



Badenova Netze

Einspeiser-Workshop 30.06.2026

Agenda

1

Begrüßung

- Branchenservice
- Team Einspeiser
- FGH

2

VDE-AR-N 4105

- Vortrag
- Fragen

3

Pause

11:30 Uhr bis
11:45 Uhr

4

EEG 2023

- Vortrag
- Fragen

5

Pause

13:00 Uhr bis
14:00 Uhr

6

VDE-AR-N 4110

- Vortrag
- Fragen





Anlagen nach VDE-AR-N 4105:2026-03

Einspeiser-Workshop der Badenova Netze

Simon Ledwon
Leandro Fernandez Schmidt

FGH GmbH | 30.06.2026



Vorstellung der FGH



Keyfacts 2025 / 2026



160+

Ingenieur:innen,
Informatiker:innen und
Naturwissenschaftler:
innen



Seit 1921

Wissenschaft &
Forschung

60+

Mitgliedsunternehmen



20+ Mio. €

Umsatz pro Jahr

30+

Universitäten in unserem
Forschungsnetzwerk

3

Standorte für hohe
Kundennähe

700+

jährliche Akademie-
teilnehmer:innen

50+

Forschungsprojekte

40+

Gremien, in denen wir
aktiv mitwirken

35+ GW

begutachtete Leistung

Meilensteine



1921



Gründung als „Studiengesellschaft für Hochspannungsanlagen e.V.“ (SfH)

1973



Zusammenschluss zur „Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V.“ (FGH)

1984



Erstes Lastflussberechnungsprogramm (Später INTEGRAL)

