

Stromnetz Weiden i.d.OPf. 		zu Version 2.0
---	--	----------------

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

zu 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	6
3	Begriffe	7
4	Allgemeine Grundsätze	8
4.2	Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen	8
4.2.1	Allgemeines	8
4.2.4	Bauvorbereitung und Bau	8
4.2.5	Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation	8
4.3	Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation	8
4.4	Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage	8
5	Netzanschluss	9
5.1	Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes	9
5.3	Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt	9
5.3.1	Allgemein	9
5.3.3	Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen	9
5.4	Netzurückwirkungen	9
5.4.2	Schnelle Spannungsänderungen	9
5.4.3	Flicker	9
5.4.4	Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische	9
5.4.7	Tonfrequenz-Rundsteuerung	9
5.5	Blindleistungsverhalten	9
6	Übergabestation	10
6.1	Baulicher Teil	10
6.1.1	Allgemeines	10
6.1.2	Einzelheiten zur baulichen Ausführung	10
6.1.2.2	Zugang und Türen	10
6.1.2.7	Trassenführung der Netzanschlusskabel	10
6.1.3	Hinweisschilder und Zubehör	10
6.1.3.1	Hinweisschilder	10
6.2	Elektrischer Teil	10
6.2.1	Allgemeines	10
6.2.1.1	Allgemeine technische Daten	10
6.2.1.3	Schutz gegen Störlichtbögen	10
6.2.2	Schaltanlagen	10
6.2.2.1	Schaltung und Aufbau	10
6.2.2.2	Ausführung	11
6.2.2.4	Schaltgeräte	11
6.2.2.5	Verriegelungen	11
6.2.2.6	Transformatoren	11
6.2.2.7	Wandler	11
6.2.2.8	Überspannungsableiter	12
6.2.4	Erdungsanlage	12
6.3	Sekundärtechnik	12
6.3.2	Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle	12
6.3.2.1	Bedingungen für den Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung	12
6.3.2.2	Fernwirktechnik in der kundeneigenen Übergabestation	13
6.3.2.3	Zusätzliche Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher mit Fernwirktechnik	13
6.3.2.5	Anforderungen bei einem UW-Direktanschluss und einem Anschluss in einer	14
	Schaltstation (SSt)	14
6.3.3	Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung	14
6.3.4	Schutzeinrichtungen	14
6.3.4.3	Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers	14
6.3.4.3.1	Allgemeines	14
6.3.4.7	Schutzprüfung	15

Stromnetz Weiden i.d.OPf. 		Begründungen der Ergänzungen (TAB-MS)	zu Version 2.0	
			Seite/von	3/ 33
6.4	Störschreiber			15
8	Betrieb der Kundenanlage			16
8.1	Allgemeines			16
8.2	Netzführung			16
8.6	Instandhaltung			16
8.8	Betrieb bei Störungen			16
8.9	Notstromaggregate			17
8.10	Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern			17
8.13	Leistungsüberwachung			18
8.13.1	Leistungsüberwachung (PAV,E-Überwachung)			18
8.13.1.1	Ergänzungen zum FNN-Hinweis „PAV,E - Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“			18
8.13.1.2	Erzeugungsanlagen mit Anschluss nach NELEV/EAHV-2024 oder mit $P_{Amax} < 135 \text{ kW}$			19
8.13.2	Dauerhafte Drosselung von Erzeugungseinheiten			20
10	Erzeugungsanlagen			21
10.1	Allgemeines			21
10.2	Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz			21
10.2.1	Allgemeines			21
10.2.1.1	Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen			21
10.2.1.4	Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit			21
10.2.2	Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung			21
10.2.2.2	Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b \text{ inst}}$			21
10.2.2.3	Blindleistungsbereitstellung unterhalb von $P_{b \text{ inst}}$			21
10.2.2.4	Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung			22
10.2.2.5	Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen			22
10.2.2.6	Besonderheiten Mischanlagen			22
10.2.3	Dynamische Netzstützung			23
10.2.3.1	Allgemeines			23
10.2.3.2	Dynamische Netzstützung für Typ-1-Anlagen			23
10.2.3.3	Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen			23
10.2.4	Wirkleistungsabgabe			23
10.2.4.1	Allgemeines			23
10.2.4.2	Netzsicherheitsmanagement			24
10.3	Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen			24
10.3.1	Allgemeines			24
10.3.3	Entkupplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers			25
10.3.3.2	Spannungsschutzeinrichtungen			25
10.3.3.3	Frequenzschutzeinrichtungen			25
10.3.3.5	Übergeordneter Entkupplungsschutz			25
10.3.3.6	Entkupplungsschutz an den Erzeugungseinheiten			25
10.3.3.7	PAV,E-Schutzeinrichtung			26
10.3.4	Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks			26
10.3.4.3	Gesamtübersicht zum Schutzkonzept bei Anschluss der Erzeugungsanlage an die Sammelschiene eines Umspannwerks			26
10.4	Zuschaltbedingungen und Synchronisierung			26
10.4.1	Allgemeines			26
10.4.2	Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtung			27
10.4.5	Kuppelschalter			27
10.5	Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen			27
10.5.3	Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung			27
10.5.4	Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve			27
10.6	Modelle			27
11	Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen			28
11.1	Gesamter Nachweisprozess			28
11.3	Komponentenzertifikat			28

gültig ab: 15.06.2026	
-----------------------	--

11.3.1	Allgemeines	28
11.4	Anlagenzertifikat	28
11.4.1	Allgemeines	28
11.4.7	Netzurückwirkungen	28
11.4.7.2	Schnelle Spannungsänderungen	28
11.4.7.3	Flicker	28
11.4.7.4	Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische	29
11.4.7.17	Schutztechnik und Schutzeinstellungen	29
11.4.7.24	Anlagenzertifikat B	29
11.5	Inbetriebsetzungsphase	29
11.5.1	Inbetriebsetzung der Übergabestation	29
11.5.2	Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheiten, des EZA-Reglers und ggf. weiterer Komponenten	29
11.5.3	Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung	30
11.5.3.1	Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage	30
11.5.3.3	Inbetriebsetzungserklärung	30
11.5.4	Konformitätserklärung	30
12	Prototypen-Regelung	32
Anhang B		33
Anhang E		33

Abbildungsverzeichnis

Bild 10.1 Illustration der V-Schaltung - 2-phasigen Messung (U_{L1L2} , U_{L2L3})	25
---	----

1 Anwendungsbereich

Gemäß EnWG [1] § 19 - „Technische Vorschriften“ ist der Netzbetreiber verpflichtet zusätzlichen Anforderungen, die über die VDE-AR-N 4110 [2] hinaus gehen, zu begründen. Dabei werden hier nur die konkreten zusätzlichen Anforderungen detailliert technisch beschrieben. Ergänzungen, die zur Konkretisierung der VDE-AR-N 4110 [2] und der Anforderungen gemacht werden, werden hier lediglich als solche gekennzeichnet. Es handelt sich hierbei ausdrücklich nicht um Ergänzungen im Sinne des § 19 EnWG [1].

Die hier vorliegenden Begründungen beziehen sich auf die Ergänzungen [3] zur VDE-AR-N 4110 [2] vom 15. Juni 2026 der Stromnetz Weiden i.d.OPf. GmbH & Co. KG.

Die weiteren Ausführungen im Abschnitt 1 der Ergänzungen [3] fassen die Anforderungen der VDE-AR-N 4110 [2] zusammen, konkretisieren diese und erläutern den Umgang mit Grauzonen zwischen verschiedenen Vorgaben.

Grundlage für Bild 1.1 in den Ergänzungen [3] ist der FNN-Hinweis „Vereinfachter Anschluss und Nachweis von Erzeugungsanlagen und Speichern mit Netzanschluss in der Mittel- und Hochspannung“ vom März 2024.

2 Normative Verweisung

- [1] „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung - Energiewirtschaftsgesetz [EnWG]“.
- [2] „VDE-AR-N 4110,“ Version 2018 inkl. Überarbeitungen 2023.
- [3] „Ergänzungen des Netzbetreibers zur VDE-AR-N 4110,“ Stand 15.06.2026.
- [4] „BDEW-Musterwortlaut,“ Version 1.1 vom 01.06.2026.
- [5] „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien [EEG],“ Erneuerbare-Energien-Gesetz.
- [6] „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung [KWKG],“ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.
- [7] „Netzrichtlinie für Fernwirktechnische Anbindung von an das Mittelspannungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen über IEC 60870-5-101 [NT-10-24]“.
- [8] „VDE-AR-N 4105,“ Version 2018.
- [9] FNN-Hinweis, „PAV,E - Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz,“ Version 1.0 vom April 2022.
- [10] „Anwendungshinweise“.
- [11] FNN-Hinweis, „Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz),“ Ausgabe Februar 2010.
- [12] FNN-Hinweis, „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen,“ Version vom Januar 2015.
- [13] „Energieanlagen-Anforderungen-Verordnung [EAAV]“.

3 Begriffe

Die zusätzlichen Begriffe und Erläuterungen in den Ergänzungen [3] stellen selbst keine zusätzlichen Anforderungen da. Sie dienen der besseren Lesbarkeit der Dokumente und der Konkretisierung einige Vorgaben der VDE-AR-N 4110 [2].

Die Ergänzungen zu Mischanlagen (Abschnitt 3.1.31) begründen sich daraus, dass das Schutz- und Regelungskonzept für Mischanlagen entsprechend dieser TAB-MS nicht für Speicher anwendbar ist. Bei Speichern sind die Erzeugung und der Verbrauch nicht separat schaltbar.

4 Allgemeine Grundsätze

4.2 Anschlussprozess und anschlussrelevante Unterlagen

4.2.1 Allgemeines

Es gelten grundsätzlich die Vordrucke und Verfahrensweisen, welche auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlicht sind. Grund hierfür ist, dass in einigen Vordrucken zusätzliche Angaben vom Netzkunden eingefordert werden, die leider in den Vordrucken der TARs fehlen und die sowohl für die weitere Bearbeitung als auch für die Sicherheit des Netzes (z. B. Netzschutz) notwendig sind.

Zum Punkt 5 der Tabelle 1 der VDE-AR-N 4110 [2]:

Das vorgelegte Anlagenzertifikat (bei Prototypen die Elektroplanung) muss eine mängelfreie Erzeugungsanlagen ausweisen und die Vorgaben des Netzbetreibers (TAB-MS) berücksichtigen. Die relativ strenge Vorgabe der VDE-AR-N 4110 [2], Tabelle 1, dass ein Anlagenzertifikat mind. 2 Wochen vor der „Bestellung von Stationskomponenten; Baubeginn/Beginn der Werksfertigung der Übergabestation“ beim Netzbetreiber vorzulegen ist, wird zugunsten des Anschlussnehmers auf einen späteren Zeitpunkt verschoben. Die Vorlage von mind. 4 Wochen vor der Inbetriebnahme der Übergabestation bzw. der Erzeugungseinheiten ist jedoch notwendig, damit dem Netzbetreiber ausreichend Zeit gegeben wird, das Anlagenzertifikat bzw. die Elektroplanung zu prüfen.

Für Erzeugungsanlagen und Speicher, die gemäß NELEV/EAAV-2024 oder mit einem $P_{Amax} < 135 \text{ kW}$ angeschlossen werden, sind teilweise andere Vordrucke und Formulare notwendig. Dies ist weder in der VDE-AR-N 4110 [2] noch im zugehörigen FNN-Hinweis im Detail beschrieben.

4.2.4 Bauvorbereitung und Bau

Es handelt sich hierbei um eine Konkretisierung zum Umgang mit fehlender Topografie zum Bezug der Einmessung.

4.2.5 Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation

In diesen Abschnitt wird der Prozess konkretisiert, um einen Reibungslosen Ablauf zu ermöglichen. Die zusätzlich geforderten Protokolle dienen der Prozessoptimierung zum Vorteil des Kunden und des Netzbetreibers.

4.3 Inbetriebnahme des Netzanschlusses/Inbetriebsetzung der Übergabestation

Schutz- und Fernwirkssysteme müssen zur Inbetriebnahme der Übergabestation korrekt funktionieren, um den sichern Netzbetrieb zu gewährleisten und die Personensicherheit zu garantieren.

