein Neubau der Übergabestation stattfindet (siehe Abschnitt 1 dieser Ergänzungen).

Erfolgt kein Neubau der Übergabestation, obwohl für den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen / Speicher gemäß nachfolgender Ausführungen Fernwirktechnik erforderlich wird, ist die Fernwirktechnik in die bestehende Übergabestation zu integrieren.

Beim Anschluss neuer Erzeugungsanlagen / Speichern ist in Kundenstationen mit bereits vorhandener Fernwirktechnik und ohne Fernwirktechnik zu unterscheiden:

a) Bestehende Übergabestation mit bereits bestehender Fernwirktechnik
   Es gelten die gleichen Anforderungen wie unter Punkt 1 (Umsetzung bei neuen Kundenanlagen). Bestehende Erzeugungsanlagen, die bisher noch nicht in die Fernwirkanlage eingebunden sind und z. B. noch mit Funkrundsteuerempfänger gesteuert werden, sind entsprechend Bild 6.1 Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung für Erzeugungsanlagen / Speicher (neue Kundenanlage) in die Fernwirkanlage zu integrieren.
b) Bestehende Übergabestation ohne Fernwirktechnik
   Beim Anschluss neuer EEG-Anlagen, KWKG-Anlagen, Speichern, die ausschließlich Strom aus EEG-Anlagen zwischenspeichern, sonstiger Erzeugungsanlagen und konventioneller Speicher (i. d. R. Batteriespeicher mit Strombezug aus dem Netz) gilt Bild 6.2 dieser Ergänzungen.

In beiden Fällen (a und b) gilt: Falls die Einbindung einer bereits bestehenden PV-Anlage in die vorhandene Fernwirkanlage für den Kunden zu wesentlichen, nicht vertretbaren Mehrkosten führt, kann bei PV-Anlagen ≤ 100 kWp statt der geforderten Fernwirkanlage auch der Einsatz von Funkrundsteuertechnik erfolgen (Abstimmung mit dem Netzbetreiber).

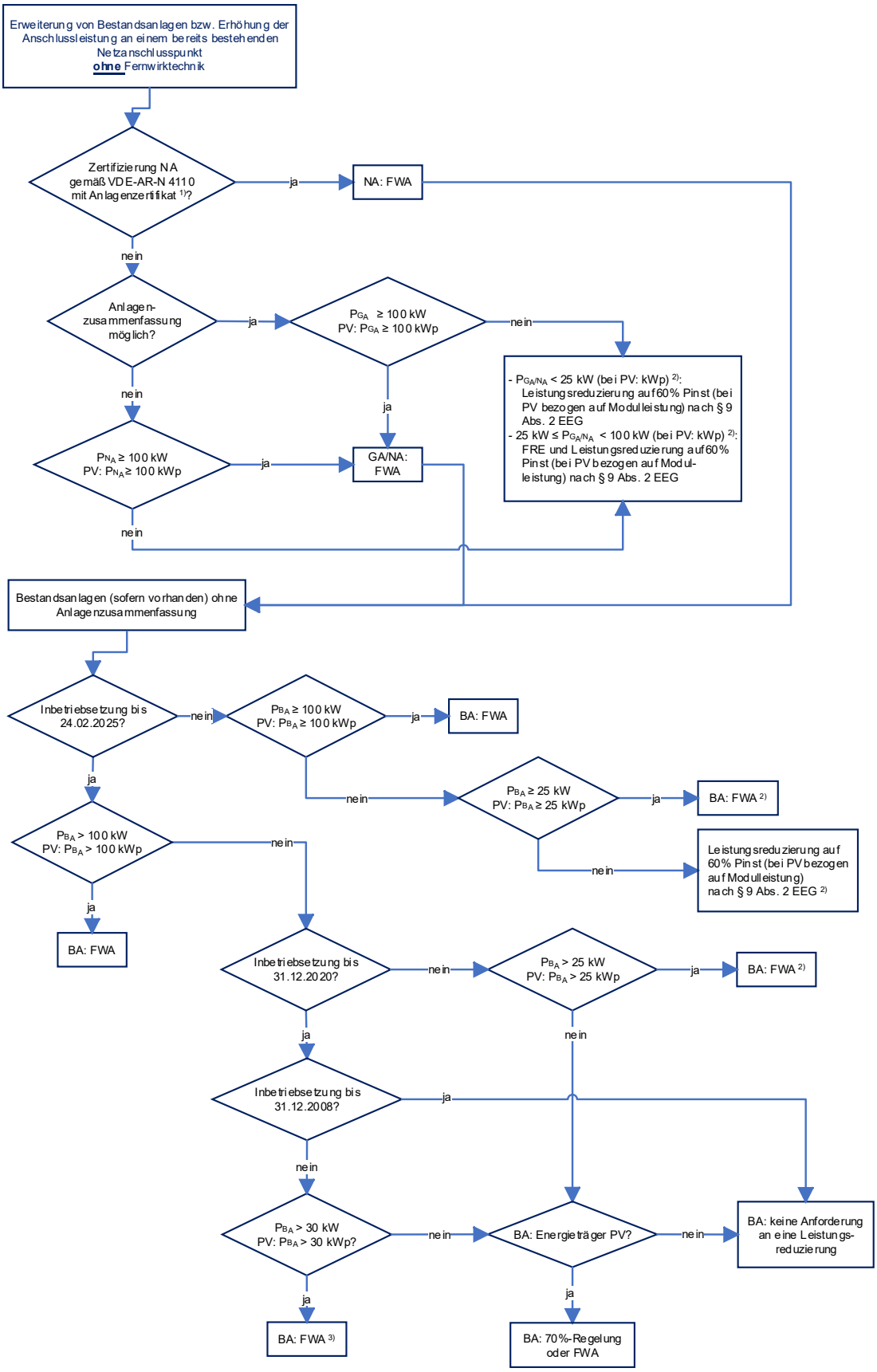

Bild 6.2 Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung bei Erweiterungen einer bereits bestehenden Kundenanlage (bestehende Übergabestation ohne Fernwirktechnik)

Für Bild 6.2 gilt:
GA: Gesamtanlage (bei EEG- und KWKG-Anlagen gemäß Anlagenzusammenfassung, s. o.),
NA: Neuanlage
BA: Bestandsanlage
P_{NA}: Wirkleistung der Neuanlage
$P_{GA} = P_{BA, zus} + P_{NA}$ gemäß Anlagenzusammenfassung
$P_{BA, zus}$: Wirkleistung derjenigen Bestandsanlagen, die gemäß Anlagenzusammenfassung mit der Neuanlage zusammengefasst werden können
P_{BA}: Wirkleistung der Bestandsanlageanlage(n) außerhalb der Anlagenzusammenfassung
FWA: Fernwirkanlage
FRE: Funkrundsteuerempfänger,
Datum: Maßgebend ist das Inbetriebnahmedatum nach EEG
Bei PV gilt die Modulleistung kWp, bei Nicht-PV gilt ΣP_{Emax} bzw. ΣP_{600} gemäß Einheitenzertifikat

[1)] Gilt analog für EZAs nach NELEV [9] mit Gutachten zum Nachweis der VDE-AR-N 4110 [2]
[2)] Ausnahme für Speicher, die nicht ausschließlich über EEG-Strom geladen werden, d. h. teilweise oder vollständige Ladung durch Graustrom: keine Anforderungen

„Keine Anforderung an eine Leistungsreduzierung“ und „Leistungsreduzierung auf 60%“ bedeuten, dass auf den Einbau einer Fernsteuerung (Fernwirktechnik oder anderer Technologien) zur Wirkleistungssteuerung verzichtet wird.

Enthalten die Bestandsanlage und/oder die Neuanlage unterschiedliche Energieträger, so ist das Bild 6.2 je Energieträger zu durchlaufen.

Inselbetrieb:
Sind Erzeugungsanlagen / Speicher eines Bezugskunden für einen möglichen Inselbetrieb vorgesehen, so sind die Vorgaben des Netzbetreibers per Fernsteuerung (FWT oder FRE) wie folgt umzusetzen:

- Befindet sich das Netz des Anschlussnehmers im Inselbetrieb (keine galvanische Verbindung zum Netzbetreiber), so muss der Anschlussnehmer selbst dafür Sorge tragen, dass mögliche Sollwertvorgaben und der Not-Aus-Befehl (Sofort-Aus) nicht von den Erzeugungsanlagen in seinem Inselnetz umgesetzt werden.
- Sind die Erzeugungsanlagen galvanisch mit dem Netz des Netzbetreibers verbunden, so sind die Sollwertvorgaben und der Not-Aus-Befehl (Sofort-Aus) des Netzbetreibers umzusetzen.

6.3.2.2 Fernwirktechnik in der kundeneigenen Übergabestation

Die Montage und das Anschließen des beigestellten Schrankgefäßes obliegt dem Anschlussnehmer. Details zum Aufbau des beigestellten Gehäuses und zur Installation sind den Schaltungsunterlagen, die dem Fernwirkkästchen beigelegt sind, und der NT-10-24 [4] zu entnehmen.

Der Netzbetreiber behält sich vor, auf Grundlage von technischen und/oder gesetzlichen Vorgaben weitere Steuer- und Meldesignale einzufordern.

Die automatisierungs-/fernwirktechnischen Einrichtungen des Anschlussnehmers und Datenübertragungen in der Kundenanlage (z.B. an die Erzeugungseinheiten) müssen mit Überwachungsfunktionen realisiert sein (Selbstüberwachung der Automatisierungseinheit, Ausfallerkennung der Steuer-/Meldespannung). Die Störungen sind an eine 24h/365 Tage besetzte Meldestelle des Anschlussnehmers zu übertragen.

6.3.2.3 Zusätzliche Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher mit Fernwirktechnik

Bei Anschluss von Erzeugungsanlagen/Speichern sind die Vorgaben gemäß Abschnitt 6.3.2.1 zu berücksichtigen.

Bei einem Ausfall der Fernwirkverbindung (Störung der Übertragungstechnik, des Fernwirk-Masters oder des Fernwirk-Slaves) ist die Erzeugungsanlage mit dem zuletzt gesendeten Sollwert weiter zu betreiben.

Bei einem Ausfall des EZA-Reglers oder der Kommunikation zwischen EZA-Regler und Erzeugungseinheit ist die Erzeugungsanlage ebenfalls mit dem zuletzt gültigen Sollwert weiter zu betreiben. Alternativ ist eine Reduzierung der Wirkleistung auf $P_{mom} < P_{soll}$ zulässig, Blindleistungssollwerte sind dabei weiterhin gemäß Bild 6 der VDE-AR-N 4110 [2] und der TAB-MS des Netzbetreibers umzusetzen. Speicher sind bei Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers auf $P_{mom} < P_{soll}$ oder in den Leistungsbezug zu betreiben.

Wird die Kommunikationsverbindung wieder hergestellt, ist sicher zu stellen, dass die Anlage wieder mit dem aktuellen, gesendeten Sollwert betrieben wird.

Bei Mischanlagen ist eine kundeneigene Datenverbindung zwischen Übergabestation und Erzeugungsanlage notwendig. Diese kann auch als drahtlose Verbindung innerhalb der Kundenanlage ausgeführt werden (keine Schutz- und Reglersignale), wenn die definierte Antworterwartungszeit gemäß Kapitel 7.5 der NT-10-24 [4] eingehalten wird.

Steuersignale, Messwerte und Rückmeldungen sind gemäß den Bildern im Anhang D der Anwendungshinweise [7] entweder am Netzanschlusspunkt oder an dem Messpunkt innerhalb der Kundenanlage (z. B. Mischanlagen) umzusetzen bzw. zu erfassen.

Sind in einer Mischanlage mehrere Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen steuerbaren Ressourcen angeschlossen (z. B. unterschiedliche Energieträger), werden die Steuersignale „Vorgabe Wirkleistung“ und „Vorgabe Blindleistung“ sowie die Messwerte und Rückmeldungen „Rückmeldung Vorgabe Wirkleistung“, „aktuell verfügbare Wirkleistung“, „Wirkleistung“, „Rückmeldung Vorgabe Blindleistung“, „aktuell verfügbare Blindleistung untererregt“, „aktuell verfügbare Blindleistung übererregt“, „Blindleistung“, „Meldung Q(U)-Untergrenze erreicht“ und „Meldung Q(U)-Obergrenze erreicht“ je steuerbarer Ressource vorgegeben.

Sind an einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt mehrere klassische Erzeugungsanlagen / Speicher mit unterschiedlichen steuerbaren Ressourcen angeschlossen (keine Mischanlage), wird das Steuersignal „Vorgabe Wirkleistung“ und die Messwerte und Rückmeldungen „Rückmeldung Vorgabe Wirkleistung“, „aktuell verfügbare Wirkleistung“ und „Wirkleistung“ je steuerbarer Ressource vorgegeben. Die Vorgabe des Steuersignals „Vorgabe Blindleistung“ sowie der Messwerte und Rückmeldungen „Rückmeldung Vorgabe Blindleistung“, „aktuell verfügbare Blindleistung untererregt“, „aktuell verfügbare Blindleistung übererregt“, „Blindleistung“, „Meldung Q(U)-Untergrenze erreicht“ und „Meldung Q(U)-Obergrenze erreicht“ erfolgt für das Gesamtsystem am Netzanschlusspunkt. Hat ein solcher Kunde kein kundeneigenes MS-Kabelnetz, gelten die Anforderungen analog zur Mischanlage.

Werden bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher bzw. Mischanlagen um Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten oder Speicher erweitert oder werden bestehende Erzeugungsanlagen/Speicher im Sinne der „wesentlichen Änderung“ (Abschnitt 1 dieser Ergänzungen) umgebaut, behält sich der Netzbetreiber vor, die im vorgenannten Satz aufgeführten Steuersignale, Messwerte und Rückmeldungen sowie die Funktion „NOT-AUS(Sofort-Aus)“ für jede dieser erweiterten/umgebauten Erzeugungsanlagen /-einheiten / Speicher separat vorzugeben.

Bei Erzeugungsanlagen und Speichern,

- die mit $P_{AV,E} \leq 270$ kW nach NELEV/EAAV-2024 angeschlossen und bei deren die VDE-AR-N 4105 [8] anzuwenden ist (Bild 1.1), oder
- die mit $P_{Amax} < 135$ kW nach VDE-AR-N 4105 [8] zertifiziert worden, oder
- die als Bestandsanlagen mit Inbetriebsetzung vor dem 01.01.2012 errichtet wurden, deren bisherige Steuereinrichtung abgebaut und durch Fernwirktechnik ersetzt wird,

ist (sofern Fernwirktechnik erforderlich ist) ein geringerer Datenumfang erforderlich.

Tabelle 6 Anforderungen bei Erweiterungen von bestehenden Erzeugungsanlagen, bei Umbauten/Erneuerungen im Sinne der wesentlichen Änderung und bei Neuanlagen

Kundenanlage	**Energieträger**	**Steuersignale, Messwerte/Rückmeldungen**	**Anforderungen an die Bestandsanlage bzgl. Toleranzen, Gradienten, Einschwingverhalten**
Mischanlage	Unterschiedliche Energieträger	Steuersignale je steuerbare Ressource, Messwerte/Rückmeldungen i. d. R. an der Generatormessung und in Summe am NAP.	Gemäß gültiger TAB für die Bestandsanlage
Mischanlage	gleicher Energieträger	Differenzierung nach: • Bestandsanlagen mit Inbetriebsetzung vor dem 01.01.2012 (Umfang an Steuersignalen, Messwerte/Rück-meldungen reduziert) • Bestandsanlagen nach BDEW ab 01.01.2012 (Q-Sollwerte ab 01.01.2017, vorher cosφ-Sollwerte[7]) • Neuanlagen nach VDE Messwerte/Rückmeldungen: I. d. R. an der Generatormessung je steuerbarer Ressource und am NAP.	Gemäß gültiger TAB für die Bestandsanlage
Klassischer Einspeiser (keine Mischanlage)	Energieträger mit mehr als einer steuerbaren Ressource	Bevorzugte Vorgehensweise bei sehr kurzen, kundeneigenen MS-Kabelnetzen[8]: Analog zu Mischanlagen, unterschiedliche Energieträger	
		Bevorzugte Vorgehensweise bei längeren kundeneigenen MS-Kabelnetzen[8]: • Steuersignale zur Wirkleistung: Je steuerbare Ressource • Not-Aus (Sofort-Aus) wirkt auf Leistungsschalter am NAP • Messwerte/Rückmeldungen zur Wirkleistung: In der Kundenanlage je steuerbare Ressource und in Summe am NAP. • Steuersignale und Messwerte/ Rückmeldungen zur Blindleistung: Für Gesamtpark am NAP (keine Trennung nach Energieträgern)	Für die Wirkleistung: Gemäß gültiger TAB für die Bestandsanlage oder nach aktueller VDE-Richtlinie. Für die Blindleistung: Gemäß VDE-AR-N 4110 [2].
Klassischer Einspeiser (keine Mischanlage)	gleicher Energieträger, eine steuerbare Ressource	Steuersignale und Messwerte/ Rückmeldungen: Am NAP	Gemäß VDE-AR-N 4110 [2]

[7] In Absprache mit dem Netzkunden auch Q-Sollwerte in Verbindung mit dem ab 01.07.2016 geforderten Q(U)-Regelungskonzept

[8] Kurze, kundeneigene MS-Kabelnetze benötigen – im Gegensatz zu längeren MS-Kabelnetzen - keinen KS- und Erdschlussschutz

Bei Erweiterungen von Bestandsanlagen, die bereits mit Fernwirktechnik ausgestattet sind, können ggf. von NT-10-24 [4] abweichende Anforderungen zur Anwendung kommen. Hierzu sind projektspezifische Abstimmungen erforderlich.

6.3.2.5 Anforderungen bei einem UW-Direktanschluss und einem Anschluss in einer Schaltstation (SSt)

Entsprechende sekundärtechnische Einrichtungen bzw. Komponenten zur Realisierung des Netzanschlusses sind neu zu errichten oder vorhandene Komponenten sind entsprechend zu erweitern und/oder anzupassen. Dies erfolgt durch den Netzbetreiber. Der Netzbetreiber stellt dem Anschlussnehmer die Informationen im Umspannwerk vorzugsweise im Schaltfeld zur Verfügung.

Im Rahmen der Abstimmungen zum Netzanschluss wird der projektspezifische Informationsumfang auf Basis der NT-10-24 [4] vom Netzbetreiber vorgegeben. Zudem sind die im Umspannwerk bestehenden Leittechnikkonzepte zu berücksichtigen. Insofern sind die Realisierungszeiten stark projektabhängig. Somit sind die Zeiten beim Netzbetreiber zu erfragen. Es muss eine Mindestzeit von 16 Wochen nach technischer Klärung zugrunde gelegt werden.

Für klassische Erzeugungsanlagen und Speicher (nicht Mischanlage) mit Anschluss über eine kundeneigne Übergabestation und Direktverbindung zu einem UW oder SSt gelten die Vorgaben aus Abschnitt 6.3.2.2 dieser Ergänzungen.

6.3.3 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Für die Kommunikations- und Fernwirktechnik des Netzbetreibers ist dem Netzbetreiber eine netzunabhängige Hilfsenergieversorgung als Gleichspannung mit U_{Nenn} = 24 VDC ±10% bereit zu stellen. Der durchschnittliche Leistungsbedarf beträgt 20 W gemäß NT-10-24 [4].

Der Betrieb ohne funktionstüchtige netzunabhängige Hilfsenergieversorgung ist unzulässig.