1999



Umbenennung in „Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.“

2002



FGH e.V. wird An-Institut der RWTH Aachen

2004



Weltweit erste Akkreditierung für die Netzanschlusszertifizierung

2011



Ausgründung der FGH GmbH

2015



Ausgründung der FGH Zertifizierungsgesellschaft mbH

Motivation und Hintergrund aktueller Anforderungen

Entwicklung der installierten Leistung [GW] in Deutschland

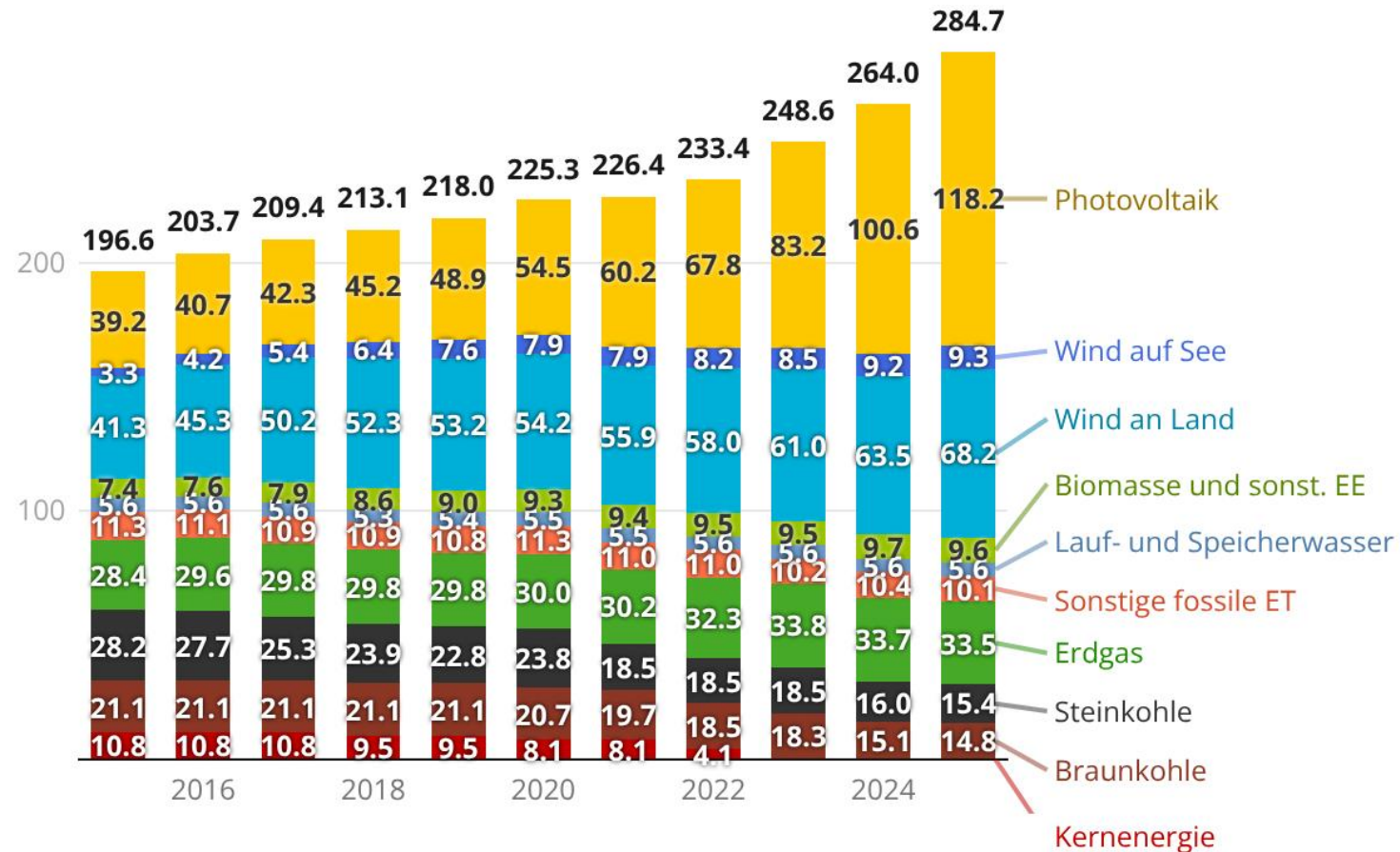


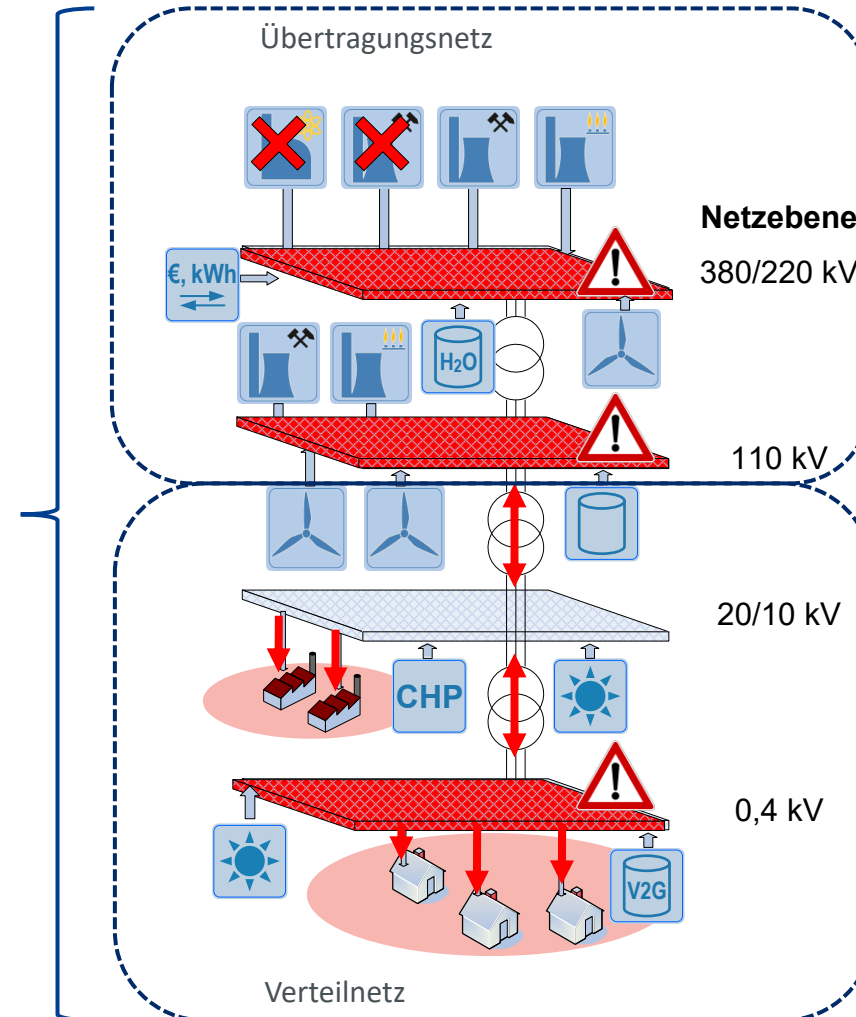
Abbildung: Stromerzeugungsanlagen (ohne Einspeiseleistung von Stromspeichern)

Quelle (12/2025):
bdeu
 Energie. Wasser. Leben.