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. Dies ist notwendig, weil im zugehörigen FNN-Hinweis leider nicht alle notwendige Unterlagen abgefragt werden, die für den Anschluss notwendig sind. Zum Beispiel wird im FNN-Hinweis nicht zwischen $P_{Amax} > \text{ bzw. } < 135 \text{ kW}$ unterschieden und die Betrachtung einer $P_{AV,E}$ -Überwachung $< 54 \% P_{inst}$ kommt nicht vor.

Für die Inbetriebsetzung sind nicht nur das Inbetriebsetzungsprotokoll notwendig, sondern z. B. auch die Schutzprüfprotokolle, das Erdungsprotokoll und weitere in Abschnitt 4.2.1 der VDE-AR-N 4110 [2] aufgeführten Unterlagen.

5 Netzanschluss

5.1 Grundsätze für die Ermittlung des Netzanschlusspunktes

Konkretisierung zum Anschlusskorridor und zu den Anschlussvarianten.

5.3 Betriebsspannung und minimale Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt

5.3.1 Allgemein

Konkretisierung zur Einordnung der Vorgaben aus dem BDEW-Musterwortlaut [4] und zum zukünftigen Vorgehen beim Netzbetreiber.

5.3.3 Mindestkurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt für Typ-1-Anlagen

Berichtigung eines formalen Fehlers in der VDE-AR-N 4110 [2].

5.4 Netzurückwirkungen

5.4.2 Schnelle Spannungsänderungen

Die Ergänzungen beschreiben, was im Rahmen der Anlagenbeurteilung zu berücksichtigen ist, wenn die Vorgaben zur schnellen Spannungsänderung nach Abschnitt 5.4.2 der VDE-AR-N 4110 [2] überschritten werden.

5.4.3 Flicker

Konkretisierung zum Umgang mit $P_{AV,E}$ -Überwachung und der Bewertung der Flicker, da weder BDEW-Musterwortlaut [4] noch VDE-AR-N 4110 [2] einen Hinweis liefern, welches S_A bzw. I_A bei einer $P_{AV,E}$ -Überwachung zu verwenden ist.

5.4.4 Oberschwingungen, Zwischenharmonische und Supraharmonische

Konkretisierung zum Umgang mit $P_{AV,E}$ -Überwachung und der Bewertung dieser Netzurückwirkungen, da weder BDEW-Musterwortlaut [4] noch VDE-AR-N 4110 [2] einen Hinweis liefern, welches S_A bzw. I_A bei einer $P_{AV,E}$ -Überwachung zu verwenden ist.

5.4.7 Tonfrequenz-Rundsteuerung

Die Tonfrequenz-Rundsteuerung ist bei der Planung von Blindleistungskompensationsanlagen / Filteranlagen zu berücksichtigen, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

5.5 Blindleistungsverhalten

Hier werden die Vorgaben zum Blindleistungsverhalten konkretisiert und ergänzende Ausführungen getätigt, um die Spannungshaltung im Netzgebiet sicher umsetzen zu können.

Stromnetz Weiden i.d.OPf. 	Begründungen der Ergänzungen (TAB-MS)	zu Version 2.0	
		Seite/von	10/ 33

6 Übergabestation

6.1 Baulicher Teil

6.1.1 Allgemeines

Die Ergänzungen in diesen Abschnitt dienen zur Konkretisierung zum Vorgehen beim Netzbetreiber.

6.1.2 Einzelheiten zur baulichen Ausführung

Beim Platzbedarf für die Fernwirktechnik sowie bei der Antennenmontage handelt es sich um eine Konkretisierung, um die Steuerbarkeit der Anlagen zu gewährleisten.

Sollte die fernwirktechnische Anbindung mittels Mobilfunk nicht umsetzbar sein (z.B. fehlender Mobilfunkempfang), so muss die Möglichkeit gegen sein, dass die Anbindung mittels kabelgebundener Übertragungstechnik realisiert werden kann. Daher wird eine entsprechende Möglichkeit der Kabeleinführung in die Übergabestation gefordert.

6.1.2.2 Zugang und Türen

Hier werden Schließanlagen des Netzbetreibers konkretisiert, um einen schnellen, flächendeckenden Eingriff der Servicemitarbeiter des Netzbetreibers zu ermöglichen.

6.1.2.7 Trassenführung der Netzanschlusskabel

Da der Netzbetreiber keine Vorgaben zu Hersteller und Typ der Einsätze macht, müssen diese zur Gewährleistung der Gebäudesicherheit vom Kunden bereitgestellt werden.

6.1.3 Hinweisschilder und Zubehör

6.1.3.1 Hinweisschilder

Zur Gewährleistung der Arbeitssicherheit des Betriebspersonals vor Ort ist die Anbringung des entsprechenden Hinweises erforderlich.

6.2 Elektrischer Teil

6.2.1 Allgemeines

6.2.1.1 Allgemeine technische Daten

Die Ausführungen in diesen Abschnitt sind Konkretisierungen im Sinn des BDEW-Musterwortlauts [4].

6.2.1.3 Schutz gegen Störlichtbögen

Der FNN Hinweis „Netzstationen“ gibt keinen Umfang der Übertragbarkeitsanalyse vor.

Durch das Versetzen von fabrikfertigen Stationen im wirtschaftlichen Zusammenhang wird das Verhalten der Kundenanlage am Netz nicht wesentlich verändert.

6.2.2 Schaltanlagen

6.2.2.1 Schaltung und Aufbau

Es handelt sich um eine Wahlmöglichkeit durch den Kunden und die Ergänzung stellt damit keine zusätzliche Mindestanforderung da.

6.2.2.2 Ausführung

Es handelt sich um Konkretisierung zu den Vorgaben für den Einsatz von FRA (Kurzschluss-/Erdschlussanzeiger).

„Gegen Wiedereinschalten sichern“ ist eine Maßnahme der „fünf Sicherheitsregeln“ für Arbeiten im spannungsfreien Zustand gemäß VDE 0105-100. Bei ferngesteuerten Schaltern muss dazu die Hilfsenergie unwirksam gemacht werden, das betrifft insbesondere auch die Schalter im Verfügungsbereich des Netzbetreibers. Daher ist für das Bedienpersonal des VNB einheitlich ein Hinweis anzubringen, wo in der Kundenanlage die Hilfsenergie unwirksam gemacht werden kann.

6.2.2.4 Schaltgeräte

Um eine sicherer Vor-Ort-Bedienbarkeit der Schaltanlagen zu gewährleisten, muss der Schaltzustand der Schaltgeräte auch ohne Hilfsspannung eindeutig erkennbar sein.

Übergabestation

Mit Verlassen des kundeneigenen MS-Kabels aus der elektrischen Betriebsstätte ist die Gefahr eines Kurzschlusses bzw. Erdschlusses durch nicht kontrollierbare äußere Einflüsse gegeben (z.B. Grabarbeiten, Spieße, ...) und ist durch den kundeneigenen Netz-Schutz zu klären. Die Angabe gemäß BDEW-Musterwortlaut [4] „*eigenes MS-Kabel > 25 m*“ ist aus Sicht des Netzbetreibers unzureichend.

6.2.2.5 Verriegelungen

Um die Abrechnung sicherzustellen, müssen dafür relevante Bauteile abgesperrt werden. Die Absperrung des Erdungsschalters dient zur Vermeidung von Fehlbedienungen.

6.2.2.6 Transformatoren

Dieser Abschnitt stellt keine zusätzliche Mindestanforderung dar, sondern weist auf die Auswirkung von Transformatoren > 2,5 MVA hin und gibt entsprechende Empfehlungen.

6.2.2.7 Wandler

Zu Allgemeines

Folgende Punkte werden in diesen Bereich konkretisiert:

- Anwendungsbereich (NS-Netz, MS-Netz, Umspannwerk und Schaltstation) der im Musterwortlaut genannte Strom- und Spannungswandler.
- Vorlage der Bürdenberechnung im Rahmen der Projektdokumentation.
- Klassenangabe von Messkernen und Messwicklungen bei dezentral aufgebauten Erzeugungseinheiten.

Die Einbaurichtung der Stromwandler fehlt im Text des BDEW-Musterwortlauts [4] und ist entscheidend für die Richtungsbewertung aller Messsysteme.

Gemäß VDE 0100-520 gilt unter Abschnitt 521.11, wenn Schutzeinrichtungen zum Schutz bei Kurzschluss nach DIN VDE 0100-430 (VDE 0100-430):2010-10, 434.2.1 nicht eingesetzt werden, müssen Kabel und Leitungen kurzschluss- und erdschluss sicher verlegt werden.

Eine Vorgabe zur einheitlichen Verschaltung der offenen Dreieckswicklung reduziert die Wahrscheinlichkeit einer falschen Richtungsbestimmung bei der gerichteten Erdschlusserfassung nach dem wattmetrischen Verfahren.

Mit Anschluss einer Kurzschlusschutzeinrichtung an einen Stromwandler ist die Sekundärerdung in Richtung des zu schützenden Objektes (Richtung Kundenanlage) auszuführen. Mit der Einbaurichtung des Stromwandlers (P1) Richtung Netz des Netzbetreibers und (P2) Richtung Kundenanlage ist somit S2 zu erden.

Stromnetz Weiden i.d.OPf. 	Begründungen der Ergänzungen (TAB-MS)	zu Version 2.0	
		Seite/von	12/ 33

Die Aderquerschnitte der Wandler-Sekundärleitungen sind hinsichtlich mechanischer Festigkeit und Stromtragfähigkeit ausgelegt.

Gemäß Norm EN 61869-2 ist der im BDEW-Musterwortlaut [4] genannte thermischer Bemessungs-Dauerstrom der Stromwandler: $1,2 \times I_{pn}$ mit $1,2 \times I_{pr}$ zu bezeichnen.

Für das wattmetrischen Verfahren zur Erdschlussrichtungserfassung ist für eine zuverlässige Richtungserkennung ein Erdstromwandler mit der aufgeführten Spezifikation notwendig.

Werden Messeinrichtungen an den Schutzkern angeschlossen gelten für die Strommesseingängen die gleichen Anforderungen wie für Schutzeinrichtungen.

6.2.2.8 Überspannungsableiter

Die Vorgabe ist notwendig, um Überspannungsereignisse gesichert ableiten zu können.

6.2.4 Erdungsanlage

Beim Netzbetreiber gilt standardmäßig ein Erdungswiderstand in RESPE-Netzen von $2,5 \Omega$ ($Z_E = U_E / I_E = 2 \times 75 \text{ V} / 60 \text{ A} = 2,5 \Omega$). Dabei wird für eine Stromflussdauer beträchtlich länger als 10 s als zulässige Berührungsspannung U_{Tp} ein Wert von 75 V festgelegt. Damit ergeben sich einheitliche und bekannte Erdungswiderstände für den Freileitungs- und Stationsbereich. Diese weisen gegenüber dem auf der Norm DIN EN 50522 basierenden 80-V-Wert eine Sicherheitsreserve auf.

Nach DIN EN 50522 hat die thermische Auslegung des Erders/Erdungsleitung entsprechend dem Doppelerdschlussstrom im RESPE-Netz zu erfolgen.

Bei den Erdungsleitern handelt es sich um Leiter mit Schutzfunktion, so dass die Farbe grün-gelb einzusetzen ist. Da z. B. die Kabel NYY auch in der Ausführung -J erhältlich sind, soll die Verwendung der der Ausführung -O mit grün-gelber Markierung an den Enden nicht erfolgen (vgl. DIN VDE 0100-510).

Bei spezifischen Erdwiderständen $> 2000 \Omega m$ werden sehr große und kostenintensive Erdungsanlagen erforderlich. An diesen Stationen ist es möglich, die zulässige Gesamterdungsimpedanz Z_E (zur Einhaltung der maximalen Berührungsspannung) unter Zuhilfenahme weiterer angeschlossener Erdungsanlagen (beispielsweise über angeschlossene Kabelschirme) einzuhalten. Dies muss in Absprache mit dem Netzbetreiber und messtechnischem Nachweis vor der Inbetriebnahme erfolgen.