Bei räumlich getrennter Anordnung von Schutzeinrichtung und Schaltgerät in der Übergabestation ist die netzunabhängige Hilfsspannungsversorgung für mindestens 8 Stunden zusätzlich am Leistungsschalter inkl. der zugehörigen Übertragungswege zur Verfügung zu stellen.

6.3.4 Schutzeinrichtungen

6.3.4.3 Kurzschlussschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

6.3.4.3.1 Allgemeines

Für die Störungsklärung sind alle nötigen Informationen aus der Störwerterfassung der Schutzeinrichtungen für mindestens zwei Wochen vorzuhalten und dem Netzbetreiber auf Anforderung auszuhändigen.

Beim Einsatz von Schutzgeräten für den Kurzschluss-/Erdschlussschutz sind die Schaltgeräte grundsätzlich als Leistungsschalter auszuführen.

Die für den Kurzschluss-/Erdschlussschutz notwendigen Abgriffe der Messgrößen Strom und Spannung (I, U) sowie die Ansteuerung der zugeordneten Leistungsschalter sind in den Anschlussbeispielen im Anhang D des BDEW-Musterwortlauts [3] und den Anwendungshinweisen [7] des Netzbetreibers beschrieben.

Zu den Überwachungsfunktionen der Schutzkonzepte:
Sofern die Kundenanlage fernwirktechnisch 24h/365 Tage überwacht ist, und die Überwachungsfunktion nicht zum Auslösen des zugeordneten Übergabeschalters führt, ist die Störung unverzüglich zu beheben.

- Sofortige Aktivierung des Fach-Personals zur Störungsbeseitigung
- Mit Fehlerermittlung ist der betroffenen Anlagenteile für die Zeit der Fehlerbehebung (Reparaturzeit) sofort abzuschalten
- Wiederzuschaltung ist nur mit funktionierendem Schutzsystem zulässig

Bei RESPE betriebenen Netzen des Netzbetreibers ist bei Kundenanlagen mit kundeneigenem MS-Netz ein Erdschlussrichtungsschutz nach dem wattmetrischen Verfahren vorzusehen. Bei diesem Verfahren ist für die Erdstrommessung (I_E>) ein gesonderter Erdstromwandler gemäß Abschnitt 6.2.2.7 dieser Ergänzungen zu verwenden. Die Erdschlussspannungsmessung (U_E>) ist an die da- dn- Wicklung des Spannungswandlers anzuschließen.

Bei Auftreten eines Erdschlusses im Kundennetz ist der Erdschluss automatisch abzuschalten (t_{Aus} ≤ 5,0 s).

Sofern die Kundenanlage fernwirktechnisch 24h/365 Tage überwacht ist, kann die automatische Abschaltung unter folgenden Bedingungen entfallen:

- Der Netzbetreiber ist unverzüglich zu informieren
- Die Fehlerstelle ist unverzüglich zu ermitteln und es sind geeignete Sicherheitsmaßnahmen zum Schutz von Personen einzuleiten.
- Um eine Ausweitung der Störung zu vermeiden (Doppelerdschluss) ist nach Störungslokalisierung der Erdschluss umgehend abzuschalten
- Auf Anforderung des Netzbetreibers ist der Erdschluss abzuschalten
- Nach Behebung der Ursachen des Erdschlusses und vor Wiederinbetriebnahme des kundeneigenen Netzes ist der Netzbetreiber zu informieren.

6.3.4.7 Schutzprüfung

Zur Dokumentierung der Schutzprüfungen sind neben den mit einer Prüfeinrichtung dokumentierten Schutzprüfprotokolle, die vom Netzbetreiber bereitgestellten, aktuell gültigen Schutzprüfprotokolle, vollständig ausgefüllt und unterschriebenen vorzulegen.

6.4 Störschreiber

In Abhängigkeit von den zu erwartenden Netzrückwirkungen wird die Installation eines Power Quality Messgerätes, welches für den Netzbetreiber zur Verfügung steht, gefordert. Zur Sicherstellung der IT-Sicherheitsanforderungen müssen, bei einer Anbindung an die Datenbank des Netzbetreibers, die Power Quality Messgeräte einem gewissen Messgerätetyp entsprechen. Die Parametrierung und die Sicherstellung der Firmwareupdates erfolgt dabei ausschließlich durch den Netzbetreiber.

Folgende weitere Anforderungen sind zu berücksichtigen:

- Das Messgerät ist eindeutig mit „Power Quality Messgerät für den Netzbetreiber“ zu beschriften und muss in einem für den Netzbetreiber dauerhaft zugänglichen Teil montiert werden.
- Der Platzbedarf für den Router ist im Anlagenaufbau zu berücksichtigen. Das entsprechende Montagegehäuse für den Router wird vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt.
- Eine Spannungsversorgung mit 24 VDC ist für den Router vorzusehen und im Montagegehäuse bis zur Sicherung zu verdrahten. Ebenso ist die LAN-Verbindung vom PQ-Gerät zum Montagegehäuse durch den Kunden zu installieren.
- Der Router wird vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt und bleibt in dessen Eigentum.

Die Installation des Power Quality Messgerätes in der NE 4 ist individuell mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

8 Betrieb der Kundenanlage

8.1 Allgemeines

Die aktuellen FAQs des VDE/FNN auf der Homepage des VDE (vgl. Abschnitt 2 des BDEW-Musterwortlauts [3]) stellen für Erzeugungsanlagen und Speicher klar, dass die Wirkleistungsvorgaben eines Direktvermarkters und sonstiger Dritter (kurz Direktvermarkter) eine nachgelagerte Priorität gegenüber dem Verhalten bei Über- und Unterfrequenz haben (P(f)-Regelung).

Sollwertvorgaben eines Netzbetreibers und eines Direktvermarkters haben somit im Vergleich zur P(f)-Regelung die folgende (absteigend geordnete) Priorität:

a) Vorgaben durch das Netzsicherheitsmanagement des Netzbetreibers
b) Verhalten bei Über- und Unterfrequenz (P(f)-Regelung)
c) Vorgaben durch einen Direktvermarkter

Die potenzielle Wirkleistungsreduktion eines Direktvermarkter darf die P(f)-Regelung somit nicht blockieren.

Nach den Informationen des VDE/FNN gelten folgende Anforderungen

- Für Erzeugungseinheiten, die nach dem 01.10.2024 den Netzparallelbetrieb aufnehmen, ist der Nachweis per Herstellererklärung und darauf basierender Bewertung im Anlagenzertifikat ausreichend. Für Anlagenzertifikate, die vor dem 01.10.2024 ausgestellt wurden, gilt alternativ, dass der Nachweis per Herstellererklärung dem Netzbetreiber spätestens mit der Konformitätserklärung vorliegen muss.
- Ab 01.03.2025 gilt verschärfend: Bei der Aktualisierung oder Neuausstellung von Einheitenzertifikaten oder Komponentenzertifikaten ist der Nachweis per akkreditierter Typprüfung nach FGW-TR3 und darauf basierender Bewertung in den Einheiten- und Anlagenzertifikaten akkreditierter Zertifizierungsstellen nach FGW-TR8 zu führen. Für Prototypen gelten auch hier die Regelungen nach Abschnitt 12 der VDE-AR-N 4110 [2].

Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit Inbetriebsetzung vor dem 01.10.2024 gelten die Anforderungen nach Können und Vermögen.

Bei Kundenanlagen mit $P_{AV,E}$-Überwachung ist zu berücksichtigen, dass bei einer Unterfrequenz die Leistung am Netzanschlusspunkt nicht über den Wert von $P_{AV,E}$ ansteigen darf. Die gemäß Abschnitt 8.13 dieser Ergänzungen realisierte $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung und die $P_{AV,E}$-Schutzstufen gelten unverändert. Die $P_{AV,E}$-Überwachung hat somit eine höhere Priorität als die Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen.

Zusammenfassend gilt folgende (absteigend geordnete) Priorisierung für die Aufgaben und Wirkungsweisen von Eigenschutz, Netzschutz und betrieblichen Regelungsfunktionen:

1. Vermeidung bzw. Begrenzung etwaiger Schäden an Anlagen und Betriebsmitteln, für die die jeweilige Schutzeinrichtung nach Abschnitt 6.3.4 und 10.3 dieser Ergänzungen den Hauptschutz darstellt;
2. Einhaltung der Anforderungen an die dynamische Netzstützung nach Abschnitt 10.2.3 dieser Ergänzungen;
3. Vorgaben an das Netzsicherheitsmanagement durch den Netzbetreiber nach Abschnitt 10.2.4.2 dieser Ergänzungen;
4. Einhaltung der Anforderungen an die Leistungsüberwachung nach Abschnitt 8.13 dieser Ergänzungen;
5. Einhaltung der Anforderungen an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen nach Abschnitt 10.2.4.3 der VDE-AR-N 4110 [2];
6. Einhaltung der Anforderungen an die Blindleistungsfahrweise zur statischen Spannungshaltung nach Abschnitt 10.2.2 dieser Ergänzungen;
7. Frequenzregelung (Regelleistung) nach Abschnitt 10.5.3 und 10.5.4 dieser Ergänzungen;
8. Vorgaben Dritter (z. B. Direktvermarkter)

Bei Kundenanlagen mit mehreren Übergaben (z. B. Hauptübergabe und Reserveübergabe) dürfen Erzeugungsanlagen in der Regel nur an der Hauptübergabe betrieben werden (sofern vertraglich nichts anderes vereinbart wurde). Bei einer Umschaltung im kundeneigenen Netz auf die Reserveübergabe sind Erzeugungsanlagen vom Netz zu trennen. Speicher dürfen in diesem Fall keine Leistung erzeugen. Erst bei Rückschaltung auf die Hauptübergabe dürfen Erzeugungsanlagen und Speicher wieder netzparallel betrieben werden bzw. Leistung erzeugen.

Besitzt eine Kundenanlage mit Hauptübergabe am UW/SSt-Schaltfeld (z. B. Eigentumsgrenze Kabelendverschluss oder eigenes UW/SSt-Schaltfeld) eine zweite Übergabe in der Netzebene 5 (Reserveanschluss) und werden Speicher im kundeneigenen Netz auf die Reserveübergabe in der Netzebene 5 umgeschaltet, sind folgende zusätzlichen Anforderungen zu erfüllen:

- Für Speicher sind die Anforderungen an die dynamische Netzstützung gemäß Abschnitt 10.2.3.3 dieser Ergänzungen für kundeneigene MS-Übergabestation (Netzebene 5) umzusetzen. Bei Rückschaltung auf die Hauptübergabe ist wieder die vollständige dynamische Netzstützung gemäß Netzbetreiberfragebogen E.9 einzustellen. Ist dies nicht möglich, ist der Speicher vom Netz zu trennen.
- Ist an der Reserveübergabe ein Speicher angeschlossen, ist in der Reserveübergabe ein gerichteter Kurzschlussschutz mit U-I-Anregung erforderlich. Für die Haupt- und Reserveübergabe werden zusätzlich unterschiedliche Schutzeinstellwerte von Netzbetreiber vorgegeben und sind vom Anschlussnehmer in Abhängigkeit vom Schaltzustand umzusetzen.

8.2 Netzführung

Für Netzkunden gilt das Abschnitt 7.5 „Netzführung an der Schnittstelle zu Partner“ aus der Richtlinie „Arbeiten und Netzführung im Verteilnetz (ANV)“ für die E.ON-Netzgesellschaften sowie etwaige Netzbetreiber spezifische Ergänzungen dazu.

8.6 Instandhaltung

Auf Anforderung ist der Prüfbericht dem Netzbetreiber zu übergeben. Vom Netzbetreiber werden insbesondere Prüfberichte zur Inspektion und Wartung sowie das Erdungsprotokoll angefordert.

8.8 Betrieb bei Störungen

Für die automatisierungs-/fernwirktechnischen Einrichtungen des Anschlussnehmers sind die Bedingungen in Abschnitt 6.3.2.2 dieser Ergänzungen zu beachten.

Bei Ansprechen der Überwachungsfunktionen der Schutzkonzepte bzw. bei Auftreten eines Erdschlusses im Kundennetz sind die Bedingungen in Abschnitt 6.3.4.3.1 zu beachten.

8.9 Notstromaggregate

Für Notstromaggregate (auch Speicher als Notstromaggregat) mit einem vereinbarten Probebetrieb gemäß VDE-AR-N 4110 [2] gelten folgende weitere Festlegungen:

- Netzplanerische Beurteilung der vereinbarten Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt bei Parallelbetrieb (Betriebsmittel, Spannung, Netzrückwirkungen) durch den Netzbetreiber.
- Die Anlagenfahrweise im Inselbetrieb ist gemäß Abschnitt 10.2.1.4 dieser Ergänzungen mit dem Netzbetreiber abzustimmen und vertraglich zu regeln.
- Verzicht auf spannungsabhängige Blindleistungsregelung (Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion).
- Ein übergeordneter Entkupplungsschutz mit einer netzseitigen Messung ist vorzusehen. Hierbei ist folgendes zu berücksichtigen:
  - Eine niederspannungsseitige Messung ist zulässig.
  - Übergeordneter Entkupplungsschutz und Entkupplungsschutz am Notstromaggregat kann in einem Gerät realisiert werden (Messstellen und Wirkungsketten siehe Bild D.9 im Anhang D der Anwendungshinweise [7]).
  - Überwachungsfunktionen sind zu realisieren (siehe Abschnitt 10.3.1 der VDE-AR-N 4110 [2]).
- Zur Netztrennung ist bei NS-Leistungsschaltern ein allpoliges Schalten (3 Außenleiter + Neutralleiter) erforderlich (siehe Anhang A.6 der VDE-AR-N 4105 [8]).
- Für eine bilanzielle Abrechnung der eingespeisten Energie ist ein eigene Zähleinrichtung am Notstromaggregat nicht zwingend erforderlich, kann jedoch bei Bedarf eingebaut werden.

8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern

Es ist der maximal zulässige Leistungsgradient bei Sollwertvorgaben durch Dritte (z. B. Direktvermarktung oder Sekundärregelleistung) für die Änderung der Wirkleistung von Speichern (- 100 % $P_{b\ inst}$ ↔ 100 % $P_{b\ inst}$) gemäß Abschnitt 10.2.4.1 des BDEW-Musterwortlauts [3] zu beachten.

Sofern in einer Kundenanlage mehrere steuerbare Ressourcen (SR) vorhanden sind, gelten die Vorgaben zur Wirkleistungsvorgabe je SR. Die Blindleistungsvorgabe gilt bei Mischanlagen ebenfalls je SR, bei klassischen Erzeugungsanlagen (nicht Mischanlage) erfolgt eine Blindleistungs-Sollwertvorgabe für die gesamte Kundenanlage am Netzanschlusspunkt.

Wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung
Speicher müssen die Anforderungen an eine Blindleistungsbereitstellung nach Abschnitt 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 [2] auch im Betriebsmodus „Leistungsbezug“ erbringen.

8.13 Leistungsüberwachung

Im Folgenden werden die Leistungsüberwachung ($P_{AV,E}$-Überwachung) und die dauerhafte Drosselung von Erzeugungseinheiten differenziert betrachtet. Wird die Leistung einer Erzeugungseinheit/ eines Speichers dauerhaft fest gedrosselt gelten die Anforderungen des Abschnitts 8.13.2 dieser Ergänzungen.

Eine Übersicht der unterschiedlichen Anforderungen bei $P_{AV,E}$-Überwachung und der dauerhaften Drosselung von Erzeugungseinheiten, unterschieden in nach NELEV/EAAV-2024 privilegierten Anlagen, Anlagen mit P_{Amax} < 135 kW und Anlagen, die VDE-AR-N 4110 [2] und deren Ergänzungen vollumfänglich erfüllen müssen, ist in den Anwendungshinweisen [7] dargestellt.

Es gilt der FNN-Hinweis „$P_{AV,E}$ - Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“ (kurz $P_{AV,E}$-FNN-Hinweis [14]) mit nachfolgenden Ergänzungen.

Es sind die folgende Stufen 1 und 2 umzusetzen:

Tabelle 7 ergänzend zu Tabelle 1 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweis [14]

Anschlussverhältnis der Kundenanlage	Überwachungseinrichtung	
	Stufe 1	Stufe 2
$P_{AV,E}$ ≥ 0,95 * Σ P_{Emax}	Überwachung von $P_{AV,E}$ anhand der 10 -15 min Mittelwerte (z. B. über Anlagenregler)	Keine $P_{AV,E}$ - Schutzeinrichtung
$P_{AV,E}$ ≥ 0,95 * Σ (P_{Emax} + $P_{Emax,red.}$)	Bei dauerhaft gedrosselten Einheiten: Wirkleistungsbegrenzung an den EZEs	$P_{AV,E}$ - Schutzeinrichtung gemäß Abschnitt 8.13.2 dieser Ergänzungen
$P_{AV,E}$ < 0,95 * Σ P_{Emax}	Umsetzung $P_{AV,E}$ - Wirkleistungsgrenzkurve	$P_{AV,E}$ - Schutzeinrichtung gemäß Abschnitt 8.13.1 dieser Ergänzungen
$P_{AV,E}$ < 0,95 * Σ(P_{Emax} + $P_{Emax,red.}$)	• Umsetzung $P_{AV,E}$ – Wirkleistungsgrenzkurve • Für dauerhaft gedrosselten Einheiten: Wirkleistungs-begrenzung an den EZEs	$P_{AV,E}$ - Schutzeinrichtung gemäß Abschnitt 8.13.1 dieser Ergänzungen

8.13.1 Leistungsüberwachung ($P_{AV,E}$-Überwachung)

Dieser Abschnitt ist relevant, wenn die vereinbarte Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ kleiner ist als 95 % der installierten Leistung aller EZAs und Speicher in der Kundenanlage, d. h. keiner als 0,95 * ΣP_{Emax} bzw. kleiner als 0,95 * Σ(P_{Emax} + $P_{Emax,red.}$). Hierbei ist die Summenleistung aller ungedrosselten Einheiten (P_{Emax}) und – sofern vorhanden - aller dauerhaft gedrosselten Einheiten ($P_{Emax,red.}$) in der Kundenanlage maßgebend.

Nachfolgende Anforderungen gelten für Erzeugungsanlagen/Speicher,

a) deren vertragliche Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ < 0,95 * ΣP_{Emax} oder $P_{AV,E}$ < 0,95 * Σ(P_{Emax} + $P_{Emax,red.}$) ist und die nach VDE-AR-N 4110 [2] ein Anlagenzertifikat erstellen müssen, oder
b) deren vertragliche Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ < 54% Σ(P_{Emax} + $P_{Emax,red.}$) ist und die nach NELEV/EAAV-2024 angeschlossen wurden (Bild 1.1 dieser Ergänzungen), oder
c) deren vertragliche Einspeiseleistung PAV,E < 54% Σ(PEmax + PEmax,red.) ist und die nach VDE-AR-N 4110 [2] mit P_{Amax} = Σ(P_{Emax} + $P_{Emax,red.}$) < 135 kW (Zertifizierung nach VDE-AR-N 4105 [8]) angeschlossen wurden (Bild 1.2 dieser Ergänzungen).