→ Exponentieller Zuwachs dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) führt zu hoher Systemrelevanz

Paradigmenwechsel in den Netzen

- Abbau thermischer Kraftwerke
 - Zubau Erneuerbare Energien, hochvolatil
 - Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel
 - Energiespeicher (Einspeisung und Bezug)
 - Sektorenkopplung (Verkehr, Wärme, Gas)
 - Neue Geschäftsmodelle und Akteure im Energiemarkt
- **Neue Netzstrukturen**
- **Netzstützende Systemdienstleistungen auf allen Netzebenen**
- **Aktualisierung von Normen und Richtlinien notwendig**



EU-weite Harmonisierung der Netzanschlussregeln

- Network Codes auf Basis der Verordnung EC 714/2009 im Rahmen des 3. Europäischen Energiepakets 2009
 - Network Code on Requirements for Generators (RfG)
 - ENC-RfG trat am 17.05.2016 als EU-Verordnung in Kraft

→ **Ziel:** Harmonisierung der EU-weiten Netzanschlussregeln zum Abbau von Handelshemmnissen

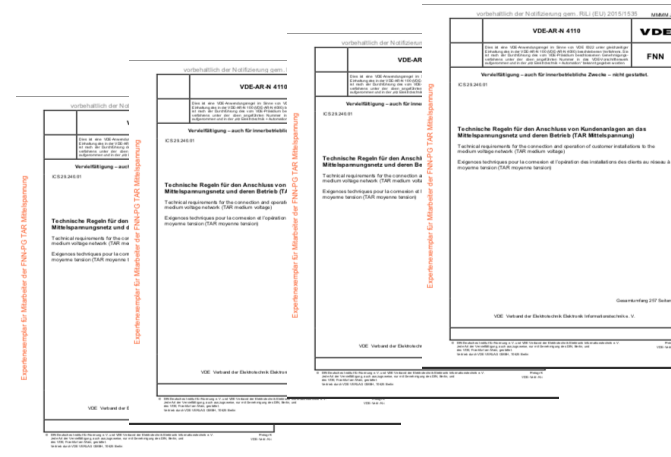
- VDE-FNN wird durch das BMWi für die Umsetzung der ENC-RfG-Anforderungen in Deutschland beauftrag

- Veröffentlichung der finalen TARs im Mai 2018
 - VDE-AR-N 4105:2018 (TAR Niederspannung)
 - VDE-AR-N 4110:2018 (TAR Mittelspannung)
 - VDE-AR-N 4120:2018 (TAR Hochspannung)
 - VDE-AR-N 4130:2018 (TAR Höchstspannung)

→ **Sukzessive Aktualisierung der TARs bis heute**

- Netzbetreiber ergänzen die TARs netzspezifisch durch die technischen Anschlussbedingungen (TAB), geltend i.V.m. §19 EnWG

→ **Ziel: Standardisierung individueller Besonderheiten** bzgl. Netz, Betriebsmitteln und Prozessen



Begriffe der Technischen Anschlussrichtlinie



Häufige Begriffe

■ Erzeugungseinheit (EZE)

- **Typ 1:** EZE, die zur Erzeugung elektrischer Energie ausschließlich **Synchrongeneratoren** beinhaltet, der direkt oder über einen Maschinentransformator mit dem Netz gekoppelt ist
- **Typ 2:** Alle EZE, die **nicht** die Anforderung von **Typ 1** EZE beinhalten
 - PV-Wechselrichter
 - Doppelt gespeiste Asynchronmaschine
 - WEA mit Vollumrichter
 - (Asynchrongenerator)

■ Erzeugungsanlage (EZA)

- Reine EZA (ohne Bezugsanlage)
- Misanlage (Erzeugungs- und Bezugsanlage)

■ Netzanschlusspunkt (NAP):

Grenze zwischen dem Netz der öffentlichen Versorgungen und Kundenanlage
Wird vom Netzbetreiber (NB) vorgegeben

Häufige Begriffe

- Einheitenzertifikat

Nachweis der elektrischen Eigenschaften an den Klemmen der EZE gemäß der aufgeführten Richtlinie (z.B. VDE-AR-N 4105, 4110, 4120).