6.3 Sekundärtechnik

6.3.2 Fernwirk- und Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle

Die Vorgabe dient zur Standardisierung und damit sichern und effizienten Netzbetrieb.

6.3.2.1 Bedingungen für den Aufbau einer Fernwirk- und Prozessdatenübertragung

Grundsätzlich sind die gesetzlichen Vorgaben zu beachten, z. B. EEG [5], § 9 Abs. 3 (Anlagenzusammenfassung), die Definition des Anlagenbegriffs bei Biomasseanlagen sowie des KWKG [6], § 2 Nr. 14. Unter der „Summenwirkleistung“ aus dem BDEW-Musterwortlaut [4] ist die Leistung der Neuanlagen unter Berücksichtigung dieser Vorgaben zu verstehen. In den Ergänzungen zur VDE-AR-N 4110 [2] werden diese Leistungen pauschal unter dem Begriff Anlagenzusammenfassung zusammengefasst.

Ist die Summenwirkleistung je Energieart gemäß Anlagenzusammenfassung $\geq 100 \text{ kW}$ – bei PV-Anlagen $\geq 100 \text{ kWp}$, sind diese Neuanlagen fernwirktechnisch an die netzführende Stelle des Netzbetreibers anzubinden. Dies gilt für Kunden, die bisher keine fernwirktechnische Einrichtung verbaut haben.

Stromnetz Weiden i.d.OPf. 	Begründungen der Ergänzungen (TAB-MS)	zu Version 2.0	
		Seite/von	13/ 33

Ist in der Übergabestation des Kunden bereits eine fernwirktechnische Einrichtung installiert, so ist die Neuanlage $\geq 25 \text{ kW(p)}$ gemäß Anlagenzusammenfassung in die bestehende Fernwirktechnik einzubinden. Der Grund hierfür ist, dass bereits eine technische Einrichtung für die Steuerung der Erzeugungsanlagen / Speicher vorhanden ist und diese genutzt werden soll. Der Einbau einer anderen, zusätzlichen Technik ist nicht sinnvoll. Die 25 kW(p) ergeben sich aus dem EEG [5].

Ist für eine neue Erzeugungsanlage / ein Speicher eine Anlagenzertifizierung auf Basis der VDE-AR-N 4110 [2] erforderlich (mit Anlagenzertifikat und Konformitätserklärung), ist für die Neuanlage generell eine fernwirktechnische Einrichtung zu verbauen. Grund hierfür ist, dass im Rahmen der Anlagenzertifizierung mehrere Nachweise zu erbringen sind, die nur mit Vorhandensein einer fernwirktechnischen Einrichtung erbracht werden können.

Die Bestandsanlagen außerhalb der o. g. Anlagenzusammenfassung (z. B. PV-Anlagen älter als 12 Monate) sind nicht Bestandteil der „Summenwirkleistung“ aus dem BDEW-Musterwortlaut [4]. Würden sie in der Summenwirkleistung berücksichtigt, kann dies ein Widerspruch zum EEG [5] zur Folge haben.

Beispiel: Eine PV-Anlage mit 200 kWp von 2015 wird um weitere 20 kWp erweitert. Gemäß den gesetzlichen Vorgaben ist hierfür keine fernwirktechnische Einrichtung notwendig.

Die nachträgliche Umrüstung von Bestandsanlagen auf Fernwirktechnik ergibt sich aus den Vorgaben des EEG [5]. In der Regel werden die bis dahin bestehenden Funkrundsteuerempfänger durch die neue Fernwirktechnik ersetzt.

6.3.2.2 Fernwirktechnik in der kundeneigenen Übergabestation

Es handelt sich um eine Konkretisierung, dass die beigestellte Fernwirktechnik durch den Anschlussnehmer zu montieren ist.

Damit eine unverzügliche Behebung der Störung in der Kundenanlage, wie in Abschnitt 8.8 der VDE-AR-N 4110 [2] gefordert wird, überhaupt möglich ist, muss die Technik des Kunden überwacht werden und Störungsmeldungen an eine 24Stunden/365Tage besetzte Meldestelle gesendet werden.

6.3.2.3 Zusätzliche Anforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher mit Fernwirktechnik

Gemäß der VDE-AR-N 4110 [2] gibt der Netzbetreiber vor, wie sich die Erzeugungsanlage bei Ausfall der Fernwirkanbindung verhalten soll. Dies wird in diesem Abschnitt mit den Absätzen 2 bis 4 konkretisiert.

Die kundeneigene Verbindung zwischen Übergabestation und Erzeugungsanlagen kann für die Fernwirksignale auch mit drahtloser Kommunikation realisiert werden (Konkretisierung).

Steuersignale, Messwerte und Rückmeldungen sind je nach Kundenanlagenkonstellation am Netzanschlusspunkt oder an einem Messpunkt innerhalb der Kundenanlage (z.B. Mischanlagen) bereitzustellen. Dies gilt auch bei Erweiterungen/Umbauten von bestehenden Erzeugungsanlagen. Dies wird im Text und der Tabelle konkretisiert:

- Bei Mischanlagen mit unterschiedlichen Energieträgern gelten die Steuersignale je steuerbare Ressource für den Messpunkt innerhalb der Kundenanlage. Auch die Messwerte und Rückmeldungen sind hier zu erfassen. Dies kann der Netzbetreiber gemäß Abschnitt 10.2.2.6 der VDE-AR-N 4110 [2] vorgeben.
- Bei Mischanlagen mit gleichem Energieträger kann eine Differenzierung der Steuersignale, Messwerte und Rückmeldungen je nach Alter der Bestandsanlage notwendig sein, weil diese Bestandsanlagen nicht alle aktuell geforderten Steuersignale umsetzen können. Zum Beispiel können Bestandsanlagen mit Inbetriebsetzung vor 2012 oftmals keine Blindleistungs-Sollwerte umsetzen. Erzeugungsanlagen mit Zertifizierung nach BDEW-Richtlinie (vor 2018) können ggf. nur einen $\cos\phi$ -Sollwert verarbeiten und einstellen. Neuanlagen nach aktueller TAB-MS müssen jedoch vollständig steuerbar sein. Daher bekommen diese Anlagen in der Regel unterschiedliche Steuersignale.
- Sind in einer klassischen Erzeugungsanlage (keine Mischanlage) mehr als eine steuerbare Ressource aufgebaut, sind diese gemäß EEG [5] separat zu steuern, so dass P-Sollwerte je SR vorgegeben werden. Bei Anlagen mit einem längeren kundeneigenen MS-Kabelnetz wirken die Kabel kapazitiv und sind am NAP durch die Anlage selbst zu kompensieren. Daher sind die Vorgaben zur Blindleistung am NAP umzusetzen.

Bei Erweiterungen von Bestandsanlagen, die bereits mit Fernwirktechnik ausgestattet sind, kann es zu Abweichungen von der NT-10-24 [7] kommen (z.B. abweichende Adressierung), um keine Anpassungen an der fernwirktechnischen Anbindung des Bestands vornehmen zu müssen.

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

Dieser Abschnitt dient zur Konkretisierung, da der BDEW-Musterwortlaut [4] keine Vorgaben für die Netzebene 4 macht.

6.3.3 Eigenbedarfs- und Hilfsenergieversorgung

Die Leistungsangabe für die Kommunikations- und Fernwirktechnik des Netzbetreibers sowie dass der Betrieb ohne funktionstüchtige netzunabhängige Hilfsenergieversorgung unzulässig ist, ist eine Konkretisierung zur Gewährleistung der Steuerbarkeit von Kundenanlagen.

Hilfsspannungsversorgung für mindestens 8 Stunden zusätzlich am Leistungsschalter inkl. der zugehörigen Übertragungswege ist ein Prüfpunkt im Schutzprüfprotokoll im Anhang I des BDEW-Musterwortlauts [2] und muss unabhängig vom verwendeten Vordruck sichergestellt werden.

6.3.4 Schutzeinrichtungen

6.3.4.3 Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

6.3.4.3.1 Allgemeines

Die Vorhaltezeit für Störfallaufzeichnungen ist in der VDE-AR-N 4110 [2] nicht geregelt und ist für eine praktikable Störungsaufklärung mit mindestens zwei Wochen angegeben.

Werden Schaltgeräte durch ein Schutzgerät angesteuert, so sind diese grundsätzlich als Leistungsschalter auszuführen, um eine schnelle und gesicherte Abschaltung zu gewährleisten.

Die Ausführungen zu den Überwachungsfunktionen treffen konkrete Festlegungen, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit eine unverzügliche Störungsbehebung gemäß Abschnitt 8.8 der VDE-AR-N 4110 [2] möglich ist.

6.3.4.7 Schutzprüfung

Die vom Netzbetreiber bereitgestellten Prüfprotokolle wurden auf Basis des BDEW-Musterwortlauts [4] entwickelt und in das beim Netzbetreiber übliche Format überführt.

6.4 Störschreiber

In diesem Abschnitt werden Konkretisierungen zum Störschreiber gemacht, um die Netzqualität langfristig bewerten und sicherstellen zu können.

8 Betrieb der Kundenanlage

8.1 Allgemeines

Die Priorität für die Wirkleistungsvorgaben eines Direktvermarkters und sonstiger Dritter wird in den FAQs des VDE/FNN geregelt und ist in den Ergänzungen detaillierter und übersichtlicher dargestellt.

Darüber hinaus ist bei Kundenanlagen mit $P_{AV,E}$ -Überwachung zu berücksichtigen, dass bei einer Unterfrequenz die Leistung am Netzanschlusspunkt nicht über den Wert von $P_{AV,E}$ ansteigen darf. Eine Überschreitung von $P_{AV,E}$ könnte ggf. dann vorkommen, wenn eine EZA mit ca. 95% $P_{AV,E}$ einspeist und dann bei einer Unterfrequenz die Leistung proportional zu P_{mom} gesteigert wird. Bei einer Überschreitung von $P_{AV,E}$ würde die Grenzkurvenüberwachung und/oder der $P_{AV,E}$ -Schutz die EZA abschalten, obwohl gerade in dieser Situation eine Unterfrequenz mit entsprechendem Leistungsdefizit im Netz vorliegt. Aus dem Grund wird die Priorität der Leistungsüberwachung nach Abschnitt 8.13 der Ergänzungen [3] über die Priorität des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenzen gelegt. Dies betrifft sowohl die $P_{AV,E}$ -Überwachung als auch die dauerhafte Drosselung. Diese Vorgabe dient der Netzsicherheit und ist ansonsten nirgendwo beschrieben.

Die Abschaltung von Erzeugungsanlagen bei Umschaltung von der Haupt- auf die Reserveübergabe begründet sich aus dem EEG [5], das für Erzeugungsanlagen nur eine (n-0)-sichere Anbindung vorsieht. Die Trennung von Speichern bildet hierbei eine Ausnahme: Eine Leistungserzeugung ist – analog zu Erzeugungsanlagen – nicht zulässig. Ein Leistungsbezug von Graustromspeichern sollte jedoch möglich sein.

Werden Speicher, die sich mit Anschluss an der Hauptübergabe an der vollständigen dynamischen Netzstützung beteiligen, auf eine Reserveübergabe mit Anschluss an einer Übergabestation in der Netzebene 5 umgeschaltet, so dürfen sich diese Speicher nicht mehr an der vollständigen dynamischen Netzstützung beteiligen – auch nicht bei Leistungsbezug. Grund hierfür ist eine negative Beeinflussung der Fehlereinschätzung im Schaltfeld (UW/SSt) durch Zwischeneinspeiseeffekte sowie eine mögliche Gefährdung der AWE der betroffenen MS-Leitung des Netzbetreibers. Die Funktionsfähigkeit der Vorgaben zur dynamischen Netzstützung gemäß 10.2.3.3 der Ergänzungen [3] werden über den in der Reserveübergabe geforderte gerichteter Kurzschlusschutz mit U-I-Anregung überwacht.