Die $P_{AV,E}$-Überwachung besteht grundsätzlich aus drei Bausteinen:

- Die EZA-Anlagenregelung, die dafür sorgt, dass die $P_{AV,E}$-Grenzkurve nicht überschritten wird (ist nicht Bestandteil des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] und dieser Ergänzungen)
- Die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung für die Anlagenregelung, die bei Überschreitung eine vollständige oder teilweise Abschaltung der Erzeugungseinheiten über ein Abschaltsignal der Überwachungseinrichtung realisiert
- $P_{AV,E}$-Schutzfunktion, die über ein Schutzgerät oder alternativ über ein Messgerät mit Schutzfunktionen umgesetzt werden kann (siehe Abschnitt 10.3.3.7 dieser Ergänzungen). Diese Schutzfunktionen greifen, wenn die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung versagt.

Die im Folgenden beschriebene $P_{AV,E}$-Überwachung definiert ein zulässiges Grenzverhalten und die notwendigen Funktionen zur Überwachung des selbigen. Die eigentliche Anlagenregelung ist nicht Gegenstand dieser Beschreibung. Die Anlagenregelung stellt im Normalbetrieb ein Verhalten „unterhalb“ der Grenzkurve sicher.

Die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung muss alle Außenleiter überwachen. Die Messung muss am Netzanschlusspunkt/der Übergabe erfolgen. Messkerne und Messwicklungen der Wandler zum Anschluss der $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung müssen mindestens der Klasse 0,5, bei Anschlussscheinleistungen der Kundenanlage ΣS_{Amax} > 1 MVA mindestens der Klasse 0,2, genügen.

8.13.1.1 Ergänzungen zum FNN-Hinweis „$P_{AV,E}$ - Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“

Es gilt der $P_{AV,E}$-FNN-Hinweis [14] mit nachfolgenden Ergänzungen.

Zu Abschnitt 5.2 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] **„Umsetzung der definierten $P_{AV,E}$ – Wirkleistungsgrenzkurve im EZA-Regler oder in einer separaten technischen Einrichtung“**

Bei Überschreitung der Wirkleistungs-Grenzkurve sind die an dem Netzanschlusspunkt betriebenen Erzeugungsanlagen und/oder Speicher, die zu einer Einhaltung der vereinbarten Anschlussleistung $P_{AV,E}$ führen, durch die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung automatisch innerhalb von 200 ms abzuschalten (inkl. Schaltgeräteeigenzeit). Die Datenverbindung zwischen der $P_{AV,E}$ – Wirkleistungsgrenzkurve im EZA-Regler / der separaten technischen Einrichtung und dem Schaltgerät an den Erzeugungseinheiten muss über ein Datenverbindung (Steuer- / LWL-Kabel) erfolgen. Der Ausfall der Datenverbindung muss nicht zur automatischen Abschaltung der Erzeugungseinheiten führen.

<u>Umsetzung einer Wirkleistungsgrenzkurve durch Überwachung von $P_{AV,E}$ durch P_{min} in Bezugsrichtung:</u>
Die mit dem Netzbetreiber vereinbarte Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ kann auch 0 % der Summe der maximalen Wirkleistungen $\sum P_{Emax}$(NAP) aller in der Kundenanlage installierten Erzeugungseinheiten und Speicher betragen (sogenannte „Nulleinspeisung“). Liegt der vereinbarte $P_{AV,E}$-Wert unter der minimal messbaren Wirkleistung P_{min} der $P_{AV,E}$-Komponenten, erfolgt eine Überwachung bei Bezug aus dem Netz des Netzbetreibers und nicht bei Einspeisung um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können. P_{min} ist hierbei der Wert aus diesen Ergänzungen (siehe unten).

P_{min} ist die minimale Wirkleistung, die unter Berücksichtigung der Messungenauigkeiten der Wandler und des Schutz- bzw. Messgerätes mit Schutzfunktion für eine vorzeichenrichtige Erfassung der Wirkleistung am Netzanschlusspunkt fließen muss. Erfolgt die Überwachung auf Bezugsseite werden die Schutzfunktionen P>>/P> durch eine P<-Schutzfunktion ersetzt. Der Einstellwert für den P< -Schutz-Wert wird im Abschnitt 10.3.3.7 dieser Ergänzungen festgelegt.
Die Berechnung von P_{min} wurde – abweichend von Tabelle 2 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] – angepasst (siehe Ergänzungen zu Kapitel 5.3.2 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14]). Aus dem Grund ist bei einer Überwachung in Bezugsrichtung die $P_{AV,E}$-Grenzkurve mit einem Wert von $2*P_{min}$ wie folgt zu parametrieren:

$$P(t) = -\left[\left(\sum P_{Emax}(\mathrm{NAP}) - P_{AV,E}\right) * e^{(-1{,}05*(t-0{,}8-\Delta t))} - \mathbf{2} * P_{min}\right] \quad \text{mit } \Delta t = \frac{\ln\frac{\sum P_{Emax}(\mathrm{NAP}) + 2 * P_{min}}{\sum P_{Emax}(\mathrm{NAP}) - P_{AV,E}}}{1{,}05}$$

Bei einer Überwachung von $P_{AV,E}$ in Einspeise-Richtung ist die $P_{AV,E}$-Grenzkurve entsprechend des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] umzusetzen.

Zu Abschnitt 5.3.2 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] **„Anforderungen an die Umsetzung der $P_{AV,E}$ - Wirkleistungsgrenzkurve“**

Die Überwachungseinrichtung zur Umsetzung der $P_{AV,E}$ - Wirkleistungsgrenzkurve erzeugt generell ein Abschaltsignal mit Wirkung auf den / die Leistungsschalter, auf den / die auch der Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheit(en) / des Speichers wirkt (siehe Anschlussbeispiele in den Anwendungshinweisen [7]) oder auf andere in der Erzeugungseinheit vorhandene, betrieblich genutzte Schalter (z.B. integrierter EZE-Kuppelschalter).

Tabelle 8: Abweichend zur Tabelle 2 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] gilt folgende Ausführung zu P_{min}

Variante	**P_{min} („Drehstromleistung“)**	**min. Anforderung an Messgenauigkeit**
Aufbau mit Schutzwandlern und Schutzgeräten	$0{,}05 \times \sqrt{3} \times I_{N\ Wandler} \times U_N$ (NAP)	Keine Ergänzungen

Zu Abschnitt 5.3.3 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] **„Anforderungen an die Umsetzung der $P_{AV,E}$ - Schutzeinrichtung“**

Die Einhaltung der $P_{AV,E}$-Wirkleistungsgrenzkurve ist mittels $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung zu überwachen.

Bei $P_{AV,E} \geq P_{min}$: gelten für die $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung die Schutzstufen P>> und P> in Einspeiserichtung (siehe Abschnitt 10.3.3.7 dieser Ergänzungen).

Bei $P_{AV,E} < P_{min}$: gilt für die $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung die Schutzstufe P< in Bezugsrichtung (siehe Abschnitt 10.3.3.7 dieser Ergänzungen).

Zu beachten ist, dass es bei Auslösung durch die $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung zu keiner automatischen Wiederzuschaltung der Einspeiseanlage kommen darf.

Bei $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung (P<) auf der Bezugsseite ($P_{AV,E} < P_{min}$) ist beachten, dass die Kundenanlage einen permanenten Leistungsbezug (P_{min}) aus dem Netz sicherstellen muss, damit es zu keiner Auslösung des übergeordneten Entkopplungsschutzes kommt. Mit einer Auslösung ist immer eine manuelle Wiederzuschaltung des übergeordneten Leistungsschalters der Einspeiseanlage notwendig. Der minimale Leistungsbezug P_{min} lässt durch Anwendung der im $P_{AV,E}$-FNN-Hinweis [14] (Tabelle 4) beschriebenen Varianten reduzieren. Soll eine automatische Wiederzuschaltung nach Auslösung der $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung möglich sein, wäre wie folgt vorzugehen: Die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung (mit Auslösung bei $2*P_{min}$) greift der $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung vor, und mit der AUS-Rückmeldung aller Kuppelschalter (high- Signal, logisch UND- verknüpft) wird die $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung blockiert. Hierbei sind nur diejenigen Kuppelschalter zu verwenden, die bei Überschreitung der $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung auslösen würden. Mit der Wiederzuschaltung aller Kuppelschalter wird die Blockade der $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung wieder aufgehoben. Die Gesamtwirkungskette der Blockade-Funktion ist zu prüfen und im Schutzprüfprotokoll zu protokollieren.

Zu Abschnitt 5.5 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] **„Nachweisführung und Betriebsphase“**

Die $P_{AV,E}$-Überwachung ist im Anlagenzertifikat zu prüfen und zu dokumentieren. Die Einhaltung der Grenzkurve ist im Rahmen der Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage / des Speichers nachzuweisen. In der Konformitätserklärung sind die Nachweise aufzuführen und die Funktionsweise zu bestätigen.

Der Nachweis kann mit dem Protokoll erfolgen, das auf der Homepage des Netzbetreibers hinterlegt ist.

Zu Abschnitt 6 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] **bzgl. „10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement“**

Redispatch bei Erzeugungsanlagen / Speichern mit $P_{AV,E}$-Überwachung

Sind in der Kundenanlage mehr als eine steuerbare Ressource (SR) vorhanden (Beispiele: Wind & PV oder PV & Speicher oder zwei PV-Anlagen unterschiedlicher Eigentümer) und ist die $P_{AV,E}$-Überwachung nach TAB-MS umgesetzt (keine $P_{AV,E}$-Überwachungen nach VDE-AR-N 4105 [8]), so sind für das Redispatch gesonderte Vorgaben zu berücksichtigen und umzusetzen.

Die hier beschriebenen Anforderungen gelten für Erzeugungsanlagen und Speichern, die folgende Kriterien erfüllen:

- Die Kundenanlage enthält mehr als eine steuerbare Ressource (SR) (Beispiele: Wind & PV, PV & Speicher oder zwei PV-Anlagen mit unterschiedlichen Direktvermarktern)
- Die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt wird durch eine $P_{AV,E}$-Überwachung reduziert (siehe Abschnitt 8.13 dieser Ergänzungen)
- Die $P_{AV,E}$-Überwachung ist nach diesen Ergänzungen umgesetzt. $P_{AV,E}$-Überwachungen nach VDE-AR-N 4105 [8] (gemäß NELEV/EAAV-2024) sind (noch) ausgenommen.
- $P_{AV,E}$-Überwachung mit $P_{AV,E} > P_{min}$ (bei Mischanlagen mit „Nulleinspeisung“ ist das Konzept nicht anzuwenden).

Die Steuerung von Erzeugungsanlagen und Speichern per Fernwirktechnik oder Funkrundsteuerung (Abschnitt 6.3.2 dieser Ergänzungen) erfolgt je SR. Dazu sind – z. B. in einer Unterstation - Mess- und Steuerpunkte aufzubauen, die die Erzeugungsleistung ausschließlich der jeweiligen SR messen und steuern. Sobald zwei oder mehr SR durch eine gemeinsame $P_{AV,E}$-Überwachung geregelt werden, kann es im Fall eines Redispatch (RD) – ohne Umsetzung der hier beschrieben Maßnahmen - dazu kommen, dass eine SR mehr Leistung erzeugt als vor dem RD. Dies führt ggf. zu fehlerhaften Abrechnungen bzw. führt dies nicht zu der gewünschten Netzentlastung. Aus dem Grund ist beim Herunterfahren der Gesamtleistung auszuschließen, dass eine SR ihre Erzeugungsleistung steigert. Hierfür ist das folgende Konzept im Regler der $P_{AV,E}$-Überwachung umzusetzen.

Die Steuerung der Gesamtanlage erfolgt durch eine Anpassung des Wertes von $P_{AV,E}$ in der $P_{AV,E}$-Regelung. Im Falle einer RD-Maßnahme ist in der Parkregelung ein temporäres $P_{AV,E,red}$ zu berechnen und im $P_{AV,E}$-Regler umzusetzen. Die Berechnung von $P_{AV,E,red}$ erfolgt auf Basis der RD-Maßnahme der steuerbaren Ressourcen innerhalb der Kundenanlage, und zwar immer zum Zeitpunkt der RD-Vorgabe. Nach der RD-Vorgabe ist die Wirkleistung der Gesamtanlage auf $P_{AV,E,red}$ begrenzt. Ergibt sich bei einem Wiederhochfahren eine Summe aus den RD-Vorgaben größer als $P_{AV,E}$, dann ist $P_{AV,E,red} = P_{AV,E}$.

Weiterhin ist die Begrenzung der einzelnen SR auf die jeweilige RD-Vorgabe je SR aktiv. $P_{AV,E,red}$ errechnet sich nach Bild 8.1 dieser Ergänzungen:

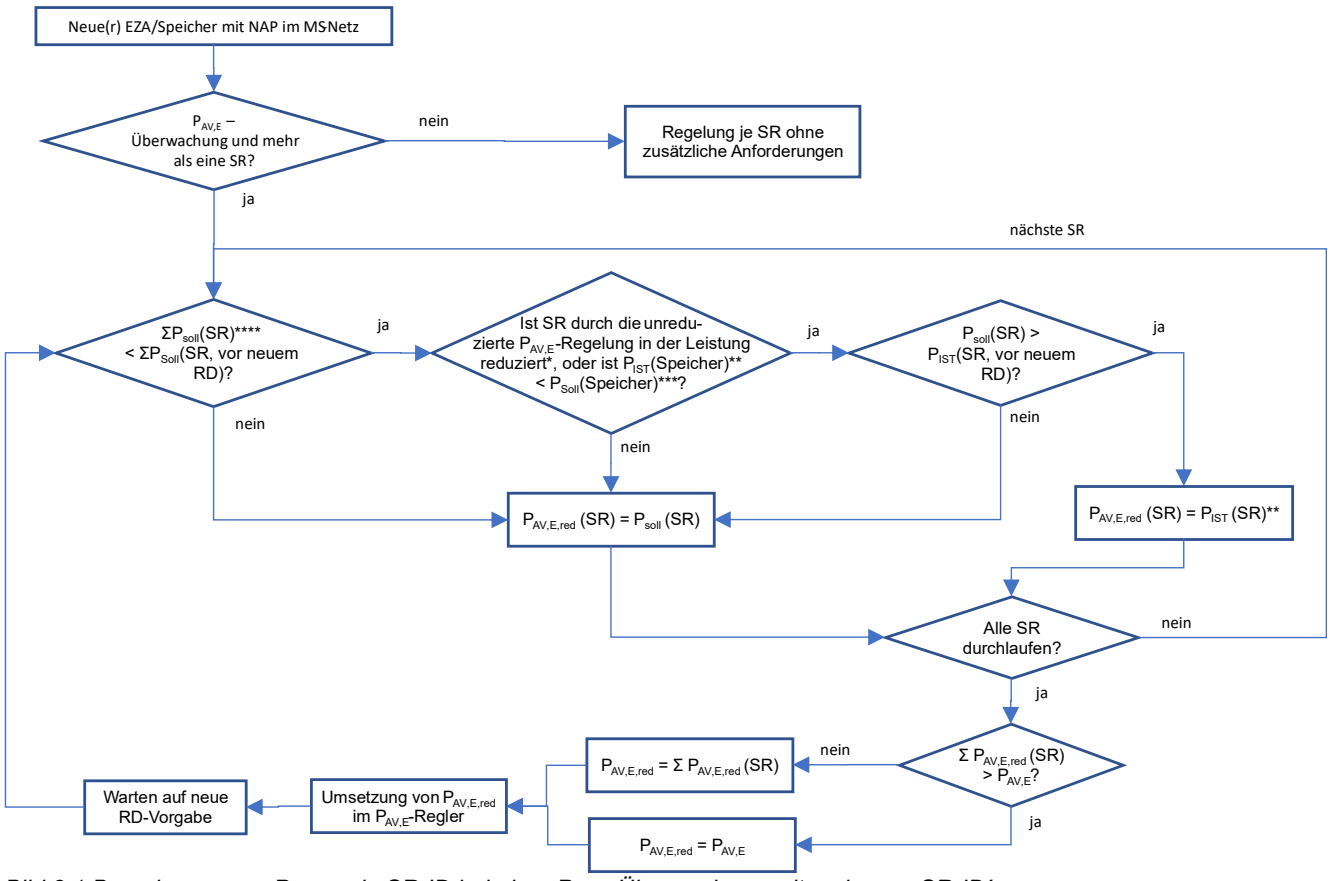

Bild 8.1 Berechnung von $P_{AV,E,red}$ je SR-ID bei einer $P_{AV,E}$-Überwachung mit mehreren SR-ID´s

<u>*Anmerkungen:*</u>

* Ist eine SR direkt vor RD-Vorgabe durch die $P_{AV,E}$-Regelung auf $P_{AV,E}$ begrenzt (nicht auf $P_{AV,E,red}$)?

** Erzeugungsleistung am Messpunkt der jeweiligen SR

*** Zweite Abfrage gilt nur für Speicher

**** Wenn zeitgleich (bzw. im Abstand von wenigen Sekunden zwischen zwei SR) mehrere P_{soll}(SR) für unterschiedliche SR vom Netzbetreiber vorgegeben werden, ist die Summe über alle P_{soll}(SR) zu bilden

Hierbei sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- $P_{AV,E,red}$ ist bei jeder neuen RD-Vorgabe neu zu berechnen, das Diagramm ist entsprechend zu durchlaufen. Das sich ergebende $P_{AV,E,red}$ ist im $P_{AV,E}$-Regler umzusetzen.
- Das Ablaufdiagramm ist für alle SR separat zu durchlaufen. Bei Speichern ist zusätzlich die Abfrage *** zu beachten.
- Ist kein Sollwert vom Netzbetreiber vorgegeben, gilt P_{soll}(SR) = 100% P_{inst}(SR).
- ΣP_{soll}(SR) bezeichnet die Summe der RD-Sollwerte über alle SRs.
- P_{IST} (vor RD) ist die aktuelle Leistung kurz vor der RD-Vorgabe P_{soll}.
- $P_{AV,E,red}$(SR) ist ein temporärer Rechenwert je SR, die Werte sind später für alle SR aufzuaddieren.
- Speicher sind nur mit Ihrer Erzeugungsleistung zu betrachten. Im Ladezyklus ist P_{IST}=0.
- Als Gradient für die Wirkleistungsanpassung von $P_{AV,E} \leftrightarrow P_{AV,E,red}$ gelten – analog zum RD – die Vorgaben aus Abschnitt 10.2.4.1 der VDE-AR-N 4110 [2] (nicht schneller als mit 0,66 % $P_{b\ inst}$ je Sekunde, nicht langsamer als mit 0,33 % $P_{b\ inst}$ je Sekunde). Mögliche vertragliche Sonderregelungen haben Vorrang.
- Sobald $P_{AV,E}$ bzw. $P_{AV,E,red}$ eingeregelt wurde, gelten die Vorgaben für die $P_{AV,E}$-Überwachung gemäß diesen Ergänzungen.
- Sofern $P_{AV,E,red} < P_{AV,E}$ ist, ist die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung analog auf $P_{AV,E,red}$ anzupassen. Eine Änderung der $P_{AV,E}$-Schutzstufen erfolgt nicht, diese sind unverändert auf $P_{AV,E}$ eingestellt.
- Das Konzept ist nicht anwendbar für Mischanlagen mit $P_{AV,E} \leq P_{min}$ („Nulleinspeisung“). Bei Mischanlagen mit $P_{AV,E} > P_{min}$ ist das o. g. Konzept anzuwenden.
- Entsteht bei einer Mischanlage im Falle eine Redispatch ein $P_{AV,E,red} < P_{min}$ (siehe Abschnitt 8.13 dieser Ergänzungen), dann ist $P_{AV,E,red} = P_{min}$ mit Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers einzuregeln. Ein Wert von $P_{AV,E,red} < P_{min}$ ist nicht umzusetzen.