- Anlagenzertifikat

Nachweis der elektrischen Eigenschaften der EZA (EZE + weitere Komponenten wie Kabel, Transformatoren, Schaltanlage, ...) am Netzanschlusspunkt gemäß der Netzanschlusszusage geforderten Richtlinie. (z.B. VDE-AR-N 4105, 4110, 4120).

- Komponentenzertifikat (EZA)

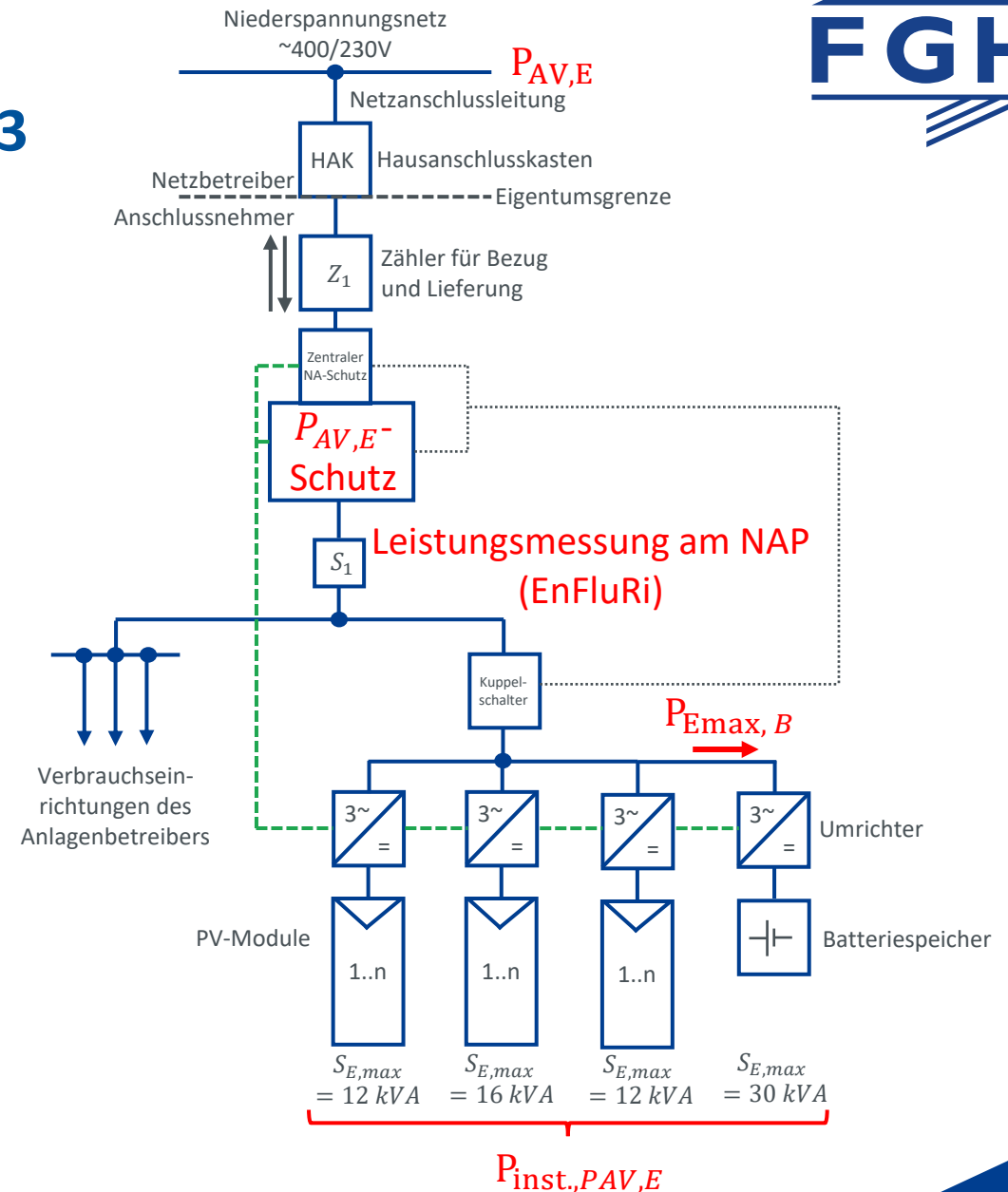
**Nachweis der Eigenschaften von Komponenten mit Einfluss der elektrischen Eigenschaften am NAP.
Üblicherweise: EZA-Regler & Zwischengelagerter Schutz**