8.2 Netzführung

Die Einführung der ANV ist erforderlich, um einheitliche Standards für Arbeiten im Netz sowie klare Schnittstellen und Verantwortlichkeiten festzulegen. Sie gewährleistet eine konsistente Netzrichtlinie für alle Spannungsebenen von 0,4 kV bis 110 kV im Verteilnetz des Netzbetreibers. Damit stellen wir Sicherheit für Personen und Anlagen sicher.

8.6 Instandhaltung

In diesem Abschnitt wird der Umgang mit den genannten Protokollen konkretisiert.

8.8 Betrieb bei Störungen

In diesem Abschnitt werden Verweise auf die relevanten Punkte für den Betrieb bei Störungen gemacht.

8.9 Notstromaggregate

Die Ergänzungen für Notstromaggregate mit einem vereinbarten Probebetrieb haben folgende Gründe:

- Notstromaggregate können sowohl eine hohe Leistung einspeisen als auch die Kurzschlussleistung im Netz des Netzbetreibers temporär erhöhen. In Engpassgebieten oder Netzen mit kritischer Kurzschlussfestigkeit könnte somit der Probebetrieb problematisch sein. Daher ist zumindest eine netzplanerische Beurteilung der Einspeiseleistung notwendig (keine formal anzumeldende Netzanschlussprüfung).
- Mit einem Notstromaggregat will der Anschlussnehmer bei Bedarf ein Inselnetz bilden. Gemäß Abschnitt 10.2.1.4 der Ergänzungen [3] benötigt der Netzbetreiber Informationen z. B. über den Aufbau und die Wiederschaltung des Inselnetzes (Abschnitt 10.2.1.4 dieser Begründungen).
- Auf den Einbau der Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion kann verzichtet werden, da i. d. R. mit der vertraglichen Vereinbarung von Dauer, Häufigkeit und Zeitraum keine Spannungsprobleme zu erwarten sind.
- Der BDEW-Musterwortlaut [4] fordert mindestens einen Entkopplungsschutz, ohne diesen aber näher zu spezifizieren. Grundsätzlich benötigt das Notstromaggregat eine Entkopplungsschutz am Generator, der u. a. im Inselbetrieb wirksam ist. Für den Netzbetreiber entscheidend ist aber der übergeordnete Entkopplungsschutz, der im Probebetrieb wirksam ist und im Falle einer Störung im Versorgungsnetz das Notstromaggregat abschaltet. Dieser wird in den Ergänzungen [3] näher spezifiziert.
- Ein allpoliges Schalten ist aus Sicherheitsgründen notwendig und wird analog VDE-AR-N 4105 [8] gefordert.
- Gemäß BDEW-Musterwortlaut [4] ist die Frage zur Abrechnung der eingespeisten Energie mit dem Netzbetreiber abzustimmen, die der Netzbetreiber hiermit projektübergreifend beantwortet.

8.10 Besondere Anforderungen an den Betrieb von Speichern

Der Hinweis im ersten Satz des BDEW-Musterwortlauts [4] BDEW-Musterwortlaut [4] bezieht sich auf Abschnitt 10.2.4.1 des BDEW-Musterwortlauts [4] und nicht auf den entsprechenden Abschnitt der VDE-AR-N 4110 [2] oder der Ergänzungen [3] des Netzbetreibers.

Da es innerhalb einer Kundenanlage mehrere Steuerbare Ressourcen (SR) geben kann und diese gemäß EEG [5] separat zu steuern sind, ist die Festlegung wichtig, dass die Vorgaben zur Wirkleistungs- und Blindleistungsvorgabe je SR gelten.

8.13 Leistungsüberwachung

Eine differenzierte Betrachtung der Leistungsüberwachung ($P_{AV,E}$ -Überwachung) und die dauerhafte Drosselung von Erzeugungseinheiten hat den Grund, dass hierfür unterschiedliche Vorgaben umzusetzen sind. Die Aufteilung in zwei verschiedene Abschnitte erleichtert dies.

Die Ergänzungen zu Tabelle 1 aus dem FNN-Hinweis „ $P_{AV,E}$ - Überwachung bei Anschlüssen am Mittel- & Hochspannungsnetz“ (kurz $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9]) mit nachfolgenden Ergänzungen hat folgende Gründe:

- Bei den Vorgaben aus Tabelle 1 handelt es sich laut $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] um Anwendungsempfehlungen.
- Bei einer ausschließlich dauerhaften Drosselung von Erzeugungseinheiten (keine $P_{AV,E}$ -Überwachung) können relativ geringe Leistungsdrosselungen vorkommen. Hierfür sind die Vorgaben aus Tabelle 5 des $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweises [9] mit den hohen Toleranzen für die Schutzeinstellwerte wenig sinnvoll, weil diese Schutzeinstellwerte i. d. R. höher wären als die ungedrosselte Leistung. Aus dem Grund werden in Abschnitt 18.3.2 der Ergänzungen [3] andere Vorgaben für die Schutzeinstellwerte definiert. Zur Vereinfachung gelten diese Vorgaben für jedes Verhältnis von $P_{AV,E} / \Sigma P_{E_{max}}$.
- Sofern in einer Kundenanlage Erzeugungseinheiten oder Speicher dauerhaft gedrosselt werden ($P_{E_{max,red.}}$), ist für diese Einheiten generell eine Wirkleistungsbegrenzung mit den entsprechenden Vorgaben aus Abschnitt 8.13.2 der Ergänzungen [3] umzusetzen, um eine höhere Erzeugungsleistung zu unterbinden.
- Sofern eine dauerhafte Drosselung und eine $P_{AV,E}$ -Überwachung in einer Kundenanlage vorkommen, ist widerspruchsfrei dargestellt, welche Anforderungen gelten.

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

Dieser Abschnitt dient zur Einleitung und konkretisiert die Anwendung der Abschnitt 8.13.1.1 und 8.13.1.2 sowie 8.13.2.

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

Zu Abschnitt 5.2 des $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweises [9] „Umsetzung der definierten $P_{AV,E}$ – Wirkleistungsgrenzkurve im EZA-Regler oder in einer separaten technischen Einrichtung“

Der $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] beschreibt zwei alternative Vorgehensweisen bei $P_{AV,E} = 0$ (Nulleinspeisung). Die Ergänzungen [3] legen fest, dass in diesen Fällen eine Überwachung von P_{min} in Bezugsrichtung erfolgen muss.

Im $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] wird bei einer Überwachung von $P_{AV,E}$ durch P_{min} in Bezugsrichtung dargestellt, dass bei einer Zeit von 10,4 s die Grenzkurvenüberwachung und die $P < \text{Schutz}$ funktion zeitgleich auslösen können. Dies zeigt sich z. B. im Bild 9 des $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweises [9], in dem der Auslösewert des $P < \text{Schutz}$ es direkt auf der $P_{AV,E}$ -Grenzkurve liegt. Dies würde aber dazu führen, dass eine Wiederschaltung erst in Absprache mit dem Netzbetreiber zulässig wäre. Aus dem Grund ist es sowohl für den Netzkunden als auch für den Netzbetreiber sinnvoller, dass die $P_{AV,E}$ -Grenzkurve vor dem $P < \text{Schutz}$ auslöst, so wie es auch in Einspeise-Richtung realisiert wird. Der Wert für P_{min} wurde auf 50 % des Wertes aus der Tabelle 2 des $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweises [9] reduziert, weil dieser Wert zuverlässig für die $P < \text{Schutz}$ stufe gemessen werden kann, und gilt für alle Berechnungen. Damit aber die $P_{AV,E}$ -Grenzkurve vor dem $P < \text{Schutz}$ auslöst, ist die Formel für die $P_{AV,E}$ -Grenzkurve wiederum auf $2 \times P_{min}$ anzupassen ($2 \times 50 \% = 100 \%$). Damit folgt die $P_{AV,E}$ -Grenzkurve wieder dem im $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] beschriebenen Verlauf. Die Korrektur der Formel gilt nur bei Überwachung von $P_{AV,E}$ durch P_{min} in Bezugsrichtung.

Zu Abschnitt 5.3.2 des $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweises [9] „Anforderungen an die Umsetzung der $P_{AV,E}$ - Wirkleistungsgrenzkurve“

Die im $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] beschriebene Option zur Vorgabe eines Abschaltsignals bei Überschreitung der $P_{AV,E}$ – Wirkleistungsgrenzkurve wird in den Ergänzungen verbindlich definiert.

Stromnetz Weiden i.d.OPf. 	Begründungen der Ergänzungen (TAB-MS)	zu Version 2.0	
		Seite/von	19/ 33

Zu Abschnitt 5.3.3 des P_{AV,E}-FNN-Hinweises [9] „Anforderungen an die Umsetzung der P_{AV,E} - Schutzeinrichtung“

Die im P_{AV,E}-FNN-Hinweis [9] beschriebene Option, dass bei $P_{AV,E} < P_{min}$ die Schutzstufe $P_{<}$ in Bezugsrichtung zu realisieren ist, wird in den Ergänzungen verbindlich vorgegeben.

Laut P_{AV,E}-FNN-Hinweis [9] führt eine Unterschreitung von P_{min} zu einer Auslösung sowohl der P_{AV,E}-Grenzkurvenüberwachung als auch die P_{AV,E}-Schutzfunktion, so dass eine automatische Wiederschaltung nicht möglich ist. Das in den Ergänzungen beschriebene, alternative Konzept zur Blockierung der Kuppelschalter für die P_{AV,E}-Schutzfunktion lässt jedoch eine automatische Wiederschaltung zu. Die Umsetzung obliegt dem Anschlussnehmer.

Zu Abschnitt 5.5 des P_{AV,E}-FNN-Hinweises [9] „Nachweisführung und Betriebsphase“

Die Ergänzungen verweisen auf ein Protokoll, das der Anschlussnehmer für die Nachweisführung nutzen kann.

Zu Abschnitt 6 des P_{AV,E}-FNN-Hinweises [9] bzgl. „10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement“

Sind in der Kundenanlage mehr als eine steuerbare Ressource (SR) vorhanden und ist die P_{AV,E}-Überwachung nur nach dem Abschnitt „Umsetzung der definierten P_{AV, E} – Wirkleistungsgrenzkurve im EZA-Regler oder in einer separaten technischen Einrichtung“ des P_{AV,E}-FNN-Hinweises [9] umgesetzt, könnte es – ohne zusätzliche Ergänzungen- im Falle eines Redispatches dazu kommen, dass nach dem Redispatch eine steuerbare Ressource mehr Leistung erzeugt als vor dem Redispatch.

Beispiele für Situationen, in denen die P_{AV,E}-Überwachung einen oder mehrere Energieträger abregelt (Primärleistung $>P_{AV,E}$):

- Bei zwei unterschiedlichen Energieträgern wird nur ein Energieträger abgeregelt. Die P_{AV,E}-Überwachung sieht, dass am NAP Leistung „frei“ wird und regelt den anderen Energieträger automatisch hoch.
- Ein Energieträger speist 100 % P_{inst} ein, der zweite Energieträger wird durch die P_{AV,E}-Überwachung auf 40 % P_{inst} reduziert (könnte aber aufgrund der hohen Primärenergie deutlich mehr erzeugen). Nun erhalten beide steuerbare Ressource einen Redispatch-Sollwert von 60 % P_{inst} . Der erste Energieträger reduziert seine erzeugte Leistung auf 60 % P_{inst} , der zweite Energieträger fährt seine Leistung von 40 % P_{inst} auf 60 % P_{inst} hoch.
- In einer Kombination PV und Speicher erhalten beide steuerbaren Ressourcen einen RD-Sollwert von 30 % P_{inst} . Die PV fährt den vorgegebenen Sollwert an. Der Speicher, der zuvor im Ladezustand war, fährt nun in den Entladezustand und erzeugt 30 % P_{inst} .

In diesen Situationen entspricht die Höhe der Netzentlastung im Netz des Netzbetreibers nicht der Höhe der voraussichtlichen Entschädigungszahlung im Rahmen des Redispatch. Aus dem Grund muss sichergestellt sein, dass im nach dem Redispatch keine steuerbare Ressource mehr Leistung erzeugt als vor dem Redispatch. Ist soll durch das in den Ergänzungen beschriebene Konzept gewährleistet werden.