Beispiel:
Eine PV-Anlage und eine Windkraftanlage an einem gemeinsamen NAP mit jeweils P_{Amax} = 10 MW könnten aktuell 20 MW einspeisen, sind jedoch auf $P_{AV,E}$ = 15 MW begrenzt. Die WEA speist 10 MW ein, die PV-Anlage ist durch die $P_{AV,E}$-Überwachung auf 5 MW begrenzt.

Die PV und WEA erhalten nun einen RD-Sollwert von jeweils 60% P_{inst}. Die WEA ist nicht durch die $P_{AV,E}$-Regelung in der Leistung reduziert und der P-Sollwert für die WEA (6 MW) ist kleiner als die IST-Leistung der WEA (10 MW zum Zeitpunkt der RD-Vorgabe), daher ergibt sich ein $P_{AV,E,red}$(WEA) = 6 MW. Die PV-Anlage ist zum Zeitpunkt der RD-Vorgabe durch die $P_{AV,E}$-Regelung auf 5 MW begrenzt. Der P-Sollwert der PV mit 6 MW ist höher als die IST-Leistung von 5 MW, daher ergibt sich ein $P_{AV,E,red}$(PV) = 5 MW. In Summe über beide SR ergibt sich ein $P_{AV,E,red}$ = 6+5 MW = 11 MW, der Wert ist an die $P_{AV,E}$-Regelung zu übergeben.

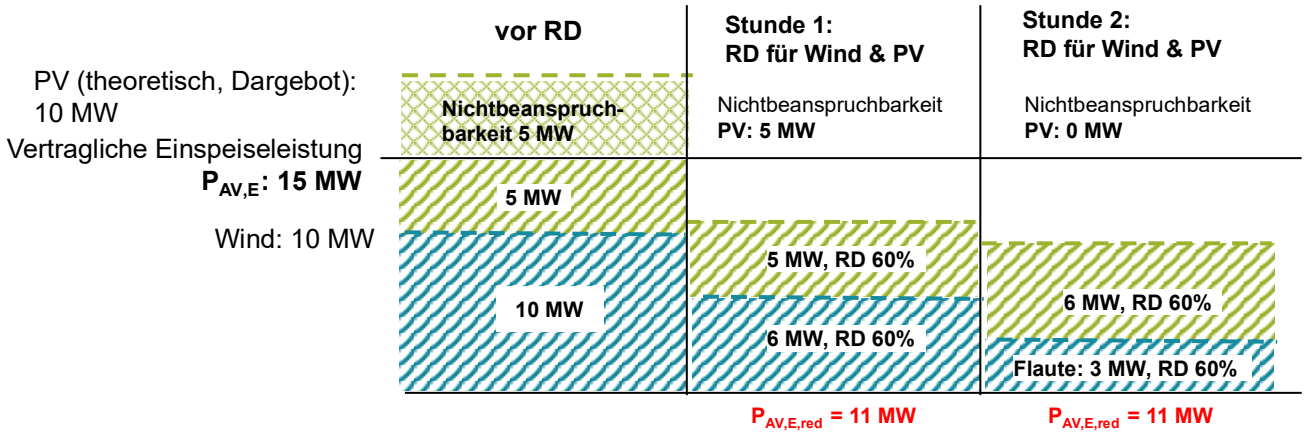

Bild 8.2 Beispielhaftes Verhalten einer $P_{AV,E}$-Überwachung einer Kombination aus PV-Anlage und Windanlage inkl. Einhaltung von $P_{AV,E,red}$

Neben der Begrenzung des Gesamtsystems auf $P_{AV,E,red}$ sind zusätzlich die RD-Vorgaben je SR aktiv und stellen eine weitere Begrenzung für PV und Wind dar. Dies zeigt sich beispielhaft in der Stunde 2: Aufgrund einer Flaute geht die Eispeisung der WEA auf 3 MW zurück. Der $P_{AV,E}$-Regler ist weiterhin auf 11 MW begrenzt, so dass die PV-Anlage mehr einspeisen darf. Diese ist aber durch die RD-Vorgabe PV auf maximal 6 MW begrenzt.

Die korrekte Umsetzung des o. g. Ablaufdiagramms ist durch Simulation von RD-Sollwerten (und ggf. P_{IST}-Leistungen) zu überprüfen. Dazu ist das Protokoll auszufüllen, das auf der Homepage des Netzbetreibers hinterlegt ist. Dies ist zu unterschreiben und mit der Konformitätserklärung vorzulegen.

Zu Abschnitt 6 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14] **bzgl. „10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz“**
Erzeugungsanlagen und Speicher müssen bei Über- und Unterfrequenz ihre Wirkleistung proportional zu P_{ref} ändern. Die Vorgabe der VDE-AR-N 4110 [2], dass für Erzeugungsanlagen vom Typ 1 und Speicher vom Typ 2 $P_{ref} = P_{b\ inst}$ bzw. P_{mom} entspricht, darf nicht dazu führen, dass im Fall einer Unterfrequenz die Leistung am Netzanschlusspunkt über den Wert von $P_{AV,E}$ ansteigt! Die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung und die $P_{AV,E}$-Schutzstufen gelten unverändert. Dies ist in der $P_{AV,E}$-Regelung entsprechend zu berücksichtigen.

8.13.1.2 Erzeugungsanlagen mit Anschluss nach NELEV/EAAV-2024 oder mit P_{Amax} < 135 kW

Für Erzeugungsanlagen und Speichern, die
a) nach NELEV/EAAV-2024 oder
b) mit P_{Amax} < 135 kW (Zertifizierung nach VDE-AR-N 4105 [8]) aufgebaut worden sind,

gelten die folgenden Anforderungen:

Es ist der FNN-Hinweis „Vereinfachter Anschluss und Nachweis von Erzeugungsanlagen und Speichern mit Netzanschluss in der Mittel- und Hochspannung“ [15] zu beachten.

Bei Erzeugungsanlagen und Speichern mit einer vereinbarten Einspeiseleistung
$P_{AV,E} < 54\% \ \Sigma(P_{Emax} + P_{Emax,red.})$ gilt weiterhin:

- Die $P_{AV,E}$-Überwachung ist gemäß $P_{AV,E}$-FNN-Hinweis [14] und Abschnitt 8.13.1.1 dieser Ergänzungen umzusetzen
- Die Messung für die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung und den $P_{AV,E}$-Schutzfunktionen sind mittelspannungsseitig am Netzanschlusspunkt zu messen.
- Die korrekte Funktion der $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung sowie der $P_{AV,E}$-Schutzfunktion ist vor der Inbetriebsetzung nachzuweisen.

Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit einer vertragliche Einspeiseleistung
$P_{AV,E} \geq 54\% \ \Sigma(P_{Emax} + P_{Emax,red.})$ gelten folgende Anforderungen:

- Die $P_{AV,E}$-Überwachung ist nach VDE-AR-N 4105 [8] bzw. VDE V 0124-100 [11] mindestens für die Neuanlage umzusetzen. Hierfür sind die entsprechenden Zertifikate zu erbringen. Alternativ ist auch eine $P_{AV,E}$-Überwachung gemäß Abschnitt 8.13.1 dieser Ergänzungen inkl. aller dafür notwendigen Nachweise möglich.
- Eine ggf. zu realisierende $P_{AV,E}$-Schutzfunktion der Ergänzungen wirkt bei Mischanlagen auf einen separaten, netzseitigen Leistungsschalter.
- Ist eine niederspannungsseitige Messung der Gesamtleistung am Netzanschlusspunkt nicht möglich, z. B. weil mehrere MS/NS-Transformatoren in der Kundenanlage vorhanden sind, ist die Messung für die $P_{AV,E}$-Überwachung über MS-Wandler am Netzanschlusspunkt zu realisieren.
- Die Funktion der $P_{AV,E}$-Überwachung ist zu testen und im Inbetriebsetzungsprotokoll zu bestätigen.

8.13.2 Dauerhafte Drosselung von Erzeugungseinheiten

Erfolgt über die Parametrierung der Erzeugungseinheiten / des Speichers eine dauerhafte Drosselung auf Leistungen $P_{Emax,red} < P_{Emax}$, so gelten alle folgende Anforderungen dieses Abschnitts:

Für alle Erzeugungsanlagen und Speicher gilt:

- Eine dauerhafte Leistungsreduzierung an der Erzeugungseinheit ist projektspezifisch vom Hersteller oder dem Anlagenerrichter zu bescheinigen und darf nicht durch Software-Updates überschrieben werden.
- Eine ungewollte und unautorisierte Aufhebung der dauerhaften Leistungsreduzierung ist durch eingeschränkte Zugriffsrechte / Passwortschutz sicherzustellen.

Die gedrosselte Einspeiseleistung ist generell bei der Anmeldung anzugeben.

Für Erzeugungsanlagen und Speicher, die nach VDE-AR-N 4110 [2] ein Anlagenzertifikat erstellen müssen, gilt zusätzlich:

- Die gedrosselte Einspeiseleistung ist im E.8 und in der Inbetriebsetzungserklärung entsprechend anzugeben.
- In einem Anlagenzertifikat bzw. einer Elektroplanung nach VDE-AR-N 4110 [2] sind diese Aspekte entsprechend zu beschreiben und in der Konformitätserklärung zu bestätigen.

Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit $P_{AV,E} \geq 0{,}95 * \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax})$ und Anschluss auf Basis der VDE-AR-N 4110 [2] (nicht nach NELEV/EAAV-2024) gilt weiterhin:

- Installation einer $P_{AV,E}$- Schutzfunktion im übergeordneten Entkupplungsschutz gemäß diesen Ergänzungen für die dauerhafte Drosselung in Form einer P>Stufe, siehe Abschnitt 10.3.3.7.
- Die zusätzliche Installation einer $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung am Netzanschlusspunkt ist nicht notwendig.

Für Erzeugungsanlagen und Speicher,

a) mit $P_{AV,E} < 0{,}95 * \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax})$ und Anschluss auf Basis der VDE-AR-N 4110 [2], oder
b) deren vertragliche Einspeiseleistung $P_{AV,E} < 0{,}54 * \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax})$ ist und die nach NELEV/EAAV-2024 angeschlossen wurden, <u>oder</u>
c) deren vertragliche Einspeiseleistung $P_{AV,E} < 0{,}54 * \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax})$ ist und die nach VDE-AR-N 4110 [2] mit $P_{Amax} = \Sigma P_{Emax} < 135$ kW (Zertifizierung nach VDE-AR-N 4105 [8]) angeschlossen wurden,

gelten die Vorgaben aus Abschnitt 8.13.1 dieser Ergänzungen.

Für Erzeugungsanlagen und Speicher, die

a) nach NELEV/EAAV-2024 angeschlossen wurden und deren vertragliche Einspeiseleistung
b) $P_{AV,E} \geq 54\% \ \Sigma(P_{Emax} + P_{Emax,red})$ ist, oder die
c) nach VDE-AR-N 4110 [2] mit $P_{Amax} = \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax}) < 135$ kW (Zertifizierung nach VDE-AR-N 4105 [8]) zertifiziert wurden,

gilt zusätzlich:

- Installation einer $P_{AV,E}$-Überwachung gemäß VDE-AR-N 4105 [8] inkl. Abschaltfunktion nach Abschnitt 5.7.2.2 der VDE V 0124-100 [11]. Hierfür sind die entsprechenden Zertifikate auf Basis der VDE-AR-N 4105 [8] zu erbringen. Der Messpunkt für die $P_{AV,E}$-Überwachung nach VDE-AR-N 4105 [8] ist die Erzeugungseinheit.
- Einstellwert für die Abschaltfunktion gemäß Abschnitt 5.7.2.2 der VDE V 0124-100 [11] ist
- $P_{AV,E} = \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax})$
- Alternativ ist auch die Umsetzung des Konzeptes für $P_{AV,E} < 54\% \ \Sigma(P_{Emax} + P_{Emax,red})$ gemäß Abschnitt 8.13.1.1 dieser Ergänzungen zulässig.

10 Erzeugungsanlagen

10.1 Allgemeines

Motor-, Generator-, Erzeuger-, Batterie und Umrichterprüfstände
Anforderungen und Sonderregelungen für Prüfstände, die netzparallel betrieben werden und temporär Energie in das Netz des Netzbetreibers oder das des Anschlussnehmers einspeisen, sind mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

10.2.1 Allgemeines

10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen

Auch bei keinem oder nur geringem Primärenergieangebot sind die Vorgaben des Abschnitts 5.4 dieser Ergänzungen sowie der VDE-AR-N 4110 [2] (Netzrückwirkungen) einzuhalten.

10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit

Inselnetzbetrieb
Bei Inselbetrieb ist sicherzustellen, dass der Kuppelschalter (Synchronisierschalter) ausgelöst wird bzw. sich in Ausstellung befindet, um eine Spannungsvorgabe ins Netz des Netzbetreibers zu unterbinden sowie eine unsynchrone Zuschaltung durch den Netzbetreiber zu verhindern.

Aufbau des Inselbetriebes
Der Netzkunde muss beschreiben, auf welche Weise die Kundenanlage den Inselbetrieb aufnimmt, z. B.

- manueller Inselbetrieb für Probezwecke
- manueller Inselbetrieb nach Netzausfall und Rücksprache mit der Netzführung des Netzbetreibers
- automatischer Inselbetrieb mit Netztrennung durch Entkupplungsschutzeinrichtungen

Rückführung in den Netzbetrieb
Der Netzkunde muss beschreiben, auf welche Weise die Kundenanlage den Netzbetrieb wieder aufnimmt, z. B.

- manuell angestoßene Rücksynchronisierung ohne Unterbrechung (nach Rücksprache mit der Netzführung des Netzbetreibers)
- automatische Rücksynchronisierung ohne Unterbrechung (bei Spannungswiederkehr nach festgelegter Wartezeit, z. B. 10 min unter Einhaltung der Zuschaltbedingungen gemäß Abschnitt 10.4 der VDE-AR-N 4110 [2])
- manuelle Umschaltung von Inselbetrieb auf Netzbetrieb mit Unterbrechung

Folgende technische Einrichtungen sind abhängig vom gewählten Konzept des Inselbetriebes durch den Netzkunden zu realisieren:

Automatischer Inselbetrieb (Netztrennung durch Entkupplungsschutzeinrichtungen):

- Netzseitiger Leistungsschalter (MS oder NS)
- Netzentkupplungseinrichtungen am Netzanschlusspunkt (Anschluss am netzseitigen Spg.-Wandler)

Manuelle Umschaltung von Inselbetrieb auf Netzbetrieb mit Unterbrechung:

- Netzseitiger Leistungsschalter (MS oder NS)
- Spannungsmessung auf Netz- und Kundenseite
- Spannungsüberwachungseinrichtung am Netzanschlusspunkt, die bei kundenseitig anstehender Spannung eine unsynchrone Zuschaltung des netzseitigen Leistungsschalters verhindert.

Manuelle/automatische Rücksynchronisierung ohne Unterbrechung:

- Netzseitiger Leistungsschalter (MS oder NS)
- U/f-Messung auf Netz- und Kundenseite
- Synchronisierungseinrichtung am Netzanschlusspunkt

In den Anwendungshinweisen [7] sind im Bild D.14 die technischen Anforderungen beispielhaft dargestellt, die für einen automatischen Inselnetzbetrieb mit manueller/automatischer Rücksynchronisierung ohne Unterbrechung notwendig sind.

Sind Anlagen eines Bezugskunden für einen möglichen Inselbetrieb vorgesehen, so sind die fernwirktechnischen Vorgaben des Netzbetreibers gemäß Abschnitt 6.3.2 dieser Ergänzungen umzusetzen.

10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b\ inst}$

Jede direkt am Netz des Netzbetreibers angeschlossene Erzeugungsanlage (nicht Mischanlage) muss in der Lage sein, die Anforderungen am Netzanschlusspunkt nach Bild 5 der VDE-AR-N 4110 [2] zu erfüllen.

Bei Mischanlagen gemäß Abschnitt 10.2.2.6 der VDE-AR-N 4110 [2] gelten die Anforderungen nach Bild 5 der VDE-AR-N 4110 [2] – sofern projektspezifisch keine anderen Anforderungen vereinbart wurden – nicht am Netzanschlusspunkt, sondern am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungseinheit oder -anlage innerhalb der Mischanlage.

Werden Erzeugungseinheiten dauerhaft gedrosselt ($P_{Emax,red.} < P_{Emax}$), ist die Höhe der maximal bereit zu stellenden Blindleistung trotzdem $Q_{max} = 0{,}33 * P_{b\ inst}$.

10.2.2.3 Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b\ inst}$

Bei einer klassischen Erzeugungsanlage / Speicher (keine Mischanlage) mit $P_{AV,E}$-Überwachung gilt bei $P_{b\ inst} > P_{AV,E}$ als Bezugsgröße für die Blindleistungsbereitstellung $P_{AV,E}$. Bei $P_{b\ inst} < P_{AV,E}$ ist als Bezugsgröße $P_{b\ inst}$ zu wählen.

Bei Mischanlagen gemäß Abschnitt 10.2.2.6 dieser Ergänzungen gelten folgende Anforderungen:

- Die Mindestanforderung an die Blindleistungsbereitstellung im Teillastbetrieb gemäß Bild 6 der VDE-AR-N 4110 [2] ist nicht am Netzanschlusspunkt, sondern am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungseinheit oder -anlage innerhalb der Mischanlage zu erfüllen. Bild 6 der VDE-AR-N 4110 [2] gilt mit den Bezugsgrößen P_{mom} Gen / $P_{b\ inst}$ (Ordinatenachse) und Q / $P_{b\ inst}$ (Abszissenachse). Die Vorgabe, dass bei $P_{b\ inst} > P_{AV,E}$ als Bezugsgröße auf der Abszisse $P_{AV,E}$ zu wählen sei, gilt in diesem Fall nicht.
- Für die maximale, bleibende Abweichung (Toleranz) im Bereich $P_{mom\ Gen}/P_{b\ inst} \geq 0{,}10$ bzw. ab der technischen Mindestleistung gelten folgende Vorgaben:
  - Für Erzeugungsanlagen mit $S_{A,E\ max} < 300$ kVA gilt eine maximale Toleranz für jede Erzeugungsanlage von $\Delta Q_{Amax} = \pm 4\% \times \frac{P_{Amax}}{P_{inst}}$ mit $\sum P_{Amax} = P_{inst}$.
  - Für Erzeugungsanlagen mit $S_{A,E\ max} \geq 300$ kVA gilt eine maximale Toleranz für jede Erzeugungsanlage von $\Delta Q_{Amax} = \pm 2\% \times \frac{P_{Amax}}{P_{inst}}$ mit $\sum P_{Amax} = P_{inst}$.

Bei Speichern gelten die Blindleistungsanforderungen aus Abschnitt 8.10 des BDEW-Musterwortlauts [3].

Werden die Vorgaben im Teillastbereich zwischen $0 \leq P_{mom}/P_{b\ inst} < 0{,}10$ von max. 2 % $P_{AV,E}$ übererregt bzw. max. 5 % $P_{AV,E}$ untererregt am Netzanschlusspunkt nicht eingehalten, ist grundsätzlich eine Blindleistungs-Kompensationsanlage zu errichten.