Neue Begriffe der VDE-AR-N 4105:2026-03

Begriff	Kurze Erklärung
Anschlussnutzer	Person oder Unternehmen, das den Anschluss zur Entnahme oder Einspeisung nutzt
Anschlussnutzeranlage	Elektrische Betriebsmittel hinter der Messeinrichtung des Anschlussnutzers
Elektrofachbetrieb	Eingetragener Fachbetrieb, der elektrische Anlagen errichten, ändern oder erweitern darf
Ersatzstromversorgungsanlage	Neuer, breiterer Begriff für Anlagen zur Ersatzstromversorgung; ersetzt das frühere „Notstromaggregat“
Ersatzstromerzeuger	Stromquelle, die im Ersatzstromfall elektrische Energie bereitstellt
Inselnetzbildendes System	System, das bei Netzausfall einen Inselbetrieb aufbauen kann
KWK-Anlage	Anlage zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme
Rückspeisefähige Ladeeinrichtung für Elektrofahrzeuge	Ladeeinrichtung, die Energie aus dem Fahrzeug zurückspeisen kann und als Speicher gilt
Redispatch	Anpassung der Wirkleistung zur Entlastung oder Stabilisierung des Netzes
Systemstützende Eigenschaft	Eigenschaft einer Anlage, die zur Stabilität und Sicherheit des Netzes beiträgt
Umrichter	Einrichtung zur Änderung elektrischer Größen wie Spannung, Frequenz oder Phasenzahl
Wechselrichter	Umrichter, der Gleichstrom in Wechselstrom umwandelt

Neue Begriffe der VDE-AR-N 4105:2026-03

- **$P_{AV,E}$ -Schutz**: Zertifizierte Schutzeinrichtung, die bei Überschreitung der zulässigen Einspeiseleistung auslösen kann
- **$P_{inst., PAV,E}$** : Summe der Leistungen, die von der $P_{AV,E}$ -Überwachung erfasst werden
- **$P_{Emax, B}$** : Maximale Wirkleistung, mit der ein Speicher Energie aus dem Netz aufnehmen kann
- **EnFluRi**: Messung der aktuellen Leistung am Netzanschlusspunkt



Neuerungen der VDE-AR-N 4105:2026-03

Zusammenfassung



Zusammenfassung der wichtigsten Neuerungen (i/ii)

■ Anschlussprozess

- Vereinfachter Prozess für Kleinst-EZA/-Speicher ≤ 800 VA (Formular F.1.2)
- Erweiterter Geltungsbereich: $\Sigma P_{Amax} \geq 135 \text{ kW} \leq 500 \text{ kW}$ auch in höheren Spannungsebenen
- Neues Anlagenzertifikat ab $\Sigma P_{Amax} > 500 \text{ kW}$ oder $P_{AV,E} > 270 \text{ kW}$
- Ein neues Flussdiagramm in Anhang A.1 unterstützt die Einordnung zwischen VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110

■ Statische Spannungshaltung

- $Q(U)$ ist neuer Standard (Auslieferungszustand) – nicht mehr $\cos \phi = 1$

■ $P_{AV,E}$ -Überwachung

- Neuer zertifizierter $P_{AV,E}$ -Schutz zusätzlich zur $P_{AV,E}$ -Regelung
- Erweiterung bis zur Nulleinspeisung möglich

■ Systemstützende Eigenschaften

- Neue RoCoF-Anforderungen (Typ-2: bis $\pm 4 \text{ Hz/s}$ über 0,25 s)
- Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (PRNB) für Typ-2/EZSE/Speicher

Zusammenfassung der wichtigsten Neuerungen (ii/ii)

■ NA-Schutz

- Neue Einstellwerte (Tabelle 7): differenziert nach Anlagentyp
- Neue Schutzvarianten bei Anlagenerweiterung