Zu Abschnitt 6 des P_{AV,E}-FNN-Hinweises [9] bzgl. „10.2.4.3 Wirkleistungsanpassung bei Über- und Unterfrequenz“

Die P_{AV,E}-Regelung in der Kundenanlage muss berücksichtigen, dass bei einer Unterfrequenz die Leistung am Netzanschlusspunkt nicht über den Wert von $P_{AV,E}$ ansteigt. Würde nämlich die P_{AV,E}-Grenzkurvenüberwachung und/oder die P_{AV,E}-Schutzstufen auslösen, weil $P_{AV,E}$ durch eine falsch priorisierte Regelung überschritten würde, käme es bei Unterfrequenz zu einer Abschaltung von Erzeugungsleistung. Dies darf aufgrund der Systemstabilität nicht passieren.

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

Es handelt sich um Konkretisierungen und um eine übersichtliche Zusammenfassung aller Vorgaben aus dem FNN-Hinweis „Vereinfachter Anschluss und Nachweis von Erzeugungsanlagen und Speichern mit Netzanschluss in der Mittel- und Hochspannung“.

Stromnetz Weiden i.d.OPf. 	Begründungen der Ergänzungen (TAB-MS)	zu Version 2.0	
		Seite/von	20/ 33

Die Empfehlung aus dem FNN-Hinweis, dass bei einem Leistungsverhältnis $P_{AV,E} \geq 54 \% \Sigma(P_{E_{max}} + P_{E_{max,red}})$ die $P_{AV,E}$ -Überwachung niederspannungsseitig gemessen werden darf, gilt nur dann, wenn am Netzanschlusspunkt ein MS/NS-Transformator vorhanden ist. Nur in diesem Fall sind die Summenleistung am NAP und die gemessene Leistung (unter Vernachlässigung der Trafoverluste) identisch. Hat jedoch ein Kunde mehrere MS/NS-Transformatoren, ist die Messung der Gesamtleistung $P_{AV,E}$ am Netzanschlusspunkt über die MS-Wandler am Netzanschlusspunkt sachgerecht.

8.13.2 Dauerhafte Drosselung von Erzeugungseinheiten

Die übersichtliche Zusammenfassung aller Anforderungen für die dauerhafte Drosselung von Erzeugungseinheiten ist eine Konkretisierung der Vorgaben aus den $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] und „Vereinfachter Anschluss und Nachweis von Erzeugungsanlagen und Speichern mit Netzanschluss in der Mittel- und Hochspannung“.

Erfolgt über die Parametrierung der Erzeugungseinheiten / des Speichers eine dauerhafte Drosselung auf Leistungen $P_{E_{max,red}} < P_{E_{max}}$ und ist $P_{AV,E} \geq 0,95 \times \Sigma(P_{E_{max,red}} + P_{E_{max}})$, stellt die P>-Schutzstufe sicher, dass die vertragliche Einspeiseleistung $P_{AV,E}$ nicht überschritten, wenn z.B. durch ein Software-Update die dauerhafte Drosselung (versehentlich) aufgehoben wird.

10 Erzeugungsanlagen

10.1 Allgemeines

Wie mit Motor-, Generator-, Erzeuger-, Batterie und Umrichterprüfständen umzugehen ist, die netzparallel betrieben werden und temporär Energie in das Netz des Netzbetreibers oder das des Anschlussnehmers einspeisen, wird weder in der VDE-AR-N 4110 [2] noch im BDEW-Musterwortlaut [4] beschrieben. Daher erfolgt die Ergänzung, dass die Anforderungen mit dem Netzbetreiber abzustimmen sind.

10.2 Verhalten der Erzeugungsanlage am Netz

10.2.1 Allgemeines

10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen

Es handelt sich um eine Klarstellung zur Gewährleistung der Netzqualität.

10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit

Die Angaben des Netzkunden darüber, wie er einen Inselnetzbetrieb aufbaut und diesen Inselbetrieb anschließend wieder mit dem Netz des Netzbetreibers verbindet, sind für einen sicheren Netzbetrieb zwingend erforderlich. Abhängig von dem gewählten Konzept sind unterschiedliche technische Einrichtungen notwendig.

10.2.2 Statische Spannungshaltung/Blindleistungsbereitstellung

10.2.2.2 Blindleistungsbereitstellung bei $P_{b\text{ inst}}$

Der Satz aus der VDE-AR-N 4110 [2], in der es heißt, „Jede anzuschließende Erzeugungsanlage muss in der Lage sein, die Anforderungen am Netzanschlusspunkt nach Bild 5 zu erfüllen.“ gilt nur für klassische Einspeiser, nicht für Mischanlagen. Gemäß Abschnitt 10.2.2.6 der Ergänzungen [3] ist in Mischanlagen die Blindleistung am Messpunkt der EZA innerhalb der Kundenanlage bereit zu stellen. Insofern sind die Sätze in den Ergänzungen eine Konkretisierung der Vorgaben aus Abschnitt 10.2.2.6 der VDE-AR-N 4110 [2].

Die maximal bereit zu stellende Blindleistung bezieht sich laut VDE-AR-N 4110 [2] auf $P_{b\text{ inst}}$. Im $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] steht, dass bei Erzeugungseinheiten mit einer dauerhaften maximalen reduzierten Wirkleistung $P_{Amax} = \Sigma P_{Emax,red}$ ist. Dies gilt aber nicht für die Ermittlung von P_{inst} , eine dauerhafte Drosselung der Erzeugungseinheiten hat somit auf $P_{b\text{ inst}}$ keinen Einfluss. Hintergrund dieser Konkretisierung ist, dass es insbesondere bei gedrosselten Erzeugungseinheiten, z. B. aufgrund des quasistationären Betriebs, Missverständnisse über die Höhe der maximalen Blindleistung gibt.

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

Die Vorgaben bei klassischen Erzeugungsanlage mit $P_{AV,E}$ -Überwachung und $P_{b\text{ inst}} > P_{AV,E}$ sind im $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] missverständlich beschrieben und werden hier konkretisiert.

Alle Vorgaben in der VDE-AR-N 4110 [2] VDE-AR-N 4110 [2] sind in diesem Abschnitt für reine Einspeiser mit Regelung auf den NAP beschrieben. Die in den Ergänzungen [3] beschriebenen Vorgaben zu Mischanlagen stellen Konkretisierungen zu den Abschnitten 10.2.2.3 und 10.2.2.6 der VDE-AR-N 4110 [2] für Mischanlagen dar.

Die in den Ergänzungen [3] genannten Vorgaben, wenn im Teillastbereich zwischen $0 \leq P_{mom}/P_{b\text{ inst}} < 0,10$ die Blindleistung rechnerisch von max. 2 % $P_{AV,E}$ übererregt bzw. max. 5 % $P_{AV,E}$ untererregt überschritten würden, beschreiben die Umsetzung einer Blindleistungskompensationsanlage bzw. die Anforderungen für eine Q@Night-Funktion in den Erzeugungseinheiten. Eine entsprechende Realisierung durch den Netzkunden ist für einen sicheren Netzbetrieb erforderlich, um z. B. Überspannungen zu vermeiden.

Die Anforderungen für eine Q@Night-Funktion beziehen sich auf P_{inst} (und nicht auf $P_{b \text{ inst}}$), weil sich die Erzeugungseinheiten, die die erforderliche Blindleistung erbringen müssen, nicht abschalten dürfen. Das reale Verhalten im Teillast-Bereich ist deshalb messtechnisch in der Konformitätserklärung darzustellen, weil die Erfahrungen gezeigt haben, dass die Anforderungen oftmals nur teilweise umgesetzt wurden. Eine einfache Lösung bestand dann darin, ein paar Einheiten mehr an der Q@Night-Funktion teilnehmen zu lassen.

10.2.2.4 Verfahren zur Blindleistungsbereitstellung

Die Zeitkonstante 3τ ist laut VDE-AR-N 4110 [2] vom Netzbetreiber vorzugeben. Die Einhaltung der maximal zulässigen Toleranzen gemäß Anhang C.3 der VDE-AR-N 4110 [2] hängt in der Regel von mehreren Parametern in der Kundenanlage ab. Dazu gehören u. a. der Übertragungsweg zwischen dem EZA-Regler und den EZE, die Verzögerung bei der Umsetzung innerhalb der EZE und der lokalen Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt. Aus diesen Gründen ist das PT1-Einschwingverhalten i. d. R. projektspezifisch zu parametrieren und messtechnisch in der Konformitätserklärung nachzuweisen.

In kompensiert betriebenen Mittelspannungsnetzen kann die Phase-Erde-Spannung null werden (stehender Erdschluss), daher ist die Messung der verketteten Spannung (Phase-Phase) notwendig, um ungewollte Schutzauslösungen zu vermeiden. Durch die z. T. hohe Einspeiseleistung aus Erzeugungsanlagen gibt es eher Überspannungs- als Unterspannungsprobleme, so dass der größte Wert der verketteten Spannung maßgebend ist.

Die Vorgabe der Meldungen (Datenpunkte) „Q(U)-Untergrenze erreicht“ und „Q(U)-Untergrenze erreicht“ ist notwendig, um die Netzfürung des Netzbetreibers zu Netzbetreibers zu informieren, dass die Erzeugungsanlage den geforderten Blindleistungs-Sollwert konzeptgemäß nicht mehr umsetzt, weil sich der Arbeitspunkt auf der Q(U)-Kennlinie befindet.

10.2.2.5 Besonderheiten bei der Erweiterung von Erzeugungsanlagen

Die Ergänzung beschreibt den Umgang mit Bestandsanlagen, die noch nicht nach VDE-AR-N 4110 [2] zertifiziert worden sind und durch den Zubau von Anlagen auf Basis der VDE-AR-N 4110 [2] erweitert werden. Sie konkretisieren die Vorgaben aus den früheren Anschlussrichtlinien mit den Aktuellen.

10.2.2.6 Besonderheiten Mischanlagen

Das in den Ergänzungen [3] beschriebene Schutz- und Regelungskonzept sieht für Mischanlagen vor, dass bei der Auslösung des übergeordneten Entkopplungsschutzes die Erzeugungsanlagen innerhalb des Kundennetzes abgeschaltet und die Bezugsanlagen weiterhin versorgt werden. Dies setzt voraus, dass Erzeugungsanlagen und die Bezugsanlagen unterschiedliche Anlagen sind. Bei Speicher ist das nicht der Fall, weil über den Umrichter sowohl Leistung bezogen als auch Leistung erzeugt wird. Demnach können reine Speicher im Sinne dieser Ergänzungen [3] nicht als Mischanlagen angeschlossen werden.

Die in der VDE-AR-N 4110 [2] beschriebene Option, in Mischanlagen auf den Messpunkt innerhalb der Kundenanlage zu regeln, wird in den Ergänzungen verbindlich definiert und ausführlich beschrieben.

In Bezugsanlagen können Blindstromkompensationsanlage für den Bezug vorhanden sein. Werden diese geregelt – z. B. zur Einhaltung eines vertraglich definierten $\cos \varphi$ – dürfen diese nicht gegen die Blindleistungsbereitstellung einer Erzeugungsanlage regeln. Die von einer Erzeugungsanlage eingestellte Blindleistung muss im Netz des Netzbetreibers ankommen, um z. B. Über- oder Unterspannungen im Netz des Netzbetreibers auszugleichen (Stabilisierung der Spannung). Die Ergänzungen beschreiben die grundsätzliche Problemstellung. Die Anwendungshinweise [10] zeigen mögliche Lösungswege auf, um ein Gegenregeln zu unterbinden. Die Umsetzung ist nachzuweisen, um die Spannungsqualität im Netz des Netzbetreibers zu gewährleisten. Die Art der Nachweise hängt vom Lösungskonzept ab.

10.2.3 Dynamische Netzstützung

10.2.3.1 Allgemeines

Es handelt sich um eine Konkretisierung, bei welchen Anschlussvarianten und in welchen Spannungsebenen die vollständige dynamische Netzstützung bzw. eine eingeschränkte dynamische Netzstützung vorgegeben wird.