Sind bei einer Überschreitung von max. 2 % $P_{AV,E}$ übererregt die Erzeugungseinheiten in der Lage, die kapazitive Blindleistung zu kompensieren (z. B. durch Q@Night bei PV-Wechselrichtern), ist dies als Alternative zur Kompensationsanlage zulässig, allerdings nur unter folgenden Voraussetzungen:

- Im Teillast-Bereich zwischen $0 \leq P_{mom}/P_{inst} < 0{,}10$ wird dauerhaft (24h / 365 Tage) die erforderliche Blindleistung durch die Erzeugungseinheiten kompensiert. Die Erzeugungseinheiten dürfen sich nicht abschalten, sondern müssen beständig netzparallel fahren.
- Installation einer Überwachungsfunktion, die bei einer Überschreitung von
  - $Q_{max.}$ = 2 % $P_{AV,E}$ übererregt bei klassischen Einspeisern bzw.
  - $Q_{max.}$ = 2 % P_{inst} übererregt bei Mischanlagen

  eine Störungsmeldung an den Anlagenbetreiber sendet ($Q_{max.}$ als gleitender 10-Minuten-Mittelwert). Für die Erfassung von $Q_{max.}$ gelten die gleichen Genauigkeitsanforderungen wie für den EZA-Regler.
- Wird im Teillastbetrieb die maximal zulässige übererregte (kapazitive) Blindleistung überschritten, muss der Anschlussnehmer die Störung unverzüglich beheben. Ist eine unverzügliche Störungsbeseitigung nicht möglich, wird dem Anschlussnehmer alternativ die Möglichkeit eingeräumt, die Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt (NAP) vom Netz zu trennen, bis die Störung im Teilastbetrieb behoben ist (gilt nur für klassischen Einspeiser oder Speicher, keine Mischanlage). Ein Konzept für eine automatische Abschaltung mithilfe einer $\bar{Q}_{MAX}$-Überwachung stellt bei Bedarf der Netzbetreiber zur Verfügung.
- Die Anforderungen sind im Anlagenzertifikat zu beschreiben.
- Das reale Verhalten im Teillast-Bereich ist messtechnisch in der Konformitätserklärung darzustellen, siehe hierzu Abschnitt 11.5.4 dieser Ergänzungen.

10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit Netzanschlusspunkt im Mittelspannungsnetz und

a) Anschluss gemäß NELEV/EAAV-2024 auf Basis der VDE-AR-N 4105 [8], oder
b) Anschluss mit $P_{Amax} = \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax}) < 135$ kW auf Basis der VDE-AR-N 4105 [8]

gelten gesonderte Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung, siehe hierzu den BDEW-Musterwortlaut [3] sowie die Tabelle 1 in Abschnitt 1 dieser Ergänzungen.
Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit Anwendung der VDE-AR-N 4110 [2] sind folgende Vorgaben umzusetzen, sofern im Netzbetreiberabfragebogen E.9 keine anderen Vorgaben gemacht werden:

Bei allen Anschlüssen im MS-Netz (Umspannwerk, Schaltstationen und Übergabestationen) erfolgt in der Regel die Vorgabe nach Verfahren c) in Form einer Blindleistungsvorgabe mit Spannungsbegrenzungsfunktion. Der Prozessdatenaustausch hierfür erfolgt gemäß NT-10-24 [4].

Für die Einregelung der Blindleistung nach einem PT1-Verhalten (Bild 7 der VDE-AR-N 4110 [2]) gilt eine Zeit von 3τ = 15 s. Zur Einhaltung des PT1-Verhaltens ist eine projektspezifische Parametrierung des EZA-Reglers und eine Vermessung des PT1-Verhaltens im Rahmen der Konformitätserklärung erforderlich.

Für die Messung des Spannungswerts U ist der größte Wert der drei verketteten Spannungen zu wählen (MS-Spannungsmessung).

Befindet sich der Arbeitspunkt der Erzeugungsanlage in der Spannungsbegrenzung (siehe Bild 10 der VDE-AR-N 4110 [2]: auf der Geraden durch P1 und P2 oder auf der Geraden durch P3 und P4 bzw. oberhalb von P4 oder unterhalb von P1) und ist $Q_{soll} \neq 0$, sind folgende Meldungen (Datenpunkte) von der Erzeugungsanlage an die Netzführung des Netzbetreibers zu senden:

- Bei $U_b \leq$ (P2 + 3 % U_N): „Q(U)-Untergrenze erreicht“
- Bei $U_b \geq$ (P3 – 3 % U_N) : „Q(U)-Obergrenze erreicht“

Mit diesen Meldungen wird die Netzführung des Netzbetreibers darüber informiert, dass die Erzeugungsanlage den geforderten Blindleistungs-Sollwert konzeptgemäß nicht mehr umsetzt, weil sich der Arbeitspunkt auf der Q(U)-Kennlinie befindet. Die Datenpunkte sind nicht zu übertragen, wenn die Erzeugungsanlage mit einem Sollwert Q_{soll} = 0 oder bei keiner Sollwertvorgabe betrieben wird.

10.2.2.5 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen

Werden Bestandsanlagen, die noch nicht nach VDE-AR-N 4110 [2] zertifiziert worden sind, erweitert, gelten für die Blindleistungsbereitstellung der Bestandsanlagen die nachfolgenden Anforderungen:

- Bei klassischen Erzeugungsanlagen: Am NAP ist ein Blindleistungsverhalten gemäß aktueller TAB-MS auf Basis der VDE-AR-N 4110 [2] einzustellen. Ist dies technisch nicht möglich, ist eine maximale Blindleistung nach Können und Vermögen bereit zu stellen, mindestens jedoch gemäß der gültiger TAB-MS zum Zeitpunkt der Inbetriebsetzung der Bestandsanlage.
- Bei Mischanlagen: An der Messung innerhalb der Kundenanlage (Generatormessung) ist ein Blindleistungsverhalten gemäß der gültiger TAB-MS zum Zeitpunkt der Inbetriebsetzung der Bestandsanlage einzustellen.

10.2.2.6 Besonderheiten bei Mischanlagen mit Bezugsanlagen

Die nachfolgenden Besonderheiten gelten bei Mischanlagen, die unabhängig vom Eigenbedarf der Erzeugungsanlagen eine elektrische Leistung beziehen (z. B. Industrie- oder Gewerbebetrieb). Der Eigenbedarf der Erzeugungsanlage ist in diesem Sinne nicht als Bezugsanlage zu betrachten.

Speicher (auch in Kombination mit anderen Energieträgern) bilden im Sinne der TAB-MS keine Mischanlage, weil das für Mischanlagen definierte Schutz- und Regelungskonzept bei reinen Speichern nicht umsetzbar ist (die Einspeisung ist nicht unabhängig vom Bezug abschaltbar). Speicher sind deshalb konzeptionell analog zu klassischen Erzeugungsanlagen anzuschließen.

Sofern vom Netzbetreiber projektspezifisch keine anderen Vorgaben gemacht werden, ist die nach Abschnitt 10.2.2.2 und 10.2.2.3 dieser Ergänzungen geforderte Blindleistung der Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten bei $P_{b\ inst}$ und unterhalb von $P_{b\ inst}$ am Messpunkt der jeweiligen Erzeugungsanlagen innerhalb der Mischanlage bereitzustellen (Generatormessung). Das Verhältnis von P_{inst} der Erzeugungsanlage zu $P_{AV,B}$ ist hierbei ohne Bedeutung.

Per Fernwirktechnik vorgegebene Wirk- und Blindleistungs-Sollwerte beziehen sich auf die Messwerte an den jeweiligen Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten innerhalb der Mischanlage. Per Fernwirktechnik sind sowohl die Messwerte an den Erzeugungsanlagen bzw. -einheiten als auch die Messwerte am Netzanschlusspunkt an den Netzbetreiber zu übertragen. Eine rechnerische Korrektur der Vorgabewerte auf den Netzanschlusspunkt ist i. d. R. nicht und nur auf besondere Anforderung des Netzbetreibers erforderlich.

Die für die „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ erforderliche Spannungsmessung erfolgt bei Anschlüssen in Schaltstationen und Übergabestationen am Netzanschlusspunkt, bei Anschlüssen im Umspannwerk mittelspannungsseitig in der kundeneigenen Station, an der die jeweilige Erzeugungsanlage angeschlossen ist. Die Einregelung der Blindleistung erfolgt auf den Messpunkt der jeweiligen Erzeugungsanlage innerhalb der Mischanlage.

Für den Blindleistungsaustausch am Netzanschlusspunkt gelten die Vorgaben aus Abschnitt 5.5 dieser Ergänzungen. Das prinzipielle Verhalten ist in Bild 5.2 der Anwendungshinweise [7] dargestellt.

Sofern eine geregelte Blindstromkompensationsanlage für den Bezug vorhanden ist, darf diese nicht gegen die geforderte Blindleistung der Erzeugungsanlage bzw. -einheit regeln. Die Problematik betrifft ausschließlich Mischanlagen (Kunden mit Bezug), die eine regelbare Blindleistungskompensationsanlagen für ihre Bezugsanlagen betreiben und die innerhalb der Kundenanlage eine neue Erzeugungsanlage / Speicher anschließen. Die prinzipielle Problemstellung zeigt Bild 10.1 dieser Ergänzungen.

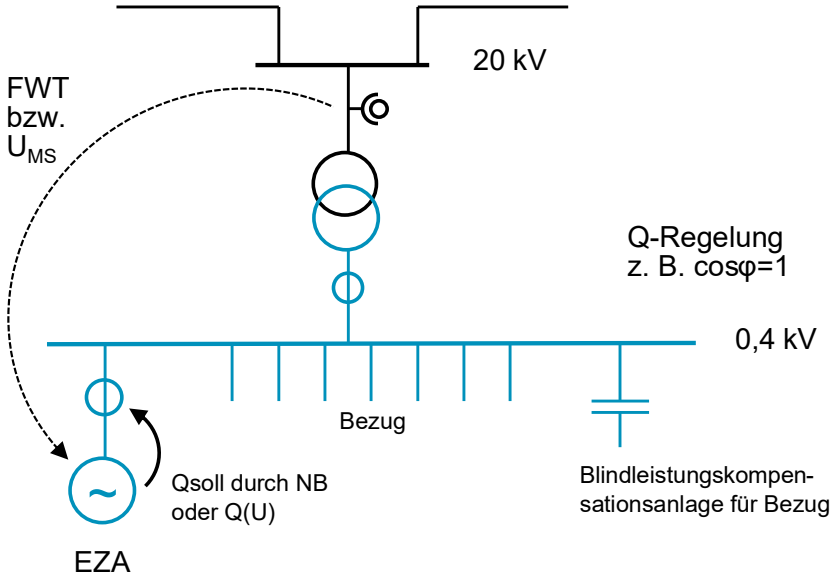

Bild 10.1 Blindleistungskompensationsanlage für Bezug regelt gegen die Blindleistung einer EZA

Die Kompensationsanlage für den Bezug kann z. B. so ausgelegt sein, dass die Bezugsanlage einen definierten cos φ einhalten soll. Fließen jedoch die Blindleistung für die Bezugsanlagen und die Blindleistung der Erzeugungsanlage gemeinsamen über den Messpunkt der Kompensationsanlage (im Bild 10.1 beispielhaft unterspannungsseitig am Kundentrafo), regelt die Kompensationsanlage gegen die Blindleistung der Erzeugungsanlage. Dies ist unzulässig.

Bei Mischanlagen sind die Wirk- und Blindleistungssollwerte an der Generatormessung einzuregeln. Blindleistungswerte können per Fernwirktechnik oder durch die „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ einer EZA vorgegeben werden. Die geforderte Blindleistung der EZA muss im MS-Netz des Netzbetreibers ankommen! Bei Bedarf ist das Regelungskonzept der Gesamtanlage mit dem Netzbetreiber abzustimmen.

Lösungsmöglichkeiten sind in den Anwendungshinweisen [7] beschrieben. Die Umsetzung ist nachzuweisen. Hierzu gehören:

- Dokumentation der Lösung im Anlagenzertifikat
- Darstellung des Messpunkts für die Blindleistungskompensationsanlage im Single-Line-Diagramm
- Lösung 2: Die Funktionsweise ist messtechnisch zu überprüfen, z. B. durch Regelung der EZA und Überprüfung der Blindleistung am NAP. Die Messwerte sind in der Konformitätserklärung dazustellen.
- Lösung 3: Bestätigung der Deaktivierung der Regelung im Anlagenzertifikat

10.2.3 Dynamische Netzstützung

10.2.3.1 Allgemeines

Die Art der Dynamischen Netzstützung („vollständige dynamische Netzstützung“ oder „eingeschränkte dynamische Netzstützung“) wird im E.9 des Netzbetreibers vorgegeben und hängt von der Lage des Netzanschlusspunktes ab.

Zu Punkt c), dritter Spiegelstrich, aus der VDE-AR-N 4110 [2]
Das Trennen einer Erzeugungsanlage oder -einheit nach Netzfehlern durch den Eigenschutz infolge von „Wellenschwingungen oder ähnliches“ ist dem Netzbetreiber detailliert und plausibel zu erläutern und nachzuweisen.

Bei Kundenanlagen mit Hauptübergabe an einem UW/SSt-Schaltfeld (z. B. Eigentumsgrenze Kabelendverschluss oder eigenes UW/SSt-Schaltfeld) und einer zweiten Übergabe in der Netzebene 5 (Reserveanschluss) sind besondere Anforderungen zu erfüllen, wenn auf den Reserveanschluss umgeschaltet wird, siehe Abschnitt 8.1 dieser Ergänzungen.

10.2.3.2 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Anlagen

Im Regelfall ist davon auszugehen, dass die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung S_{kV} nach Fehlerklärung größer ist als der fünffache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} aller Erzeugungsanlagen vom Typ 1, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Insofern dürfen Spannungseinbrüche und die darauf folgenden Ausgleichsvorgänge nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung vom Netz führen, wenn die Spannung Werte innerhalb der in Bild 13 der VDE-AR-N 4110 [2] dargestellten Grenzkurven annimmt.

10.2.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen

Im Regelfall ist davon auszugehen, dass die am Netzanschlusspunkt netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung S_{kV} nach Fehlerklärung größer ist als der fünffache Zahlenwert der Summe der maximalen Scheinleistungen S_{Amax} aller Erzeugungsanlagen vom Typ 2, die direkt an diesem Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Insofern dürfen Spannungseinbrüche und die darauf folgenden Ausgleichsvorgänge nicht zur Instabilität der Erzeugungsanlage und nicht zu einer Trennung vom Netz führen, wenn die Spannung Werte innerhalb der in Bild 14 der VDE-AR-N 4110 [2] dargestellten Grenzkurven annimmt.

Sofern durch den Netzbetreiber projektspezifisch keine anderen Vorgaben (z. B. mit dem Netzbetreiber-Abfragebogen gemäß Vordruck E.9 der VDE-AR-N 4110 [2]) gemacht werden, gilt bezüglich der Stromeinspeisung im Fehlerfall:

- Bei UW-Direktanschlüssen und bei Anschlüssen in Schaltstationen wird in der Regel k = 2 am Netzanschlusspunkt gefordert. Hierzu gelten Erzeugungsanlagen, die entweder direkt an einer MS-Sammelschiene oder über ein kundeneigenes Kabel am Schaltfeld eines Umspannwerkes bzw. einer Schaltstation inkl. Übergabeschutzstation angeschlossen sind (Eigentumsgrenze Kabelendverschluss im UW / SH).
- Bei Anschlüssen über eine kundeneigene MS-Übergabestation (Netzebene 5) gilt:
  - Erzeugungsanlagen müssen einen Netzfehler durchfahren und sich an der eingeschränkten dynamischen Netzstützung gemäß Abschnitt 10.2.3.3.3 der VDE-AR-N 4110 [2] beteiligen. Typ 2-Erzeugungsanlagen müssen Spannungseinbrüche auf Werte ≤ 0,7 U_C so durchfahren, dass während des Netzfehlers der in das Netz eingespeiste Strom spätestens 60 ms nach Unterschreiten des Wertes 0,7 U_C nicht mehr als 20 % des Bemessungsstromes I_r und nach 100 ms nicht mehr als 10 % I_r beträgt. Auf Anforderung des Netzbetreibers muss sich eine Erzeugungsanlage jederzeit an der vollständigen dynamischen Netzstützung beteiligen.
  - Bei Spannungen oberhalb von 0,7 U_C sollte k = 0 umgesetzt werden. Ist der Wert technisch nicht parametrierbar, wäre der kleinstmögliche k-Faktor zwischen 0 und 2 einzustellen. Ist der k-Faktor für LVRT und HVRT über getrennte Parameterpaare einstellbar, soll für das LVRT-Verhalten k = 0 und für den HVRT-Fall k = 2 eingestellt werden.

Wird die neue Erzeugungsanlage / der neue Speicher auf Basis der NELEV/EAAV-2024 angeschlossen und ist für die Erzeugungsanlage / der Speicher die VDE-AR-N 4105 [8] anzuwenden, gilt:

- Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit P_{Amax} ≥ 135 kW ist die eingeschränkte dynamische Netzstützung nach VDE-AR-N 4110 [2] einzustellen.
- Für Erzeugungsanlagen und Speicher mit P_{Amax} < 135 kW gilt die eingeschränkte dynamische Netzstützung nach VDE-AR-N 4105 [8].

10.2.4 Wirkleistungsabgabe

10.2.4.1 Allgemeines

Hat ein Anlagenbetreiber die Empfehlungen zum Schutz des Eigenverbrauchs aus der TAB-MS vor dem 01.12.2023 umgesetzt (z. B. selbstständige Blockierung von Sollwerten bei Leistungsbezug), dann ist dieses Konstrukt für alle Bestandsanlagen aufzulösen, wenn auf Basis der TAB-MS ab 01.12.2023 neue Erzeugungsanlagen oder Speicher hinzu gebaut oder Altanlagen ersetzt werden.

Bei einem Ausfall der Fernwirktechnik bzw. des FRE oder bei einer Unterbrechung der Kommunikation zwischen EZA-Regler und Erzeugungseinheit gelten die Vorgaben aus Abschnitt 6.3.2.3 dieser Ergänzungen. Die Störung der Steuerbarkeit ist umgehend durch den Netzkunden zu beheben.

Der maximal zulässige Leistungsgradient bei Sollwertvorgaben durch Dritte (z. B. Direktvermarktung) für die Änderung der Wirkleistung bei Erzeugungsanlagen (technische Mindestleistung ↔ 100 % $P_{b\ inst}$) und Speicher (- 100 % $P_{b\ inst}$ ↔ 100 % $P_{b\ inst}$) beträgt 22 % $P_{b\ inst}$ pro Minute. Der Netzbetreiber behält sich vor, für spezielle Kundenanlagen individuelle Leistungsgradienten vorzugeben. Diese werden im Rahmen des Anschlussprozesses bekannt gegeben. Bei Anlagen mit Anlagenzertifizierung sind diese individuellen Vorgaben im Rahmen der Zertifizierung zu beschreiben und deren Umsetzung nachzuweisen (Parameterauszug).

Sofern in einer Kundenanlage mehrere steuerbare Ressourcen (SR) vorhanden sind, gelten die Vorgaben zu den Wirkleistungsgradienten je SR.

10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement

Erzeugungsanlagen müssen ihre Wirkleistung auf einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Leistungswert ohne Trennung vom Netz reduzieren können. Bei klassischen Erzeugungsanlagen (keine Mischanlagen) bezieht sich der Vorgabewert in der Regel auf den Netzanschlusspunkt. Bei Mischanlagen sowie bei klassischen Erzeugungsanlagen mit mehr als einer steuerbaren Ressource bezieht sich die P-Sollwertvorgabe auf den Messpunkt der SR innerhalb der Kundenanlage.