■ Weitere Neuerungen

- Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen werden explizit als Speicher behandelt
- Es wurde klargestellt, dass es mehrere mögliche Standardparametersätze gibt
- ZEREZ-Pflicht für alle Zertifikate

→ **Empfehlung:** Frühzeitige bilaterale Abstimmung Anschlussnehmer ↔ Netzbetreiber gewinnt durch die neuen Schwellenwerte und Zertifizierungspflichten stark an Bedeutung

Neuerungen der VDE-AR-N 4105:2026-03

Zertifikate



ZEREZ-Pflicht für alle Zertifikate

 ZEREZ

 DE 

 **ZEREZ - Zentrales Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate**

ZEREZ ID ☐

Norm 

Primärenergie 

Kategorie/Klasse/Betriebsmittel 

Maximale Wirkleistung 

Bemessungsspannung 

Nachweisdokument 

Zertifikatsstatus 

Hersteller 

Zertifizierungsstelle 

Verifiziert ☐

Netzbildende Einheit ☐

Erstellungsdatum (Zertifikat) 

Änderungsdatum (Zertifikat) 

ALLE FILTER ZURÜCKSETZEN

Falls Sie Ihre Einheit oder das entsprechende Einheiten- oder Komponentenzertifikat nicht im Register finden, melden Sie sich bei Ihrem Hersteller.

Typ / Modell Name	ZEREZ ID der Einheit	Kategorie/Klasse/Betriebsmittel	Norm	Primärenergie	Hersteller	Maximale Wirkleistung	Bemessungsspannung	Nachweisdokument	Zertifikatsstatus	Zertifikatsprüfung
STP 50-40	ZE-7ZWF-X34Y-0001	Umrichter	VDE-AR-N 4105:2018-11	PV	SMA Solar Technology AG	50.36 kW	400 V	Zertifikat	Gültig	Verifiziert
Zertifikatsnummer Nachweisdokument ZEREZ ID des Zertifikates Zertifizierungsstelle Zertifikatsstatus Hochgeladen am Zertifikatsprüfung										
U21-0342		Zertifikat		ZE-7ZWF-X34Y		Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH		Gültig		20.12.2024 07:11
										Verifiziert
STP 50-41	ZE-7ZWF-X34Y-0002	Umrichter	VDE-AR-N 4105:2018-11	PV	SMA Solar Technology AG	50.36 kW	400 V	Zertifikat	Gültig	Verifiziert
STP5.0-3SE-40	ZE-7ZWF-ID9J-0001	Umrichter	VDE-AR-N 4105:2018-11	PV / Speicher	SMA Solar Technology AG	5 kW	400 V	Zertifikat	Gültig	Verifiziert

Quelle: www.zerez.net

9.2 Neue und erweiterte Anforderungen an Zertifikate

Zertifikate und Nachweise nach VDE-AR-N 4105

- Einheiten- und Komponentenzertifikate sind in der **ZEREZ-Datenbank** zu hinterlegen
- Für Erzeugungsanlagen und Speicher sind folgende Nachweise erforderlich:
 - **Einheitenzertifikat**
 - **NA-Schutz-Zertifikat**
 - **PAV,E-Schutz-Zertifikat**, sofern vorhanden
- Zertifikate können in einem gemeinsamen Dokument zusammengefasst werden; Deckblatt mit allen enthaltenen Zertifikaten und Zertifikatsnummern
- Zertifizierung erfolgt durch eine **ermächtigte Zertifizierungsstelle** auf Basis von Prüfungen eines akkreditierten Prüflabors nach **DIN EN ISO/IEC 17025**
- Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge gelten als Speicher und benötigen Nachweise über:
 - Einheitenzertifikat
 - NA-Schutz-Zertifikat

9.2 Neue und erweiterte Anforderungen an Zertifikate

Zertifikate und Nachweise nach VDE-AR-N 4105

- Bei **DC-gekoppelten Fahrzeugen** reicht die Zertifizierung der Ladeeinrichtung; das Fahrzeug wird wie eine Batterie betrachtet
- Bei **AC-gekoppeltem bidirektionalem Laden** ist der Systemverbund aus Fahrzeug und Ladeeinrichtung relevant; Details werden über FNN-Hinweise konkretisiert
- Übergangsregelung: Zertifikate nach **VDE-AR-N 4105:2018-11** bleiben befristet für Anmeldung und Inbetriebsetzung verwendbar