Zu Punkt c), dritter Spiegelstrich, aus der VDE-AR-N 4110 [2]:

Theoretisch könnte mit der Begründung „Wellenschwingungen oder ähnliches“ die dynamische Netzstützung untergraben werden. Daher fordert der Netzbetreiber plausible Begründungen und Nachweise für diesen Fall.

10.2.3.2 Dynamische Netzstützung für Typ-1-Anlagen

Die VDE-AR-N 4110 [2] fordert im Abschnitt 10.2.3.2.1 die Teilnahme an der dynamischen Netzstützung nur für den Fall, dass die netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung einen entsprechend großen Wert annimmt. Die Ergänzungen [3] beschreiben, dass dies die Regel ist und sich Typ-1-Erzeugungsanlagen an die entsprechenden Vorgaben der dynamischen Netzstützung halten müssen.

10.2.3.3 Dynamische Netzstützung für Typ-2-Anlagen

Die VDE-AR-N 4110 [2] fordert im Abschnitt 10.2.3.3.1 die Teilnahme an der dynamischen Netzstützung nur für den Fall, dass die netzseitig verbleibende Kurzschlussleistung S_{KV} nach Fehlerklärung einen entsprechend großen Wert annimmt. Die Ergänzungen beschreiben, dass dies die Regel ist und sich Typ-2-Erzeugungsanlagen an die entsprechenden Vorgaben der dynamischen Netzstützung halten müssen.

Die Beschreibung der k-Faktoren für unterschiedlichen Anschlussvarianten ergibt sich aus den Vorgaben der VDE-AR-N 4110 [2].

Bei Anschlüssen über eine kundeneigene MS-Übergabestation (Netzebene 5) sollte bei Spannungseinbrüchen oberhalb von 70 % U_C ein Wert von $k = 0$ umgesetzt werden. Während eines UW-fernen Kurzschlusses (KS) im MS-Netz können nämlich in einem großen Umkreis um das UW herum immer noch Spannungen $> 70\% U_C$ auftreten. Erzeugungsanlagen, die in diesem Bereich an der KS-behafteten Leitung angeschlossen sind, würden mit der Einspeisung von Blindstrom eine erfolgreiche AWE (automatische Wiedereinschaltung) gefährden. Ist die AWE erfolglos, würde nach der AWE-Pause auf den noch bestehenden und nicht verlöschten KS geschaltet, was eine Versorgungsunterbrechung zur Folge hätte. Eine erfolgreiche AWE kann mit einem Wert von $k = 0$ gewährleistet werden.

Für Erzeugungsanlage / der neue Speicher, die auf Basis der NELEV/EAAV-2024 angeschlossen ist, werden die Anforderungen aus dem FNN-Hinweis und der VDE-AR-N 4105 [8] übersichtlich zusammengefasst.

10.2.4 Wirkleistungsabgabe

10.2.4.1 Allgemeines

Die Bereitstellung von Daten und Informationen nach BK6-20-061 gilt für alle Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG [1] ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW.

In den technischen Anschlussbedingungen mit Veröffentlichung vor dem 01.12.2023 wurde zugelassen, dass ein Kunde die P-Sollwertvorgaben (Redispatch) blockieren darf, wenn die Leistung aus diesen Anlagen selbst verbraucht wird. Dieses Konstrukt ist für alle Bestandsanlagen aufzulösen, wenn auf Basis der TAB-MS ab 01.12.2023 neue Erzeugungsanlagen oder Speicher hinzu gebaut oder Altanlagen ersetzt werden, weil dann die Vorgaben nach BK6-20-061 umzusetzen sind.

Eine Störung der Steuerbarkeit ist umgehend durch den Netzkunden zu beheben, um die Sicherheit im Netz zu gewährleisten.

Die Vorgabe individuellen Gradienten für spezielle Kundenanlagen ist für die Gewährleistung der Netzsicherheit erforderlich, weil zu schnelle Leistungsgradienten Netzengpässe oder Spannungsprobleme verursachen würden, insbesondere dann, wenn sich zeitgleich sehr viele oder große Erzeugungsanlagen so verhalten und der Netzführung keine Zeit verbleibt, entsprechende Gegenmaßnahmen einzuleiten.

Die Vorgaben zur getrennten Steuerung je steuerbarer Ressource, z. B. von unterschiedlichen Energieträgern, ergibt sich aus dem § 9 EEG [5].

Die Forderung für eine getrennte Steuerung von EE-Anlagen und Speichern an einem gemeinsamen Netzananschlusspunkt hat folgenden Hintergrund: Beim Redispatch (RD) wird die nicht erzeugte bzw. eingespeiste Energie entschädigt. Würden die P-Sollwerte des RD auf den Netzananschlusspunkt wirken, geht die Energie der EE-Anlage aber nicht verloren, wenn sie in den Speicher eingespeist wird. Die Energie wird stattdessen später in das Netz des Netzbetreibers eingespeist. Somit wäre die Auszahlung einer Entschädigung für das RD nicht sachgerecht. Dies wird auch durch den „BBH-Leitfaden Redispatch Kombination Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher“ bestätigt.

10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement

P-Sollwertvorgaben beziehen sich in Mischanlagen immer auf den Messpunkt innerhalb der Kundenanlage, weil nur hier der Vorgabewert mit dem tatsächlichen Messwert der EZA übereinstimmen kann. Würde sich die P-Sollwertvorgabe auf den Netzananschlusspunkt beziehen, über den auch die Bezugsleistung der Mischanlage fließt, sind z. B. Sollwertvorgaben von 60 % oder 30 % P_{inst} nicht umsetzbar, wenn der Kunde an NAP Leistung bezieht. Bei EZAs mit Volleinspeisung und ggf. auch mit Überschusseinspeisung müssen die Sollwertvorgaben aber trotzdem umgesetzt werden und über die Messwerte überprüfbar sein.

Bei klassischen Erzeugungsanlagen mit mehr als einer steuerbaren Ressource beziehen sich die P-Sollwertvorgaben ebenfalls auf Messpunkte innerhalb der Kundenanlage, da die steuerbaren Ressourcen getrennt regelbar sein müssen (z. B. PV und Wind).

Eine dauerhafte Drosselung ändert nichts an der vom Hersteller angegebene Bemessungswirkleistung der Erzeugungseinheit hat somit auf P_{inst} keinen Einfluss. Auch der $P_{\text{AV,E-FNN}}$ -Hinweis [9] beschreibt keinen Zusammenhang zwischen $P_{\text{Emax,red.}}$ und P_{inst} .

10.3 Schutzeinrichtungen und Schutzeinstellungen

10.3.1 Allgemeines

Im ersten Teil des Abschnittes wird die Vorgehensweise zur automatischen Widerzuschaltung nach Schutzauslösung auf eine Schaltgerät konkretisiert.

Bei Auslösung durch die übergeordnete Entkopplungsschutzfunktion gilt bezüglich der automatischen Wiederzuschaltung der Abschnitt 10.4.2 der VDE-AR-N 4110 [2].

Werden Schaltgeräte durch ein Schutzgerät angesteuert, so sind diese als Leistungsschalter auszuführen, um eine schnelle und gesicherte Abschaltung zu gewährleisten.

Der messtechnische Nachweis der Gesamtwirkungskette von Schutz und Leistungsschalter bei räumlich Trennung ist ein Prüfpunkt im Schutzprüfprotokoll im Anhang I des BDEW-Musterwortlauts [4] dessen Anforderungen hier konkret beschrieben werden.

Gemäß Abschnitt 9 der VDE-AR-N 4110 [2] ist der Netzbetreiber berechtigt, Änderungen oder Ergänzungen an zu errichtenden oder bestehenden Kundenanlagen zu fordern und umsetzen zu lassen.

Die Einmessung der Schutzrelais-Einstellzeit ist notwendig, um bei Bedarf die geforderte Gesamtabschaltzeit inklusive Schutzzeigenzeit und Leistungsschalteigenzeit einzuhalten.

Aus keiner vorhandenen Richtlinie kann die Definition einer Zeit-Toleranz abgeleitet werden, weshalb diese in den Ergänzungen klargestellt wird.

10.3.3 Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers

10.3.3.2 Spannungsschutzeinrichtungen

Die Unzulässigkeit einer V-Schaltung von Spannungswandler wird voraussichtlich in der Überarbeitung der VDE-AR-N 4110 [2] (Ende 2026) in die TAR mit aufgenommen und wird bereits im Rahmen der Ergänzungen [2] des Netzbetreibers in Kraft gesetzt, um entsprechende Schutzfunktionen zu gewährleisten.

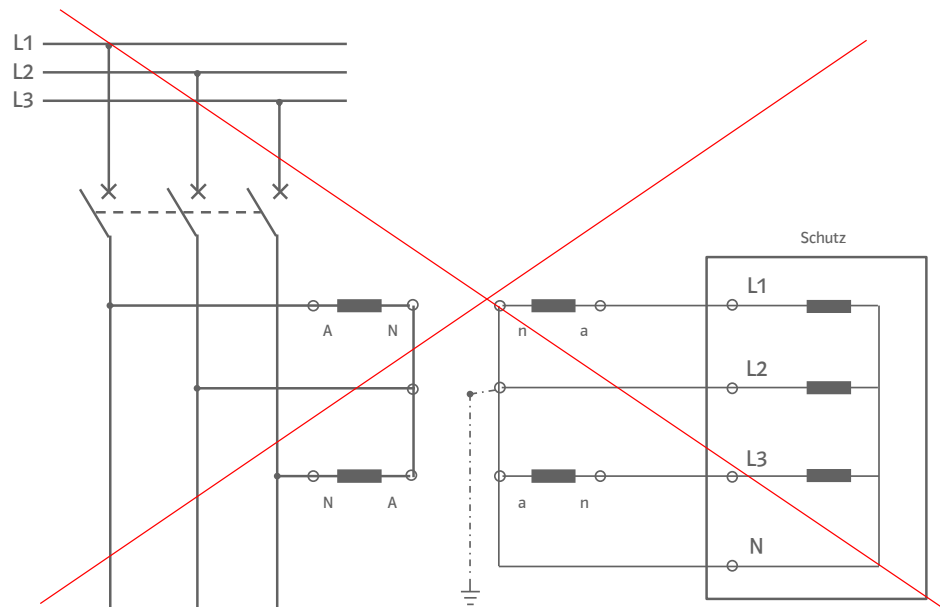


Bild 10.1 Illustration der V-Schaltung - 2-phasigen Messung (U_{L1L2} , U_{L2L3})

Die festen Vorgaben zu den Anforderungen an einen Mindeststrom basieren aus den Vorgaben aus dem Lastenheft „Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)“ [11].

10.3.3.3 Frequenzschutzeinrichtungen

Dieser Abschnitt dient zur Konkretisierung, dass diese FAQ umzusetzen ist.

10.3.3.5 Übergeordneter Entkopplungsschutz

In diesen Abschnitt wird die Bestandserweiterung von Kundenanlagen konkretisiert.

10.3.3.6 Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten

In der VDE-AR-N 4110 [2] ist für den Entkopplungsschutz an den Erzeugungseinheiten geregelt, dass der Ausfall der Hilfsspannung der Schutzeinrichtung bzw. der Anlagensteuerung zum unverzügerten Auslösen des Kuppelschalters führen muss. Zudem muss die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen vor Zuschaltung der Erzeugungseinheiten (an das Netz) gegeben sein.

Um die Funktionsfähigkeit der Schutzfunktionen/des Schutzkonzeptes zu gewährleisten, müssen die Überwachungsfunktionen gemäß Abschnitt 10.3.1 der VDE-AR-N 4110 [2] die für den übergeordneten Entkopplungsschutz gelten, auch für den Entkopplungsschutz angewendet werden.

10.3.3.7 P_{AV,E}-Schutzeinrichtung

Zusätzlicher Abschnitt im Bereich der Entkopplungsschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers, um die Ausführungen des Netzbetreibers zum Thema P_{AV,E}-Schutzeinrichtung zu konkretisieren.