Die P-Sollwertvorgabe entspricht einem Prozentwert bezogen auf die installierte Leistung P_{inst} bzw. bei temporär abgeschalteten Einheiten auf $P_{b\ inst}$. Dies gilt auch für Erzeugungseinheiten, die dauerhaft gedrosselt werden.

10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen

10.3.1 Allgemeines

Nachfolgend werden die Mindestanforderungen für die Anschlussvarianten

- Anschluss der Erzeugungsanlage an ein Umspannwerk oder eine Schaltstation und
- Anschluss der Erzeugungsanlage im Mittelspannungsnetz beschrieben.

Wirkt bei einem zwischengelagerten EZE-Schutz die übergeordnete Entkupplungsschutzfunktion als auch der Entkupplungsschutz der EZE auf dasselbe Schaltgerät (Kuppelschalter) ist zu gewährleisten und in der Konformitätserklärung nachzuweisen, dass es bei Auslösung durch den übergeordnete Entkupplungsschutz zu keiner automatische Wiederzuschaltung kommt (siehe Abschnitt 10.4.2 dieser Ergänzungen).

Die Schaltgeräte, auf die ein Schutzgerät wirkt, sind als Leistungsschalter (MS oder NS) auszuführen.

Die Leistungsschalteransteuerung und die notwendigen Abgriffe der Messgrößen Strom und Spannung (I, U) für die geforderten Schutzfunktionen sind in den Anschlussbeispielen im Anhang D des BDEW-Musterwortlauts [3] und den Anwendungshinweisen [7] des Netzbetreibers beschrieben.

Für den messtechnische Nachweis der Gesamtwirkungskette von Schutzeinrichtung und Leistungsschalter hat die Prüfung auf Basis der AUS-Rückmeldung zu erfolgen. Werden bei der räumlichen Trennung von Schutzeinrichtung und Leistungsschalter gleichzeitig mehrere Leistungsschalter ausgelöst, ergibt sich die Gesamtabschaltzeit mit dem am spätesten auslösenden Leistungsschalter (logisch UND-verknüpft).

Werden bei Änderungen innerhalb von bereits bestehenden Erzeugungsanlagen neue Schutzeinstellwerte vorgegeben, sind grundsätzlich die aktuell gültigen Einstellwerte auf die gesamte Anlage anzuwenden, d. h. sowohl am Netzanschlusspunkt als auch an allen Erzeugungseinheiten (Umsetzung bei Bestandsanlagen sofern technisch möglich). Nach einer Änderung sind die Schutzeinstellwerte durch eine Schutzprüfung nachzuweisen und zu protokollieren. Hierfür sind die vom Netzbetreiber bereitgestellten Prüfprotokolle vorzulegen.

Die in diesen Ergänzungen angegebenen Einstellwerte für die Entkupplungsschutzeinrichtungen sind Richtwerte. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Summe aus Eigenzeit von Schutzeinrichtung und Schalteinrichtung 100 ms nicht überschreitet. Falls die Summe von Schutzeigenzeit und Leistungsschaltereigenzeit > 100 ms ist, muss die Schutzrelais-Einstellzeit um $\Delta t = t_{Schutzeigenzeit} + t_{LS\text{-}Eigenzeit} - 100$ ms reduziert werden. Ist dies nicht möglich, ist ein schnellerer Leistungsschalter einzubauen.

Bei Schutzrelais-Einstellzeiten ≤ 11 s gilt die o. g. Toleranz von maximal 100 ms ($t_{Schutzeigenzeit} + t_{LS\text{-}Eigenzeit}$), bei Schutzrelais-Einstellzeiten > 11 s gilt eine maximale Toleranz von ± 1 s.

10.3.3 Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.3.2 Spannungsschutzeinrichtungen

Spannungsschutzeinrichtungen für den Entkupplungsschutz müssen dreiphasig ausgeführt werden. Eine V-Schalten ist hier unzulässig.

Bei Verwendung eines Mindeststromes sind folgende Anforderungen an die Messgenauigkeit des I_{min} einzuhalten:

Strom:	± 2 % von I_N
Rückfallverhältnis Strom:	0,95

10.3.3.3 Frequenzschutzeinrichtungen

Die Messgenauigkeit der Frequenzmessung beträgt mindestens ± 30 mHz (vgl. aktuellen FAQs des VDE/FNN auf der Homepage des VDE gemäß Abschnitt 2 des BDEW-Musterwortlauts [3]).

10.3.3.5 Übergeordneter Entkupplungsschutz

Kommen in bestehenden Kundenanlagen vom Typ „Mischanlage“ oder „Erzeugungsanlagen“ neue Erzeugungseinheiten (EZE) hinzu, ist ein übergeordneter Entkupplungsschutz (üEKS) erforderlich, der mindestens sicherstellt, dass die neu hinzukommenden EZE durch den üEKS abgeschaltet werden können. Befinden sich neue und bestehende EZE gemeinsam hinter dem (dem üEKS zugeordneten) Schaltgerät, so ist die Abschaltung der vorhandenen EZE durch den üEKS in Kauf zu nehmen. Für bestehende EZE muss kein üEKS nachgerüstet werden.

10.3.3.6 Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

Bezüglich der Überwachungsfunktionen gelten für den Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten die gleichen Bedingungen wie für den übergeordneten Entkupplungsschutz.

*Tabelle 9 Einstellwerte für den Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten für neue Erzeugungsanlage / neue Speicher mit **P_{Amax} < 135 kW nach VDE-AR-N 4105** [8] (Anschluss nicht nach NELEV/EAAV-2024)*

Funktion	Schutzrelais-Einstellwerte[9]	
	Wert[10]	Einstellzeit
Spannungssteigerungsschutz U>>	1,25 U_n	≤ 0,1 s
Spannungssteigerungsschutz U>	1,1 U_n	≤ 0,1 s
Spannungsrückgangsschutz U<	0,80 U_n	0,3 s
Spannungsrückgangsschutz U<<	0,45 U_n	unverzögert
Frequenzsteigerungsschutz f>	51,5 Hz	≤ 0,1 s
Frequenzrückgangsschutz f<	47,5 Hz	≤ 0,1 s

*Tabelle 10 Einstellwerte für den Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten für neue Erzeugungsanlage / neue Speicher auf Basis der NELEV/EAAV-2024 angeschlossen mit **$P_{AV,E}$ ≤ 270 kW** und einer kumulierten Leistung aller Erzeugungsanlagen und Speicher am Netzanschlusspunkt von **135 kW ≤ ΣP_{Emax} ≤ 270 kW** (Bild 1.1) - Umsetzung im zentralen oder integrierten NA-Schutz*

Funktion	Schutzrelais-Einstellwerte[11]	
	Wert[12]	Einstellzeit
Spannungssteigerungsschutz U>>	1,25 U_n	≤ 0,1 s
Spannungssteigerungsschutz U>	1,1 U_n	≤ 0,1 s
Spannungsrückgangsschutz U<	0,80 U_n	0,3 s
Spannungsrückgangsschutz U<<	0,45 U_n	unverzögert
Frequenzsteigerungsschutz f>>	52,5 Hz[13]	≤ 0,1 s
Frequenzsteigerungsschutz f>	51,5 Hz	5 s
Frequenzrückgangsschutz f<	47,5 Hz	≤ 0,1 s

Die korrekte Parametrierung wird mit dem „Inbetriebsetzungsprotokoll E.8 nach 4105 und EAAV-Einstellnachweis“ des Netzbetreibers nachgewiesen.

Ist die neue Erzeugungsanlage / der neue Speicher nach NELEV/EAAV-2024 angeschlossen worden mit $P_{AV,E}$ ≤ 270 kW und einer kumulierten Leistung aller Erzeugungsanlagen und Speicher am Netzanschlusspunkt von 270 kW < ΣP_{Emax} ≤ 500 kW (Bild 1.1), gelten folgende Einstellwerte:

- Für eine Erzeugungsanlage / einen Speicher mit P_{Amax} < 135 kW: Gilt Tabelle 10
- Für eine Erzeugungsanlage / einen Speicher mit P_{Amax} ≥ 135 kW: Es sind für den übergeordneten Entkupplungsschutz und den EZE-Entkupplungsschutz die Einstellwerte in den Anwendungshinweisen [7] umzusetzen (Abschnitt 10.3.4 bzw. 10.3.5).

Der Netz- und Anlagenschutz auf der Niederspannungsseite kann als integrierter NA-Schutz nach VDE-AR-N 4105 [8] ausgeführt werden. Ein zentraler NA-Schutz ist in diesem Fall nicht notwendig, aber zulässig.

---

[9] Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, für die Entkupplungsschutzeinrichtungen andere oder weitere Einstellungen zu fordern.

[10] $U_n = U_{NS}$

[11] Der Netzbetreiber behält sich in Abhängigkeit von systemtechnischen Notwendigkeiten vor, für die Entkupplungsschutzeinrichtungen andere oder weitere Einstellungen zu fordern.

[12] $U_n = U_{NS}$

[13] Falls die Erzeugungseinheit nur bis zu der geforderten Netzfrequenz von 51,5 Hz betrieben werden kann, ist als Frequenzsteigerungsschutz eine Frequenzstufe mit 51,5 Hz / ≤ 100 ms zu nutzen. Falls die Erzeugungseinheit nicht vollständig bis zu einer Netzfrequenz von 52,5 Hz betrieben werden kann, ist der Wert von 52,5 Hz auf den technisch maximal möglichen Wert zwischen 51,5 Hz und 52,5 Hz einzustellen.

10.3.3.7 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung

Es gilt der FNN-Hinweis „$P_{AV,E}$ - Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“ (kurz $P_{AV,E}$-FNN-Hinweis [14]) mit nachfolgenden Festlegungen.

Tabelle 11 ergänzend zu Tabelle 2 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14]: Ausführungen zu P_{min}

Variante	**P_{min} („Drehstromleistung“)**	**min. Anforderung an Messgenauigkeit**
Aufbau mit Schutzwandlern und Schutzgeräten	0,05 x √3 x $I_{N\ Wandler}$ x U_N (NAP)	Keine Ergänzungen

Tabelle 12 ergänzend zu Tabelle 3 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweiseses [14]: Ausführung zu P_{Tol}

Variante	**P_{TOL} („Drehstromleistung“)**	**min. Anforderung an Messgenauigkeit**
Aufbau mit Schutzwandlern und Schutzgeräten (im gesamten Leistungsbereich von $P_{AV,E}$)	0,05 x √3 x $I_{N\ Wandler}$ x U_N (NAP)	Keine Ergänzungen

Folgende Einstellwerte für die PAV,E-Schutzeinrichtungen sind umzusetzen:

*Tabelle 13 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung über <u>Schutzgerät</u> bei **$P_{AV,E} \geq P_{min}$** (gemäß diesen Ergänzungen)*

Schutzstufe	Richtung	Einstellwert P	Einstellwert t
P>>[14]	Einspeisung	0,5 x (ΣP_{Emax} - $P_{AV,E}$) + $P_{AV,E}$	3,4 s
P >	Einspeisung	$P_{AV,E}$ +0,02 x ΣP_{Emax} + $P_{Tol.}$[15]	10,4 s

*Tabelle 14 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung über <u>Messgerät</u> mit Schutzfunktion bei **$P_{AV,E} \geq Pmin$** (gemäß diesen Ergänzungen)*

Schutzstufe	Richtung	Einstellwert P	Einstellwert t
P>>[16]	Einspeisung	0,5 x (ΣP_{Emax} - $P_{AV,E}$) + $P_{AV,E}$	3,4 s
P >	Einspeisung	$P_{AV,E}$ +0,02 x ΣP_{Emax} + P_{min}[17]	10,4 s

*Tabelle 15 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung durch Kontrolle von P_{min} in <u>Bezugsrichtung</u> bei **$P_{AV,E} < P_{min}$** (gemäß diesen Ergänzungen)*

Schutzstufe	Richtung	Einstellwert P	Einstellwert t
P<	Bezug	P_{min}[18]	10,4 s

[14] P>> entfällt, wenn P>> und P> sehr nahe beieinander liegen.
[15] P_{Tol} gemäß Tabelle 12 dieser Ergänzungen
[16] P>> entfällt, wenn P>> und P> sehr nahe beieinander liegen.
[17] P_{min} gemäß Tabelle 4 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14]
[18] P_{min} Abschnitt 8.13.1 dieser Ergänzungen

Gemäß Abschnitt 8.13.1.1 dieser Ergänzungen darf die P<-Funktion durch die AUS-Rückmeldung aller Kuppelschalter (high-Signal, logisch UND-verknüpft), die durch die $P_{AV,E}$-Grenzkurvenüberwachung ausgelöst werden, blockiert werden.

Bild 10.2 zeigt das Logikbild für die Schutzauslösebedingungen mit der optionalen Blockade durch die Information „Kuppelschalter Aus“.

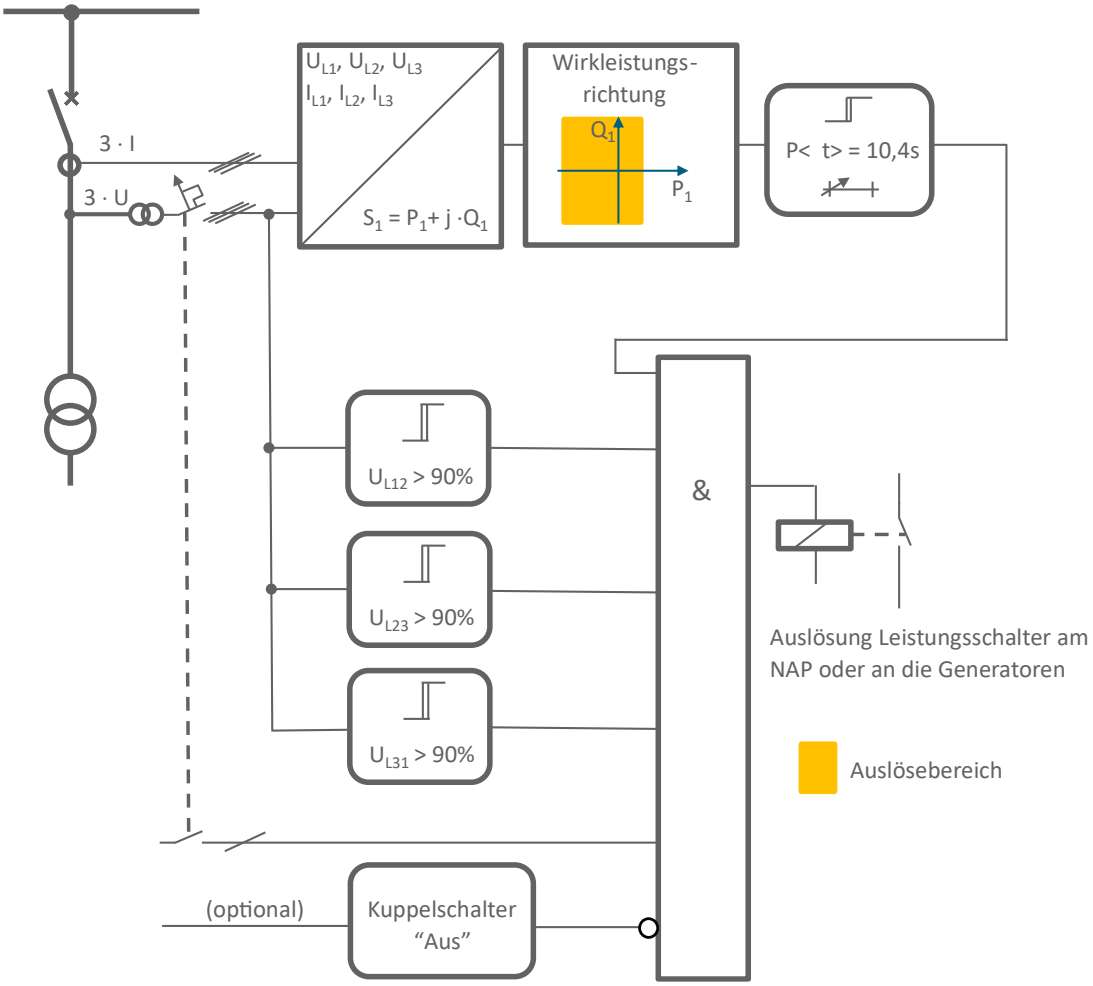

Bild 10.2 Schutzlogik der Schutzeinrichtung bei Überwachung über Bezugsleistung

*Tabelle 16 $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung bei Parametrierung der Erzeugungseinheiten / des Speichers mit einer dauerhaften Drosselung auf Leistung $P_{Emax,red} < P_{Emax}$ **und** $P_{AV,E} \geq 0{,}95 * \Sigma(P_{Emax,red} + P_{Emax})$*

Schutzstufe	Richtung	Einstellwert P	Einstellwert t
P>	Einspeisung	$P_{AV,E} + P_{Tol.}$[19]	10,4 s

[19] P_{Tol} gemäß Tabelle 12 dieser Ergänzungen bzw. P_{Tol} gemäß Tabelle 4 des $P_{AV,E}$-FNN-Hinweises [14]

Bezüglich der Anforderungen an die Geräte der $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung gilt folgendes:

- Umsetzung der $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung in einem Schutzgerät:
  Mit Anschluss an MS-Wandler gilt nach VDE-AR-N 4110 [2] der FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [16]
- Umsetzung der $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung in einem Messgerät:
  Es gilt die Anforderung an die Störwerterfassung gemäß FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [16]

Für die $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung gelten die Überwachungsfunktionen für den übergeordneten Entkupplungsschutz gemäß der VDE-AR-N 4110 [2].

10.3.4 Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks

10.3.4.3 Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks

Abhängig von der Netzsituation ist es ggf. erforderlich, am Übergabeschalter eine Mitnahmeschaltung gemäß Bild 21 der VDE-AR-N 4110 [2] zu realisieren. Die Vorgabe, bei welchen Schaltzuständen oder Fehlern im vorgelagerten Netz eine Abschaltung der Erzeugungsanlage zu erfolgen hat, erfolgt durch den Netzbetreiber. Eine Zuschaltung der Erzeugungsanlage ist erst nach Wiederzuschaltung des Übergabeschalters durch die Netzleitstelle des Netzbetreibers möglich.

10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

10.4.1 Allgemeines

Nach Trennung der EZA vom Netz durch einen SOFORT-Aus-Befehl (Not-Aus) ist eine automatische Wiederzuschaltung nicht erlaubt. Dies gilt auch bei EZAs ohne übergeordneten Entkupplungsschutz (z. B. auf Basis der NELEV/EAAV-2024 oder P_{Amax} < 135 kW), bei denen der SOFORT-Aus-Befehl auf den gleichen Schalter wirkt wie der NA-Schutz an den Erzeugungseinheiten. Eine Wiederzuschaltung erfolgt erst nach Freigabe der zuständigen netzführenden Stelle des Netzbetreibers.

10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen

Nach Trennung einer Erzeugungsanlage vom Netz durch Auslösungen von Erd- oder Kurzschlusseinrichtungen, übergeordneter Entkupplungsschutzeinrichtungen (Spannungsrückgang, Spannungssteigerung) oder durch $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtungen ist eine automatische Wiederzuschaltung nicht erlaubt. Eine Wiederzuschaltung erfolgt durch Freigabe der zuständigen Netzleitstelle.