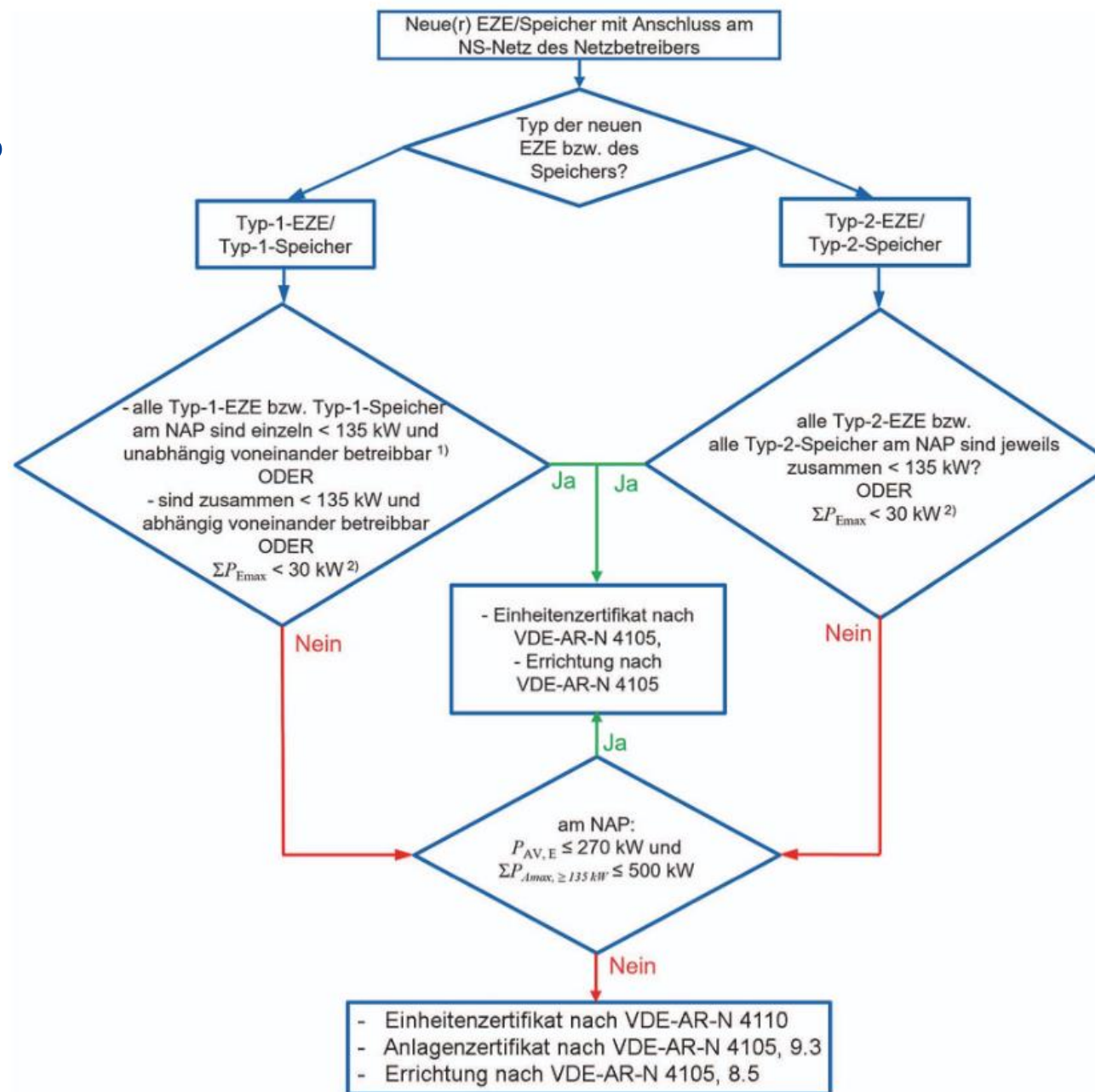
- **Ausnahmen vom Einheitenzertifikatsverfahren:**
 - Einzelnachweisverfahren in Abstimmung mit dem Netzbetreiber, z. B. bei Kleinstserien oder Sonderanlagen
 - Prototypen: max. 2 Jahre nur mit zertifiziertem NA-Schutz, dann Nachreichen der Einheitenzertifikate oder Rückbau
 - Museums- oder Forschungsanlagen: in Abstimmung mit NB von der Zertifizierungspflicht ausgenommen

Neuerungen der VDE-AR-N 4105:2026-03

Anschlussprozess



4105 oder 4110 ?