Bei der Berechnung von P_{min} und P_{Tol} für Schutzgeräte werden im Vergleich zum P_{AV,E}-FNN-Hinweis [9], auf Basis der langjährigen Erfahrungswerte bei dem Netzbetreiber, kleinere Werte für die Leistungen veranschlagt. Sollte es im Einzelfall zu Problemen bei den Grenzwerten kommen, kann auf die Vorgaben im FNN-Hinweis zurückgegriffen werden bzw. die Ausführungen mit Umsetzung über Messgeräte mit Schutzfunktion zielführend sein.

Die Empfehlungen des P_{AV,E}-FNN-Hinweises [9] zu den Schutzstufen werden hier konkret benannt.

Erfolgt über die Parametrierung der Erzeugungseinheiten / des Speichers eine dauerhafte Drosselung auf Leistungen P_{E_{max},red} < P_{E_{max}} und ist P_{AV,E} ≥ 0,95 * Σ(P_{E_{max},red} + P_{E_{max}}), wird beim Einstellwerte der P>-Schutzstufe vom P_{AV,E}-FNN-Hinweis [9] abgewichen. Die Abweichung ist damit begründet, dass bei dieser Anwendung keine Wirkleistungsgrenzkurve gefordert wird und damit die Messunsicherheit 0,02 x ΣP_{E_{max}} der Wirkleistungsgrenzkurve im Einstellwert entfallen kann.

Da bei der dauerhaften Drosselung nicht von einem kurzzeitigen Überschwingverhalten der Leistungsregelung auszugehen ist, wird bei der P_{AV,E}-Schutzeinrichtung auf die P>>-Schutzstufe verzichtet.

Da im P_{AV,E}-FNN-Hinweis [9] und im Abschnitt 8.13 des BDEW-Musterwortlauts [4] keine konkreten Anforderungen an die Geräte der P_{AV,E}-Schutzfunktion gemacht wurden, erfolgt dies in den Ergänzungen [3] des Netzbetreibers. Gemäß VDE-AR-N 4110 [2] gilt für Schutzeinrichtungen, die an Wandler in der Spannungsebene des Netzanschlusses angeschlossen werden, die DIN EN 60255 (VDE 0435) (alle Teile) und der FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [12] (unter anderem Störwerterfassung, Bedienbarkeit). Für Messgeräte als P_{AV,E}-Schutzeinrichtung ist die Anforderung an die Störwerterfassung zu erfüllen, um einen Störfall im Detail beurteilen zu können.

Da die P_{AV,E}-Schutzeinrichtung eine Funktion des übergeordneten Entkopplungsschutz ist, sind die Überwachungsfunktionen der VDE-AR-N 4110 [2] einzuhalten.

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

Die Mitnahmeschaltung kann z. B. bei netzbildenden Erzeugungseinheiten erforderlich sein, um ungewollte Inselbildungen zu vermeiden.

10.4 Zuschaltbedingungen und Synchronisierung

10.4.1 Allgemeines

Im ersten Satz (übernommen aus dem BDEW-Musterwortlaut [4]) wurde die „Ausschaltung des Übergabeschalters“ gestrichen, weil der SOFORT-Aus-Befehl bei Mischanlagen nicht auf den Übergabeschalter wirkt, sondern auf das Schaltgerät der EZA im Kundennetz. Ansonsten gäbe es bei Mischanlagen eine Versorgungsunterbrechung der Bezugsanlagen, wenn die Auslösung auf den Übergabeschalter wirken würde. Bei EZAs auf Basis der NELEV/EAAV-2024 gilt dies analog.

10.4.2 Zuschalten nach Auslösung durch Schutzeinrichtung

In der VDE-AR-N 4110 [2] wird nur auf die Auslösung durch den Übergabeschalter verwiesen. Das Verbot der automatischen Wiedereinschaltung gilt jedoch auch bei Mischanlagen bei Auslösung durch die übergeordneten Entkopplungsschutzeinrichtungen (Spannungsrückgang, Spannungssteigerung) und durch P_{AV,E}-Schutzeinrichtungen, die auf ein Schaltgerät innerhalb der Kundenanlage wirken.

10.4.5 Kuppelschalter

Der Abschnitt 6.2.2.4 des BDEW-Musterwortlauts [4] gilt nur für die Übergabestation und ist auch für Kuppelschalter anzuwenden.

Um eine sicherer Vor-Ort-Bedienbarkeit der Schaltanlagen zu gewährleisten, müssen die Anzeigen der Schaltgeräte auch ohne Hilfsspannung eindeutig erkennbar sein.

10.5 Weitere Anforderungen an Erzeugungsanlagen

10.5.3 Fähigkeit zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Die Erbringung von Primärregelleistung bringt Herausforderungen für die Netz- und Systemsicherheit mit sich, insbesondere dann, wenn viele Erzeugungsanlagen und Speicher gleichzeitig auf Frequenzabweichungen reagieren und innerhalb kurzer Zeit große Leistungsänderungen verursachen. Wirkleistungsänderungen führen zu einer Veränderung des Lastflusses und der Netzauslastung. Es ist Aufgabe des Netzbetreibers, diese Lastflussänderungen zu überwachen und durch Eingriffe in den Netzbetrieb Betriebsmittelüberlastungen zu verhindern und einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Aus dem Grund sind individuelle, projektspezifische Festlegungen erforderlich.

10.5.4 Fähigkeit zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve

Die Erbringung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve bringt Herausforderungen für die Netz- und Systemsicherheit mit sich, insbesondere dann, wenn viele Erzeugungsanlagen und Speicher gleichzeitig auf Marktsignale reagieren und innerhalb kurzer Zeit große Leistungsänderungen verursachen. Wirkleistungsänderungen führen zu einer Veränderung des Lastflusses und der Netzauslastung. Es ist Aufgabe des Netzbetreibers, diese Lastflussänderungen zu überwachen und durch Eingriffe in den Netzbetrieb Betriebsmittelüberlastungen zu verhindern und einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Aus dem Grund sind individuelle, projektspezifische Festlegungen erforderlich.

10.6 Modelle

In diesen Abschnitt wird klargestellt, dass der Netzbetreiber aktuell keine Modelle fordert.

11 Nachweis der elektrischen Eigenschaften für Erzeugungsanlagen

11.1 Gesamter Nachweisprozess

Anlagenzertifikate und Konformitätserklärungen sowohl in digitaler Form als auch mit digitaler Signatur oder einer eingescannten Unterschrift beim Netzbetreiber einzureichen, damit a) bekannt ist, vom wem die Unterlage erstellt worden ist und b) ein Missbrauch ausgeschlossen werden kann, z. B. durch die Vorlage eines Entwurfes.

11.3 Komponentenzertifikat

11.3.1 Allgemeines

Für den zwischengelagerten Entkopplungsschutz gibt es in der Regel kein Komponentenzertifikat, wenn dieser an einem MS-Wandler angeschlossen ist. Die Ergänzungen beschreiben, welche Anforderungen stattdessen erfüllt werden müssen, um die korrekte Funktionsweise des Schutzgerätes zu gewährleisten.

11.4 Anlagenzertifikat

11.4.1 Allgemeines

Die Vorgaben der VDE-AR-N 4110 [2] werden strukturiert und priorisiert dargestellt. Als Ergänzung wird auch die Erhöhung von $P_{AV,E}$ als wesentliche Änderung definiert. Grund hierfür ist die mögliche Aufhebung einer $P_{AV,E}$ -Überwachung oder die vertragliche Erhöhung von $P_{AV,E}$ bei einer bestehenden $P_{AV,E}$ -Überwachung, ohne dass ein expliziter Zubau stattfindet (keine Erhöhung von $\Sigma P_{E_{max}}$). In diesen Fällen sind u. a. neue Schutzeinstellwerte umzusetzen und im Schutzgerät zu prüfen, die $P_{AV,E}$ -Grenzkurvenüberwachung ist entweder aufzuheben oder auf einen anderen Grenzwert zu parametrieren, was ebenfalls zu überprüfen ist. Bei klassischen Einspeisern ändert sich der Bezugswert für die Blindleistungsbereitstellung, die EZA-Regelung ist entsprechend anzupassen und die erforderlichen Nachweise sind neu einzureichen. Daher ist die Erhöhung von $P_{AV,E}$ durch ein Zertifizierungsverfahren zu begleiten (analog zu einer Leistungserhöhung durch Zubau neuer Erzeugungseinheiten).

Findet für eine bestehende Erzeugungsanlage mit Anlagenzertifikat und $P_{A_{max}} \leq 950 \text{ kW}$ eine Leistungserhöhung von $\leq 5 \% \Sigma P_{A_{max}}$ (NAP) gegenüber der bisher im Anlagenzertifikat ausgewiesenen Wirkleistung $P_{A_{max}}$ statt, ist kein neues Anlagenzertifikat erforderlich. Die Ergänzungen beschreiben, dass diese Leistungserhöhungen $< 5 \%$ nicht beliebig oft wiederholbar sind, sondern dass die Summe der Leistungserhöhungen nach der Ausstellung des Anlagenzertifikates für die 5%-Grenze maßgebend ist.

11.4.7 Netzurückwirkungen

11.4.7.2 Schnelle Spannungsänderungen

Die Vorgaben aus Abschnitt 5.4.2 des BDEW-Musterwortlauts [4] haben direkte Auswirkungen auf die Erstellung des Anlagenzertifikates. Die Ergänzungen beschreiben, was im Rahmen der Anlagenzertifizierung auszuweisen und zu bewerten ist, wenn die Vorgaben zur schnellen Spannungsänderung überschritten werden.

11.4.7.3 Flicker

Weder der BDEW-Musterwortlaut [4] noch der $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] liefert ausreichende Vorgaben um die Netzqualität bei einer Abweichung zwischen $\Sigma P_{A_{max}}$ und $P_{AV,E}$ zu gewährleisten. Deshalb werden hier konkrete Vorgaben zur Ermittlung von S_A bzw. I_A gemacht, um in diesen Fällen die Netzqualität sicherzustellen.

11.4.7.4 **Oberschwingungen und Zwischenharmonische und Supraharmonische**

Weder der BDEW-Musterwortlaut [4] noch der $P_{AV,E}$ -FNN-Hinweis [9] liefert ausreichende Vorgaben um die Netzqualität bei einer Abweichung zwischen $\sum P_{Amax}$ und $P_{AV,E}$ zu gewährleisten. Deshalb werden hier konkrete Vorgaben zur Ermittlung von S_A bzw. I_A gemacht, um in diesen Fällen die Netzqualität sicherzustellen.

11.4.7.17 **Schutztechnik und Schutzeinstellungen**

Da der vom Netzbetreiber vorgegebenen Entkopplungsschutz an der Erzeugungsanlage bezüglich der dynamischen Netzstützung nicht in allen Fällen dem Eigenschutz der Erzeugungsanlage entspricht (z. B. eingeschränkte FRT-Kurve von Erzeugungsanlagen Typ1) kann durch die Ausweisung der tatsächlichen Einstellwerte in der Erzeugungsanlage vom Zertifizierer geprüft werde, ob die grundsätzlichen Anforderungen an die FRT-Kurven erfüllt werden.

11.4.7.24 **Anlagenzertifikat B**

Netzurückwirkungen werden im Rahmen der Anlagenzertifizierung für ein Anlagenzertifikat B nicht bewertet. Sollte eine solche Kundenanlage z. B. im realen Netzbetrieb unzulässige Netzurückwirkungen verursachen oder die Anforderungen des Netzbetreibers nicht umsetzen, behält sich der Netzbetreiber vor, die Abschaltung der Erzeugungsanlage zu verlangen oder selbst vorzunehmen, um unzulässige Rückwirkungen auf andere Netzkunden auszuschließen.

Auch wenn der Kurzschlussstrombeitrag der Erzeugungsanlage nicht bewertet wird, ist die Höhe des Kurzschlussstrombeitrag im Anlagenzertifikat auszuweisen, weil diese Angabe für die Überprüfung der Kurzschlussfestigkeit der netzbetreibereigenen Anlagen notwendig ist.