10.4.5 Kuppelschalter

Der Schaltzustand des Kuppelschalters muss eindeutig und unverwechselbar erkennbar sein. Dies gilt in gleicher Weise für ein integriertes Schaltgerät.

Der Schaltzustand des Kuppelschalters muss auch ohne Hilfsspannung eindeutig und unverwechselbar erkennbar sein (z.B. mechanische Anzeiger)

10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen

10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Die Bereitstellung von Primärregelleistung ist mit dem Netzbetreiber individuell abzustimmen, und der Netzbetreiber behält sich vor, die Primärregelleistung auf ein netzverträgliches Maß zu beschränken.

10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve ist mit dem Netzbetreiber individuell abzustimmen, und der Netzbetreiber behält sich vor, die Sekundärregelleistung und Minutenreserve auf ein netzverträgliches Maß zu beschränken.

10.6 Modelle

Momentan werden keine Modelle gefordert.

11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen

11.1 Gesamter Nachweisprozess

Anlagenzertifikate und Konformitätserklärungen sind in digitaler Form und mit digitaler Signatur oder einer eingescannten Unterschrift beim Netzbetreiber einzureichen.

11.3 Komponentenzertifikat

11.3.1 Allgemeines

Sollte der zwischengelagerte Entkupplungsschutz an Wandlern in der Spannungsebene des Netzanschlusses angeschlossen werden, so ist für den zwischengelagerte Entkupplungsschutz kein Komponentenzertifikat erforderlich. Hier sind die DIN EN 60255 (VDE 0435) (alle Teile) und der FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [16] (unter anderem Störwerterfassung, Bedienbarkeit) gemäß Abschnitt 6.3.4.1 der VDE-AR-N 4110 [2] zu erfüllen.

11.4 Anlagenzertifikat

11.4.1 Allgemeines

Änderungen an Erzeugungsanlagen, die wesentliche Auswirkungen auf das elektrische Verhalten der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt haben, erfordern unter Umständen ein neues Anlagenzertifikat. Hierfür ist das folgende Ablaufdiagramm maßgebend. Das Diagramm gilt ausschließlich für Änderungen an Erzeugungsanlagen / Speichern, die bereits nach VDE-AR-N 4110 [2] (ab 2018) zertifiziert worden sind.

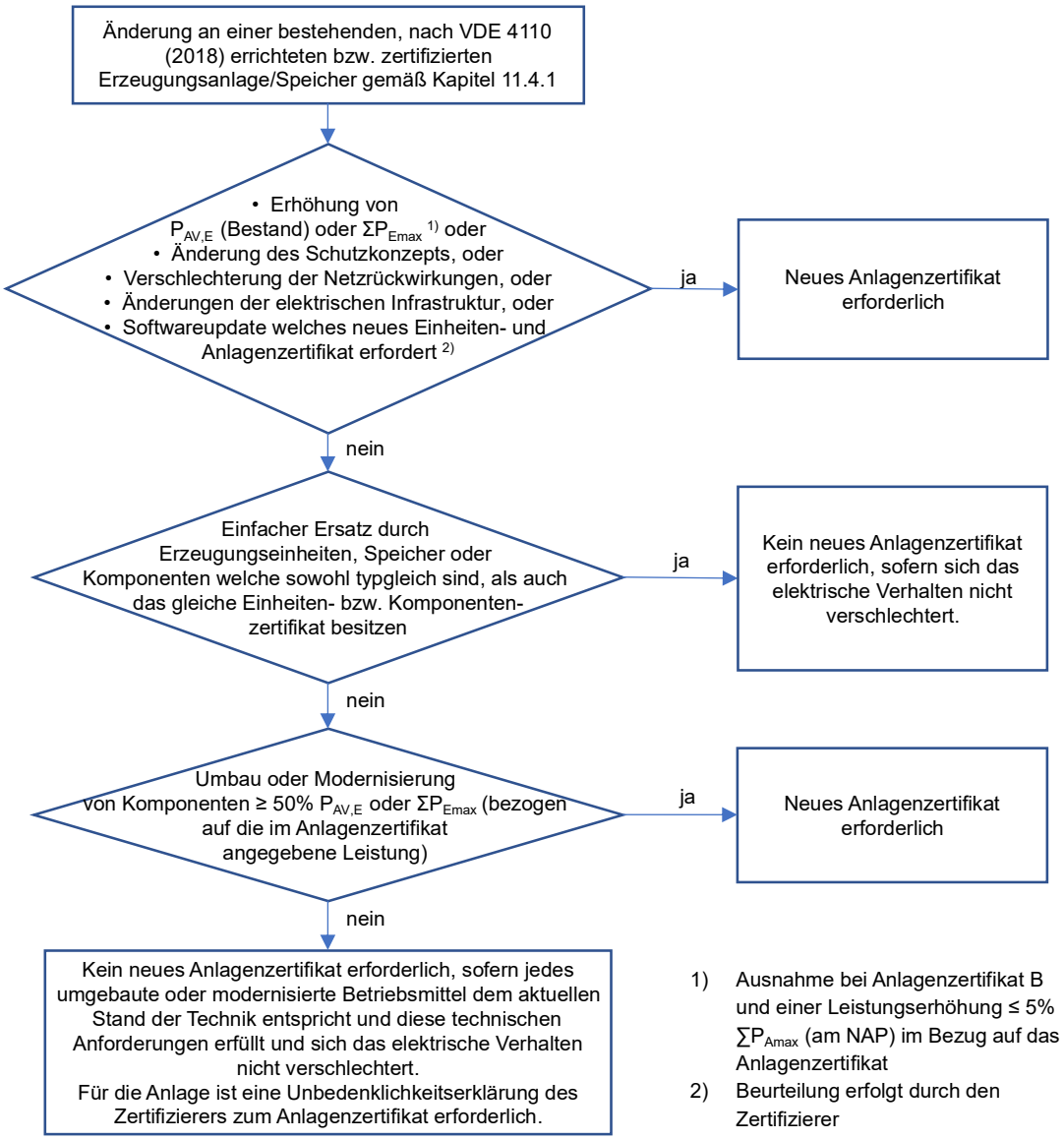

Bild 11.1 Priorisierung der „wesentlichen Änderungen" für Erzeugungsanlagen und Speicher, die bereits nach VDE-AR-N 4110 [2] (ab 2018) errichtet bzw. zertifiziert worden sind

Für eine bestehende Erzeugungsanlage mit Anlagenzertifikat B gilt:
Erfolgt eine Leistungserhöhung von ≤ 5 % $\sum P_{Amax}$ (NAP) gegenüber der bisher im Anlagenzertifikat ausgewiesenen Wirkleistung P_{Amax}, ist kein neues Anlagenzertifikat erforderlich. Finden nach der Anlagenzertifizierung mehrere Leistungserhöhungen statt, so ist die Summe dieser Leistungserhöhungen maßgebend ($\sum P_{Zubau}$ ≤ 5 % $\sum P_{Amax}$, (NAP) der vorherigen Anlagenzertifizierung).

Bei Änderungen an Erzeugungsanlagen und Speicher, die bisher noch nicht nach den VDE-Anwendungsregeln (ab 2018) errichtet bzw. zertifiziert worden sind, ist prinzipiell zu klären, ob die VDE-Anwendungsregeln (ab 2018) anzuwenden sind oder nicht (siehe Abschnitt 1 dieser Ergänzungen).

11.4.7 Netzrückwirkungen

11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen

Sofern bei der Zuschaltung eines einzelnen Netz- oder Maschinentransformators

- ein Δu von 5 % U_C bei betriebsbedingten Schaltungen oder
- ein Δu von 10 % U_C bei nicht betriebsbedingten Schaltungen

überschritten wird, muss der Einschaltstrom reduziert werden. Maßnahmen zur Reduktion des Einschaltstromes (z. B. Vormagnetisierung, Vorschaltwiderstand, …) sind im Anlagenzertifikat auszuweisen und zu bewerten. Der Netzbetreiber behält sich vor, im Rahmen der Konformitätserklärung einen messtechnischen Nachweis über die tatsächliche Höhe der Spannungsänderung bei Zuschaltung des Transformators einzufordern.

Sind bei den nicht betriebsbedingten Schaltungen in der Kundenanlage mehrere Transformatoren vorhanden und wird in Summe ein Δu von 5% überschritten, dann ist ein Zuschaltkonzept zu erarbeiten. Bei der Zuschaltung von mehreren Transformatoren ist eine Mindestpausenzeit von 15 Minuten einzuhalten. Dieses Zuschaltkonzept ist im Anlagenzertifikat auszuweisen und zu bewerten.

11.4.7.3 Flicker

Bei der Beurteilung der Netzrückwirkungen ist zwischen Erzeugungsanlagen, Speicher und Mischanlagen zu unterscheiden und es ist das entsprechende S_A bzw. I_A, gemäß Anhang B dieser Ergänzungen verbindlich zu verwenden. Die zulässigen Pegel sind auf dieser Grundlage im Anlagenzertifikat auszuweisen und zu bewerten.

Bei der Berechnung von S_A bzw. I_A können sich bei Mischanlagen, in bestimmten Konstellationen, sehr kleine Werte ergeben. Können dadurch die zulässigen Netzrückwirkungen bei der Erzeugungsanlage, auch nach einer Nachweismessung, nicht eingehalten, dann ist eine Nachweismessung für die gesamte Anlage am Netzanschlusspunkt durchzuführen und die Bewertung auf die Grenzwerte nach Abschnitt 5.4 der VDE-AR-N 4110 [2] und dieser Ergänzungen zu erweitern, d. h. die Kundenanlage ist in Summe (Bezug + Einspeisung) zu betrachten. Im Rahmen der Zertifizierung ist es dabei unerheblich, ob die Netzrückwirkungen dann durch die Bezug- oder die Einspeiseanlage verursacht werden.

11.4.7.4 Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische

Bei der Beurteilung der Netzrückwirkungen ist zwischen Erzeugungsanlagen, Speicher und Mischanlagen zu unterscheiden und es ist das entsprechende S_A bzw. I_A, gemäß Anhang B dieser Ergänzungen verbindlich zu verwenden. Die zulässigen Pegel sind auf dieser Grundlage im Anlagenzertifikat auszuweisen und zu bewerten.

Bei der Berechnung von S_A bzw. I_A können sich bei Mischanlagen, in bestimmten Konstellationen, sehr kleine Werte ergeben. Können dadurch die zulässigen Netzrückwirkungen bei der Erzeugungsanlage, auch nach einer Nachweismessung, nicht eingehalten, dann ist eine Nachweismessung für die gesamte Anlage am Netzanschlusspunkt durchzuführen und die Bewertung auf die Grenzwerte nach Abschnitt 5.4 der VDE-AR-N 4110 [2] und dieser Ergänzungen zu erweitern, d.h. die Kundenanlage ist in Summe (Bezug + Einspeisung) zu betrachten. Im Rahmen der Zertifizierung ist es dabei unerheblich, ob die Netzrückwirkungen dann durch die Bezug- oder die Einspeiseanlage verursacht werden.

11.4.17 Schutztechnik und Schutzeinstellungen

Sollte der Eigenschutz der Erzeugungsanlage bzw. -einheit und Speicher vor dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Entkupplungsschutz auslösen, sind die entsprechenden Einstellwerte im Rahmen des Anlagenzertifikates auszuweisen.

11.4.24 Anlagenzertifikat B

Das vereinfachte Anlagenzertifikat B verzichtet im Vergleich zum Anlagenzertifikat A auf zahlreiche Bewertungen (Tabelle 18 der VDE-AR-N 4110 [2]). Sollte eine Erzeugungsanlage trotz der regulären

Erstellung und Vorlage eines Anlagenzertifikates B unzulässige Netzrückwirkungen verursachen oder die Anforderungen des Netzbetreibers nicht umsetzen, behält sich der Netzbetreiber vor, die Abschaltung der Erzeugungsanlage zu verlangen oder selbst vorzunehmen, bis entsprechende Nachbesserungen an der Anlage durchgeführt worden sind.

Gemäß Tabelle 18 der VDE-AR-N 4110 [2] ist der Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage nicht zu bewerten, er ist jedoch im Anlagenzertifikat B auf Basis der Daten im Einheitenzertifikat für den Netzanschlusspunkt auszuweisen (Addition der KS-Ströme der EZEs und Umrechnung auf den NAP erforderlich, keine KS-Strom-Berechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102)).

11.5 Inbetriebsetzungsphase

11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation

Neben den in Abschnitt 11.5.1 der VDE-AR-N 4110 [2] beschriebene Unterlagen sind die in Abschnitt 4.3 dieser Ergänzungen beschriebene Unterlagen und Protokolle vorzulegen.

11.5.2 Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten

Die Inbetriebsetzung der Übergabestation nach Abschnitt 4.3 dieser Ergänzungen bzw. die Anpassung einer bestehenden Übergabestation an die Vorgaben der TAB-MS sowie die Erteilung einer vorübergehenden Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber sind Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der einzelnen Erzeugungseinheiten.

Neben dem Inbetriebsetzungsprotokoll E.10 sind je Erzeugungseinheit bzw. je zwischengelagerter Schutzeinrichtung die Prüfung des Schutzsystems gemäß Abschnitt 6.3.4.7dieser Ergänzungen nachzuweisen.

Zur Dokumentierung der Schutzprüfungen sind die vom Netzbetreiber bereitgestellten, aktuell gültigen Schutzprüfprotokolle vollständig ausgefüllt und unterschriebenen vorzulegen.

Bei Anlagen nach NELEV/EAAV-2024 ist das „Inbetriebsetzungsprotokoll E.8 nach 4105 und EAAV-Einstellnachweis“ vorzulegen. Sofern ein übergeordneter Entkupplungsschutz vorhanden ist, sind hierfür zusätzlich die vom Netzbetreiber bereitgestellten, aktuell gültigen Schutzprüfprotokolle vollständig ausgefüllt und unterschrieben vorzulegen.

Die Schutzprüfungen sind auch für Bestandsanlagen durchzuführen, sofern für diese Anlagen neue Einstellwerte gefordert werden.

11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung

11.5.3.1 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

In der Regel ist zunächst das Einschwingverhalten der Blindleistung mit den Vorgaben aus Abschnitt 10.2.2.4 dieser Ergänzungen zu parametrieren. Das Einschwingverhalten ist messtechnisch am Netzanschlusspunkt (bei Mischanlagen am Messpunkt innerhalb des Kundennetzes) nachzuweisen und in einem Q(t)-Diagramm darzustellen. Dabei ist ein Spannungssprung von $P2 \leq U \leq P3$ auf $U \geq P4$ zu simulieren. Die Abtastung der Messwerte erfolgt in einer Auflösung $t \leq 200$ ms. Für den Nachweis kann ein Protokoll verwendet werden, das auf der Homepage des Netzbetreibers hinterlegt ist (Nachweis des PT1-Einschwingverhaltens).

Anschließend ist die spannungsabhängige Blindleistungsregelung der „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ (Verfahren c) gemäß Abschnitt 10.2.2.4 der VDE-AR-N 4110 [2]) durch den Anschlussnehmer zu dokumentieren und messtechnisch nachzuweisen. Zu dokumentieren sind:

- Dokumentation der Einstellwerte P1, P2, P3, P4
- Dokumentation des Messpunktes der Spannung für die spannungsabhängige Blindleistungsregelung

Für den messtechnischen Nachweis ist das auf der Homepage des Netzbetreibers hinterlegte Protokoll zu verwenden. Dort befindet sich auch eine Ausfüllanleitung. Bei dem Test ist u. a. auf die vorzeichenrichtige Bereitstellung der Blindleistung zu achten (spannungssenkender Effekt bei untererregter Fahrweise bzw. der Simulation hoher Spannungswerte auf der Kennlinie). Vor dem Test ist die Netzführung des Netzbetreibers entsprechend zu informieren. Für den Kontakt zur Netzleitstelle verwenden Sie die projektspezifische EEG-Rufnummer (Notfallnummer). Sollte diese nicht bekannt sein, wenden Sie sich bitte an Ihr zuständiges Kundencenter. Eine Aufzeichnung von Betriebsmesswerte über einen bestimmten Zeitraum (mindestens 7 Tage) ist nicht erforderlich.

Nach dem erfolgreichen Nachweis der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung ist ein messtechnischer Nachweis über die Funktion der Wirk- und Blindleistungsregelung als Sollwertvorgabe erforderlich (P-Q-Selbsttest). Dieser Test ist entsprechend der Vorgaben auf der Homepage des Netzbetreibers durch den Anschlussnehmer durchzuführen. Die Simulation der P- und Q-Sollwertvorgaben erfolgt am EisMan-Slave, das Protokoll auf der Homepage des Netzbetreibers ist zu befüllen.

Im Anschluss an den erfolgreichen P-Q-Selbsttest durch den Anschlussnehmer ist der Test und die Erstellung des Protokolls der Wirk- und Blindleistungssteuerung durch die Netzführung des Netzbetreibers durchzuführen (P-Q-Leitstellentest). Die Anmeldung erfolgt über den folgenden Link: https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-anschliessen/stromnetz/anschluss-mittel-und-hochspannung/technische-mindestanforderungen-s19-abs--1-enwg-ab-2018/anmeldung-pq-leitstellentest.html.

Bei Kundenanlagen mit Leistungsüberwachung (Abschnitt 8.13.1 dieser Ergänzungen) sind die $P_{AV,E}$-Überwachung vollständig zu dokumentieren (u. a. im Übersichtsschaltbild) und die Einhaltung der Grenzkurvenüberwachung messtechnisch nachzuweisen. Für den messtechnischen Nachweis ist das auf der Homepage des Netzbetreibers hinterlegte Protokoll zu verwenden. Dort befindet sich auch eine Ausfüllanleitung.

11.5.3.3 Inbetriebsetzungserklärung

Im Rahmen der Inbetriebsetzungserklärung sind zusätzlich die folgenden Punkte zu prüfen und zu dokumentieren und damit Bestandteil der Inbetriebsetzungserklärung der Erzeugungsanlage (siehe zu jedem Punkt Abschnitt 11.5.3.1 dieser Ergänzungen):

- Nachweis des PT1-Einschwingverhaltens
- Messtechnischer Nachweis über die reale Funktionsweise der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung im Rahmen der Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion.
- Erfolgreicher Nachweis durch den Anschlussnehmer über die Funktion der Wirk- und Blindleistungsregelung als Sollwertvorgabe (P-Q-Selbsttest).
- Bei Kundenanlagen mit $P_{AV,E}$-Überwachung (Abschnitt 8.13 dieser Ergänzungen): Messtechnisch Nachweis der Einhaltung der $P_{AV,E}$-Grenzkurve.

11.5.4 Konformitätserklärung

Neben den laut VDE-AR-N 4110 [2] geforderten Unterlagen sind folgende Nachweise und Dokumente in der Konformitätserklärung vorzulegen:

- Umsetzung der Auflagen gemäß Anlagenzertifikat
- Alle Nachweise aus Abschnitt 11.5.3.1 und 11.5.3.3 dieser Ergänzungen
- Nachweis der erfolgreichen Wirkleistungsregelung durch die Leitstelle des Netzbetreibers in der kompletten Wirkungskette von der Netzführung des Netzbetreibers bis zu den Erzeugungseinheiten

bei P_{mom} > 60 % P_{inst} (P-Q-Leitstellentest). Im Falle einer Direktvermarktung muss auch der Direktvermarkter mit eingebunden werden.

- Nachweis der erfolgreichen Blindleistungsregelung durch die Leitstelle des Netzbetreibers bei Vorgabe durch Fernwirkanlage in der kompletten Wirkungskette von der Netzführung des Netzbetreibers bis zu den Erzeugungseinheiten bei P_{mom} > 60 % P_{inst} (P-Q-Leitstellentest).
- Vollständig ausgefülltes Protokoll „Protokoll für Prüfung der Fernwirkverbindung“ mit Bestätigung der erfolgreichen Prüfung durch den Netzbetreiber.
- Einhaltung der Schutz-Vorgaben des Netzbetreibers. Folgende Unterlagen sind vorzulegen:
  - Einstellwerte nachgelagerter Schutzgeräte im Kundennetz z. B. Trafoschutz (die Dokumentation bedarf keiner festgelegten Form)
  - Vollständig ausgefüllte und unterschriebene vom Netzbetreiber beigestellten Prüfprotokolle
- Zum Protokoll „Mittelspannung Prüfprotokoll Übergabeschutz“:
  - Schaltfeld am Netzanschlusspunkt im Eigentum des Netzbetreibers (Mischanlage):
    - Netzanschluss im Umspannwerk (UW):
      Das Prüfprotokoll „Mittelspannung Prüfprotokoll Übergabeschutz“ ist für die kundeninterne Station auszufüllen, in der der übergeordnete Entkupplungsschutz U>>, U>, U< installiert ist.
    - Netzanschluss in einer Schaltstation (SSt):
      Ist der übergeordnete Entkupplungsschutz U>>, U>, U< im netzbetreibereigenen Schutz integriert, kann auf das Prüfprotokoll „Mittelspannung Prüfprotokoll Übergabeschutz“ verzichtet werden. Die Vorlage des netzbetreiberinternen Prüfprotokolls ist ausreichend.
    - $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung:
      Ist die $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung P>>,P>, P< im netzbetreibereigenen Schutz integriert, kann auf das Prüfprotokoll „Mittelspannung Prüfprotokoll Übergabeschutz“ verzichtet werden. Die Vorlage des netzbetreiberinternen Prüfprotokolls ist ausreichend.
  - Schaltfeld im UW/SSt am Netzanschlusspunkt im Eigentum des Kunden oder vom Netzbetreiber an den Kunden vermietet (klassischer Einspeiser):
    - Ist das Schaltfeld vom Netzbetreiber errichtet und geprüft worden, kann auf das Protokoll „Anmeldung Netzanschluss Mittelspannung Prüfprotokoll Übergabeschutz“ verzichtet werden. Die Vorlage des netzbetreiberinternen Prüfprotokolls ist ausreichend.
- Nachweis zu den Einstellwerten des Eigenschutzes der Erzeugungsanlage bzw. -einheit und Speicher, wenn dieser vor dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Entkupplungsschutz auslöst.
- Bei der Erweiterung von Bestandsanlagen müssen alle Alt- bzw. Bestands-Erzeugungsanlagen die neuen Schutzeinstellwerte umsetzen (siehe Abschnitt 10.3.1 dieser Ergänzungen, ggf. Frequenzschutz ausgenommen). Neue Schutzprüfungen auf Basis der neuen VDE-Einstellwerte sind somit auch an Bestandseinheiten durchführen, die nicht nach VDE-AR-N 4110 [2] errichtet worden sind (ausgenommen Bestandsanlagen nach VDE-AR-N 4105 [8]). Sofern die entsprechenden Schutzprüfprotokolle nicht in der Konformitätserklärung für die Neuanlage vorgelegt werden, sind diese separat vorzulegen. Für die Vorlage dieser Schutzprüfprotokolle gelten die gleichen Fristen wie für die Konformitätserklärung der Neuanlage.
- Konformität der Schutzgeräte gemäß DIN EN 60255 (alle Teile) und dem FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“, die an die Wandler in der Spannungsebene des Netzanschlusses angeschlossen sind.
- Bei $P_{AV,E}$-Schutzeinrichtung über ein Messgerät ist die Störwerterfassung gemäß FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ gemäß Abschnitt 10.3.3.7 für das Messgerät nachzuweisen.
- Aktuelles und vollständiges Übersichtsschaltbild der Kundenanlage inkl. Wandlerdaten und Schutzfunktionen mit den Messstellen und den Auslöseverbindungen auf die zugehörigen Leistungsschalter (von der Übergabestation bis zu den Erzeugungseinheiten), sofern vorhanden auch für die $P_{AV,E}$-Überwachung
- Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten und des EZA-Reglers, aus denen die vollständige Parametrierung hervorgeht, mit z. B. folgenden Angaben:

- Dynamische Netzstützung: Einstellwert des k-Faktors bzw. der eingeschränkten dynamischen Netzstützung,
- Parameter zu Wirkleistungsänderung bei Über- und Unterfrequenz,
- Wiederzuschaltgrenzwerte (inkl. Blockade der Wiederzuschaltung nach Auslösung durch Schutzeinrichtungen bei Mischanlagen und gemeinsamen Schaltgeräten, Abschnitt 10.3.1 dieser Ergänzungen),
- LVRT und HVRT-Schwellen,
- Parameter für den Eigenschutz,
- Gradienten zur Wirkleistungsänderung nach Vorgabe Dritter, sofern individuelle Wirkleistungsgradienten vom Netzbetreiber gefordert werden,
- P(f)-Regelung inkl. Priorisierung nach Abschnitt 8.1 dieser Ergänzungen,
- Parameter für die Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Direktvermarktung und Minutenreserve
- Bei Speichern: Parameter der Blindleistungsbereitstellung im Teilastbereich inkl. der zugehörigen Gradienten.

- Kurzschlussströme: Stromschaltfähigkeit des 20-kV-Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt
- Bei einer festen Drosselung von Erzeugungseinheiten ($P_{Emax,red} < P_{Emax}$), siehe Abschnitt 8.13.2 dieser Ergänzungen: Bescheinigung vom Hersteller oder dem Anlagenerrichter über die dauerhafte Leistungsreduzierung, auch im Fall von Software-Updates. Bestätigung der eingeschränkten Zugriffsrechte bzw. eines Passwortschutzes.
- Werden Bestandsanlagen, die nach einer älteren TAB-MS nach BDEW errichtet worden sind und für die eine Konformitätserklärung nach BDEW gefordert war, mit neuen Erzeugungsanlagen nach VDE-AR-N 4110 [2] erweitert, so gelten folgende zusätzliche Anforderungen an die Konformitätserklärung nach VDE: Sollte für die Bestandsanlage noch keine Konformitätserklärung vorliegen oder die KE Mängel an der Erzeugungsanlage aufzeigen, so sind in der neuen Konformitätserklärung (VDE) auch alle Nachweise der Konformitätserklärung für die Bestandsanlage zu erbringen. Alternativ ist eine separate, mängelfreie Konformitätserklärung für die Bestandsanlage fristgerecht nachzureichen.
- Werden im Einheitenzertifikat Einschränkungen/Auflagen angegeben und werden bestimmte Funktionen statt von der Erzeugungseinheit / dem Speicher von einer anderen Komponente umgesetzt, ist diese Funktion im Komponentenzertifikat nachzuweisen.
- Bei der Kompensation von Blindleistung für die Erzeugungsanlagen / den Speicher durch eine Blindleistungs-Kompensationsanlage oder durch Erzeugungseinheiten sind zusätzlich folgende Nachweise gemäß Abschnitt 10.2.2.3 zu erbringen:
  - Schriftliche Bestätigung der Überwachungsfunktion
  - Darstellung des realen Verhaltens:
    Die Messwerte der kapazitiven Blindleistung - selektiert für den Teillast-Bereich zwischen $0 \leq P_{mom}/P_{inst} < 0{,}10$ - sind als ¼-Stunden-Mittelwerte in einer Tabelle grafisch darzustellen. Die Messwerte sind von der Inbetriebsetzung der ersten EZE bis zur Abgabe der Konformitätserklärung zu erfassen und inkl. dem laut VDE-AR-N 4110 [2] zulässigen Grenzwert darzustellen. Hieraus muss ersichtlich sein, dass zu keiner Zeit die maximal zulässige, kapazitive Blindleistung überschritten wurde.
- Sofern eine geregelte Blindleistungs-Kompensationsanlage für den Bezug vorhanden ist (Mischanlage): Dokumentation und Nachweis des Regelungskonzepts gemäß Abschnitt 10.2.2.6 dieser Ergänzungen.
- Abhängig von den Vorbehalten bei der Freigabe des Anlagenzertifikates kann ein messtechnischer Nachweis über die tatsächliche Höhe der Spannungsänderung bei Zuschaltung eines Transformators erforderlich sein. Konkrete Vorgaben für den messtechnischen Nachweis sind projektspezifisch mit dem Netzbetreiber abzustimmen.
- Bei einer $P_{AV,E}$-Überwachung für Anlagen mit mehr als einer steuerbaren Ressource: Nachweis der korrekten Umsetzung gemäß Abschnitt 8.13.1 dieser Ergänzungen (Redispatch bei Erzeugungsanlagen / Speichern mit $P_{AV,E}$-Überwachung) und z. B. mit dem Protokoll auf der Homepage des Netzbetreibers.
- Weitere Anforderungen werden ggf. projektspezifisch vorgegeben.

Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die endgültige Betriebserlaubnis zu verweigern, wenn der anschlussbegehrende Betreiber einer Erzeugungsanlage die Pflichten nach §2 oder nach §3 der NELEV [9] nicht einhält. Diese Pflichten beinhalten u. a. die Vorlage einer **vollständigen** Konformitätserklärung, die eine **mängelfreie** Erzeugungsanlage/Speicher ausweist. Erst mit Vorlage dieser Nachweise erteilt der Netzbetreiber eine endgültige Betriebserlaubnis.

Voraussetzung für die Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis ist u. a. die Einhaltung folgender Fristen durch den Anschlussnehmer bzw. Anlagenbetreiber:

- Maximal 12 Monate nach Inbetriebsetzung der ersten Erzeugungseinheit: Vorlage der Konformitätserklärung beim Netzbetreiber. Auf Anfrage des Anschlussnehmers kann die Frist einmalig um bis zu weitere 3 Monate verlängert werden. Die Voraussetzungen sind im BDEW-Musterwortlaut [3] beschrieben.
- Ist die Konformitätserklärung unvollständig oder zeigt die Konformitätserklärung Mängel an der Erzeugungsanlage / dem Speicher auf: Maximal 2 Monate zur Behebung der Mängel und Nachreichung der fehlenden Unterlagen. Bei Mängeln am Entkupplungsschutz (NAP/EZE) reduziert sich die Frist auf einen Monat.
- Der Netzbetreiber darf die Frist zur Behebung der Mängel und Nachreichung der fehlenden Unterlagen um maximal einen Monat verlängern.
- Bei Prototypen: Ab Inbetriebsetzung der ersten Prototypen-EZE in Deutschland: Maximal 2 Jahre zur Vorlage des Einheitenzertifikates beim Netzbetreiber. Ab Erstellung des Einheitenzertifikates: Maximal ein Jahr zur Vorlage von Anlagenzertifikat und Konformitätserklärung beim Netzbetreiber.
- Im Einzelnachweisverfahren: Nach Mitteilung der Zertifizierungsstelle, dass die EZA die erforderlichen Anforderungen nicht erfüllt (Auswertung Störschreiber) und ab Aufforderung zur Behebung der Mängel: Maximal 6 Monate zur Nachbesserung bzw. Behebung der Mängel und Überarbeitung der erweiterten Konformitätserklärung (einmalige Frist).

Im Fall der Verweigerung der endgültigen Betriebserlaubnis sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Die Verweigerung der endgültigen Betriebserlaubnis durch den Netzbetreiber erfolgt schriftlich an den Anschlussnehmer bzw. Anlagenbetreiber.
- Der Anschlussnehmer bzw. Anlagenbetreiber hat innerhalb der vom Netzbetreiber vorgegebenen Frist alle fehlenden Nachweise zu erbringen und alle identifizierten Mängel vollständig abzustellen.
- Erfolgt dies nicht oder nicht fristgerecht, wird der Netzbetreiber die Netztrennung der Erzeugungsanlage / des Speichers verlangen oder selbstständig veranlassen.

12 Prototypen-Regelung

Erzeugungsanlagen, die sowohl zertifizierte Erzeugungseinheiten nach VDE-AR-N 4110 [2] als auch Prototypen nach VDE-AR-N 4110 [2] enthalten, müssen vor der Inbetriebsetzung für die bereits zertifizierte Erzeugungseinheiten ein Anlagenzertifikat erstellen, in dem die Prototypen berücksichtigt werden (Mindestumfang). Alternativ ist auch die Vorlage eines Anlagenzertifikats und einer separaten Elektroplanung zulässig.

Die Elektroplanung basiert auf dem Netzbetreiberabfragebogen E.9 (MS) sowie auf dem zusätzlich vom Netzbetreiber gelieferten Schutzeinstellblatt. Im Folgenden ist eine Checkliste aufgeführt, die zusätzlich zu den Punkten aus den aktuellen FAQs des VDE/FNN auf der Homepage des VDE (vgl. Abschnitt 2 des BDEW-Musterwortlauts [3]) eine Mindestanforderung an das Dokument darstellen. Unabhängig von den aufgelisteten Punkten sind die Anforderungen der VDE-AR-N 4110 [2] sowie der Technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers zu berücksichtigen und einzuhalten.

In Anlehnung an ein Anlagenzertifikat sollen folgende Punkte in der Elektroplanung in Berichtsform enthalten sein:

- **Vollständige Dokumentation der Erzeugungsanlage:**
  Betriebsmittel (Hersteller, Typ), Übersicht aller Erzeugungseinheiten (Hersteller, Typ, Anzahl) inkl. möglicher Bestandseinheiten, EZA-Regler, Schutzgerät, Wandler, Kabel, Kabellängen, Hilfsaggregate, Komponenten (inkl. Komp.-Zertifikat)
- **Dimensionierung der Betriebsmittel:**
  - Ausweisung und Bewertung Kurzschlussfestigkeit und Schaltvermögen Leistungsschalter
- **Wirkleistungsregelung:**
  - Sofern eine $P_{AV,E}$-Überwachung vereinbart wurde: Ausweisung und Bewertung der Anforderungen an Regelung und Überwachung
- **Parametrierung der Erzeugungseinheiten:**
  - FRT-Modus bzw. k-Faktors korrekt ausgewiesen
  - Zuschaltbedingungen beschrieben und i.O.
- **Dokumentation der Komponentenzertifikate (sofern nicht im zukünftigen Einheitenzertifikat berücksichtigt):**
  - EZA-Regler
  - Ggf. aktive statische Kompensationseinrichtungen
  - Zusatzkomponenten, die nicht Bestandteil der Einheitenzertifikate sind, wie z. B.
    - Spannungsregler für EZE vom Typ-1
    - Hilfsaggregate
    - Schutzeinrichtungen
- **Abschätzung der Netzrückwirkungen (nur für EZA mit Anlagenzertifikat A):**
  - Sofern möglich

Weiterhin benötigt der Netzbetreiber:

- ein aktuelles und vollständiges Übersichtsschaltbild der Anlage inklusive Wandler-Daten und Schutzfunktionen mit den Messstellen und den Auslöseverbindungen auf die zugehörigen Leistungsschalter (von der Übergabestation bis zu den EZE)
- Deckblatt Prototypenbescheinigung, möglichst mit Angabe der Erstinbetriebnahme in Deutschland
- Komponentenzertifikat (sofern nicht im zukünftigen Einheitenzertifikat berücksichtigt), z. B. EZA-Regler, aktive statische Kompensationseinrichtung, Zusatzkomponenten
- Datenblatt der Erzeugungsanlage E.8
- Netzbetreiber-Abfragebogen E.9
- Mögliche Abstimmungen mit dem Netzbetreiber

Anhang B
(verbindlich)

Tabelle 17 Bestimmung der Netzanschlussleistung zur Bewertung der Netzrückwirkungen nach Abschnitt 5.4 dieser Ergänzungen

Kategorie Kundenanlage	S_A (für Abschnitt 5.4)	I_A (für Abschnitt 5.4)
Erzeugungsanlage • EZA mit max. Eigenbedarf • EZA und Speicher ohne Netzbezug	$\frac{P_{AV,E}}{0{,}95}$	$\frac{P_{AV,E}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95}$
Bezugsanlage • Bezugsanlage ohne EZA und ohne Speicher	$\frac{P_{AV,B}}{0{,}95}$	$\frac{P_{AV,B}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95}$
Speicher • Stand-Alone Speicher (keine weitere Bezugsanlage und/oder EZA am NAP)	$\max\left[\frac{P_{AV,E}}{0{,}95};\frac{P_{AV,B}}{0{,}95}\right]$	$\max\left[\frac{P_{AV,E}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95};\frac{P_{AV,B}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95}\right]$
Mischanlage • ohne Stand-Alone Speicher • EZA und Speicher mit Netzbezug Bezugsanlage mit EZA und/oder Speicher	$\frac{P_{AV,E} + P_{AV,B}}{0{,}95}$	$\frac{P_{AV,E} + P_{AV,B}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95}$

Tabelle 18 Bestimmung der Netzanschlussleistung zur Nachweisführung nach Abschnitt 11.4.7 dieser Ergänzungen

Kategorie Kundenanlage	S_A (für Abschnitt 11)	I_A (für Abschnitt 11)
Erzeugungsanlage • EZA mit max. Eigenbedarf • EZA und Speicher ohne Netzbezug	$\frac{P_{AV,E}}{0{,}95}$	$\frac{P_{AV,E}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95}$
Bezugsanlage • Bezugsanlage ohne EZA und ohne Speicher	-	-
Speicher • Stand-Alone Speicher (keine weitere Bezugsanlage und/oder EZA am NAP)	$\max\left[\frac{P_{AV,E}}{0{,}95};\frac{P_{AV,B}}{0{,}95}\right]$	$\max\left[\frac{P_{AV,E}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95};\frac{P_{AV,B}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95}\right]$
Mischanlage • ohne Stand-Alone Speicher • EZA und Speicher mit Netzbezug Bezugsanlage mit EZA und/oder Speicher	$max\left[\frac{P_{AV,E}}{0{,}95};\frac{\sum P_{inst}}{\sum P_{inst} + P_{AV,B}} \cdot \frac{\sum P_{inst}}{0{,}95}\right]$ [1]	$max\left[\frac{P_{AV,E}}{\sqrt{3} \cdot U_C\ 0{,}95};\frac{\sum P_{inst}}{\sum P_{inst} + P_{AV,B}} \cdot \frac{\sum P_{inst}}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot 0{,}95}\right]$ [2]

Sind bereits ältere Erzeugungsanlagen oder Speicher vorhanden, welche nicht nach der VDE-AR-N 4110 [2] zertifiziert wurden, dann sind im Rahmen der Zertifizierung für P_{inst} und für das zusätzliche $P_{AV,E}$ nur die jeweiligen Summenleistungen der nach der VDE-AR-N 4110 [2] zertifizierten Erzeugungsanlagen und Speicher anzusetzen.

[1] maximal begrenzt auf einen Wert von $(P_{AV,E}+P_{AV,B})/0{,}95$
[2] maximal begrenzt auf einen Wert von $(P_{AV,E}+P_{AV,B})/(\sqrt{3}*U_c*0{,}95)$

Anhang E

Es gelten die Vordrucke auf Basis der VDE-AR-N 4110, welche auf der Homepage des Netzbetreibers veröffentlicht sind.