11.5 Inbetriebsetzungsphase

11.5.1 Inbetriebsetzung der Übergabestation

Die in Abschnitt 11.5.1 der VDE-AR-N 4110 [2] aufgelisteten Unterlagen sind für die Inbetriebsetzung der Übergabestation allein nicht für den sicheren Netzbetrieb ausreichend, es erfolgt ein Verweis auf weitere Unterlagen gemäß Abschnitt 4.3 der Ergänzungen [3].

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

Die Voraussetzung für die Inbetriebsetzung der einzelnen Erzeugungseinheiten werden auf Basis der VDE-AR-N 4110 [2] ergänzt und präzisiert.

Die vom Netzbetreiber bereitgestellten Schutzprüfprotokolle wurden auf Basis des BDEW-Musterwortlauts [4] entwickelt und in das beim Netzbetreiber übliche Format überführt.

Bei Anlagen nach NELEV/EAAV-2024 stellt der Netzbetreiber ein eigenes Inbetriebsetzungsprotokoll E.8 zur Verfügung, das die besonderen Einstellungen nach EAAV [13] beinhaltet. Das vom Netzbetreiber bereitgestellte Schutzprüfprotokoll Übergabeschutz ist dann auszufüllen, wenn ein übergeordneter Entkopplungsschutz realisiert wurde. Dies dient der Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs.

Um die Netzsicherheit zu gewährleisten, sind innerhalb einer Kundenanlage nach Möglichkeit die gleichen Schutzeinstellwerte an allen Erzeugungsanlagen (auch an Bestandsanlagen) umzusetzen.

11.5.3 Inbetriebsetzung der gesamten Erzeugungsanlage und Inbetriebsetzungserklärung

11.5.3.1 Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

Da das PT1-Einschwingverhalten von mehreren Aspekten abhängig sein kann (z. B. dem Übertragungsweg zwischen EZA-Regler und EZE, der Umsetzung in der EZE sowie der netzseitigen Kurzschlussleistung) handelt es sich um eine projektspezifische Parametrierung. Die korrekte Parametrierung stellt sicher, dass alle nachfolgenden Tests, wie z. B. zur „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ und der P-Q-Selbsttest, korrekte Ergebnisse liefern.

Die Vorgaben zur Prüfung und Parametrierung der Blindleistung sind Präzisierungen auf Basis der Vorgaben aus der VDE-AR-N 4110 [2]:

1. Einstellung und Nachweis des Einschwingverhalten der Blindleistung gemäß Anhang C.3.
2. Dokumentation und Nachweis der Vorgaben zur autarken, spannungsabhängigen Blindleistungsregelung im Rahmen der „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ gemäß Abschnitt 10.2.2.
3. Nachweis der korrekten Umsetzung von P- und Q-Sollwerten im Rahmen der „Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion“ gemäß Abschnitt 10.2.2. (P-Q-Selbsttest).
4. Die Beauftragung des Netzbetreibers mit dem P-Q-Leitstellentest setzt eine erfolgreiche Prüfung der vorgenannten Aspekte voraus.
5. Sofern erforderlich: Die Dokumentation und der Nachweis der Grenzkurvenüberwachung im Rahmen der $P_{AV,E}$ -Überwachung.

Die genannten Dokumentationen und Nachweise sind für die Spannungsqualität und Netzsicherheit im Netz des Netzbetreibers notwendig.

11.5.3.3 Inbetriebsetzungserklärung

Formale Auflistung aller unter Abschnitt 11.5.3.1 der Ergänzungen [3] genannten Nachweise, die in der Inbetriebsetzungserklärung mit enthalten sein müssen, als Voraussetzung zur Gewährleistung einer normgerechten Spannungsqualität und Netzsicherheit.

11.5.4 Konformitätserklärung

Es handelt sich um Konkretisierungen der Vorgaben aus der VDE-AR-N 4110 [2] und um eine übersichtliche Zusammenstellung aller Nachweise aus der TAB-MS, da in der Vergangenheit einige Aspekte übersehen wurden.

- Die Umsetzung der Auflagen aus dem Anlagenzertifikat ist Bestandteil des Zertifizierungsprozesses.
- Die Vorlage der Nachweise aus den Abschnitten 11.5.3.1 und 11.5.3.2 der Ergänzungen [3] wurde in den vorherigen Abschnitten dieses Dokuments begründet.
- Der Nachweis der erfolgreichen Wirk- und Blindleistungsregelung durch die Leitstelle des Netzbetreibers ist gemäß VDE-AR-N 4110 [2] erforderlich. Sofern der Anschlussnehmer den P-Q-Leitstellentest beim Netzbetreiber angemeldet und die Rückmeldung erhalten hat, dass der Test nachgeholt wird, kann der Nachweis in der Konformitätserklärung entfallen.
- Das Protokoll „Protokoll für Prüfung der Fernwirkverbindung“ gewährleistet eine funktionsfähige Schnittstelle zwischen Netzleitstelle des Netzbetreibers und Übergabestation
- Die Einhaltung der Schutz-Vorgaben des Netzbetreibers gewährleistet einen sicheren Netzbetrieb bei Fehlern und Störungen
- Die Vorgaben zum Protokoll „Mittelspannung Prüfprotokoll Übergabeschutz“ legen konkret fest, wann das Protokoll auszufüllen ist bzw. wann darauf verzichtet werden kann.
- Auslösung des Eigenschutzes vor dem vom Netzbetreiber vorgegebenen Entkupplungsschutz: Normalerweise sollte der Eigenschutzes nicht vor dem Entkupplungsschutz auslösen. Ausnahmen sind hierbei Typ-1-EZAs mit Anschluss im UW/SSst., weil die vom Netzbetreiber vorgegebenen $U < \text{Schutzstufen}$ in einem Zeitbereich liegen, in dem sich Typ-1-EZA bereits vom Netz trennen dürfen (Bild 13 der VDE-AR-N 4110 [2]). Um sicher zu stellen, dass die EZAs zumindest die Anforderungen

der VDE-AR-N 4110 [2] erfüllt, sind die Angaben zum vorzeitigen Auslösen des Eigenschutzes in der Konformitätserklärung aufzuführen.

- Bestandsanlagen sollen die gleichen Schutzeinstellwerte umsetzen wie neue EZAs nach aktueller TAB-MS, um einen sicheren Netzbetrieb auf Basis der aktuellen Schutzvorgaben zu gewährleisten.
- Die Konformität der Schutzgerät gemäß DIN EN 60255 und dem FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ [12] ist für die Gewährleistung eines sicheren Netzschutzes notwendig und entsprechend nachzuweisen. Dies gilt analog für das Messgerät, wenn eine $P_{AV,E}$ -Schutzeinrichtung über ein Messgerät realisiert wurde.
- Ein aktuelles und vollständiges Übersichtsschaltbild ist notwendig, um die korrekte Umsetzung nach VDE-AR-N 4110 [2] und der TAB-MS nachvollziehen zu können.
- Aus den Parameterlisten der Erzeugungseinheiten und des EZA-Reglers ist ersichtlich, ob die entsprechenden Vorgaben aus der VDE-AR-N 4110 [2] und der TAB-MS korrekt umgesetzt wurden.
- Die Stromschaltfähigkeit des 20-kV-Leistungsschalters am Netzanschlusspunkt muss zeigen, dass Kurz- und Erdschlüsse innerhalb der Kundenanlage sicher abgeschaltet werden können und es zu keinen übergreifenden Auslösungen im Netz des Netzbetreibers kommt.
- Bei einer festen Drosselung von Erzeugungseinheiten muss sichergestellt sein, dass die Drosselung nicht absichtlich oder unabsichtlich wieder aufgehoben werden kann.
- Leider gibt es zahlreiche Bestandsanlagen mit Anschluss nach BDEW-Richtlinie, bei denen die Konformitätserklärung nicht vorgelegt wurde oder diese Mängel aufweist. Werden diese Anlagen auf Basis der VDE-AR-N 4110 [2] erweitert, soll die Behebung möglicher Mängel und die Nachlieferung der bisher fehlenden Nachweise gewährleisten, dass die gesamte Kundenanlage sicher und störungsfrei im Netz des Netzbetreibers betrieben werden kann.
- Bei Einschränkungen oder Auflagen im Einheitenzertifikat ist sicher zu stellen, dass die geforderten Funktionen von anderen Komponenten erfüllt werden. Dies ist entsprechend nachzuweisen.
- Erfolgt bei klassischen Erzeugungsanlagen / Speicher eine Kompensation von Blindleistung durch eine Blindleistungs-Kompensationsanlage oder durch Erzeugungseinheiten (z. B. Q@Night), ist sicher zu stellen, dass diese Kompensation im Teillast-Bereich zwischen $0 \leq P_{\text{mom}}/P_{\text{inst}} < 0,10 \%$ zuverlässig und dauerhaft funktioniert. Erfahrungsgemäß ist dies nur durch eine Vermessung zuverlässig nachzuweisen.
- Ist bei Mischanlagen eine geregelte Blindleistungs-Kompensationsanlage für den Bezug vorhanden, gab es erfahrungsgemäß Probleme, weil diese Anlagen gegen die Blindleistungsbereitstellung der EZAs geregelt haben. Da die Blindleistung der Erzeugungsanlagen für die Spannungsqualität im Netz des Netzbetreibers erforderlich ist, muss diese auch im Netz des Netzbetreibers ankommen. Aus dem Grund muss sichergestellt sein, dass ein Regelungskonzepts gemäß Abschnitt 10.2.2.6 der Ergänzungen [3] umgesetzt wurde.
- Wird die maximal zulässige Spannungsänderung bei Zuschaltung eines Transformators gemäß Anlagenzertifikat nur durch Zusatzkomponenten (z. B. Einschaltstrombegrenzer) sichergestellt, kann es erforderlich sein, die tatsächliche Höhe der Spannungsänderung messtechnisch zu überprüfen.
- Bei Kundenanlagen mit $P_{AV,E}$ -Überwachung und mehr als einer steuerbaren Ressource (SR) ist sicher zu stellen, dass im Fall eines Redispatch keine SR in der Leistung ansteigt und damit die vom Netzbetreiber geforderte Netzentlastung untergräbt. Die korrekten Umsetzung gemäß Abschnitt 8.13.1 der Ergänzungen [3] ist deshalb nachzuweisen.

Die Voraussetzung für die Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis bzw. deren mögliche Verweigerung sind Konkretisierungen und eine Übersicht aller bestehenden Vorgaben.

Stromnetz Weiden i.d.OPf. 	Begründungen der Ergänzungen (TAB-MS)	zu Version 2.0	
		Seite/von	32/ 33

12 Prototypen-Regelung

Die VDE-AR-N 4110 [2] beschreibt Erzeugungsanlagen mit Prototypen, nicht jedoch Erzeugungsanlagen, die sowohl Prototypen als auch Erzeugungseinheiten mit Einheitenzertifikat enthalten. Im ersten Absatz wird auf Basis der Vorgaben aus der VDE-AR-N 4110 [2] klargestellt, dass für den Anlagenteil mit bereits zertifizierten Erzeugungseinheiten ein Anlagenzertifikat zu erstellen ist.

Die Ergänzungen zu den Punkten aus zum FNN-Dokument „Mindestumfang der Elektroplanung bei Erzeugungsanlagen mit Prototypen“ (FAQ des VDE/FNN) sind für die vollständige Dokumentation der Erzeugungsanlage und für die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs erforderlich.

Abweichend zum FNN-Dokument „Mindestumfang der Elektroplanung bei Erzeugungsanlagen mit Prototypen“ ist eine Bewertung der Netzurückwirkungen im Anlagenzertifikat A nur dann erforderlich, wenn die Netzurückwirkungen der Prototypen bereits vermessen worden sind.

Anhang B

Die Begründung ist bereits in den Abschnitten 5.4.3 und 5.4.4 sowie in den Abschnitten 11.4.7.3 und 11.4.7.4 dieses Dokuments ausgeführt.

Anhang E

Die Begründung ist bereits im Abschnitt 4.2.1 dieses Dokuments ausgeführt.