Neu eingeführtes Anlagenzertifikat mit Anschluss in der Niederspannung

■ Vom Anschlussnehmer bereitzustellen:

- technische Daten der Erzeugungsanlage / Speicher
- einphasiger Übersichtsschaltplan inkl. Netzanschlusspunkt, Eigentumsgrenze, Mess-, Schutz- und Steuertechnik
- Kabeltypen, Leitungslängen, Querschnitte und Schaltanlagenkennwerte
- Regelungskonzept inkl. Kommunikationsplan, z. B. Netzsicherheitsmanagement, Redispatch, Direktvermarktung
- Schutzkonzept inkl. Messorte, Kuppelschalter, Hilfsenergie und Wirkkette
- bei Bestandsanlagen: technische Daten und relevante Parametrierungen der vorhandenen Einheiten
- bei Mischanlagen: Angaben zu Blindleistungskompensation der Bezugsanlage

■ Im Anlagenzertifikat zu bewerten:

- maximale Wirkleistungsabgabe P_{Amax} und ggf. $P_{AV,E}$ -Überwachung
- Einheitenzertifikate und ggf. erforderliche Zusatzkomponenten
- thermische Bemessung und Kurzschlussfestigkeit der Übergabestelle
- Schutzkonzept inkl. NA-Schutz-Zertifikat, Spannungsabgriff, Einfehlersicherheit und Kuppelschalterfunktion
- Netzurückwirkungen nach VDE-AR-N 4100, z. B. Flicker, Oberschwingungen und schnelle Spannungsänderungen
- Blindleistungsbereitstellung und statische Spannungshaltung gemäß Netzbetreibervorgabe
- Wirkleistungssteuerung, Ist-Einspeisung und Priorisierung von Netzsicherheitsmanagement / Redispatch

Neu eingeführtes Anlagenzertifikat mit Anschluss in der Niederspannung

9.3.3 Konformitätserklärung:

■ **Frist:**

- 6 Monate nach IBS, spätestens 12 Monate nach IBS der ersten EZE, sonst erlischt die vorläufige Betriebserlaubnis

■ **Ablauf:**

- Inbetriebsetzungsprotokoll durch Anschlussnehmer (oder beauftragte qualifizierte Stelle); Unterschrift bestätigt Vollständigkeit und Richtigkeit
- Konformitätserklärung durch nach DIN EN ISO/IEC 17065 akkreditierte Stelle
- Danach erteilt der Netzbetreiber die endgültige Betriebserlaubnis

■ **Erforderliche Nachweise für die Konformitätserklärung:**

- Aktualisierter Übersichtsschaltplan, IBS-Protokoll, Übersicht der verbauten EZE mit IBS-Datum
- Nachweis der eingestellten Parametersätze (EZE und ggf. EZA-Regler), Funktionstest Netzsicherheitsmanagement
- Prüfung Auslösekreis NA-Schutz–Kuppelschalter; Hilfsspannungsausfall löst unverzüglich aus; Ausfall der Signalübertragung wird erkannt; Kuppelschalter > 3 s gepuffert

5.5.3 Vereinfachte Anforderungen an Kleinsterzeugungsanlagen und Kleinstspeicher bis 800 VA

Für Kleinsterzeugungsanlagen und/oder Kleinstspeicher bis insgesamt 800 VA je Anschlussnutzeranlage gelten vereinfachte Anforderungen:

- Abweichungen zur normalen VDE-AR-N 4105:
 - Blindleistungsbereitstellung mit festem $\cos \varphi = 1$
 - $P(f)$: Frequenz-Wirkleistungsreduktion ab 50,2 Hz mit fester Statik $s = 5 \%$
 - Beurteilung zentraler NA-Schutz: keine Aufsummierung mit vorhandenen Erzeugungsanlagen nach Abschnitt 6.1
 - keine Pflicht zur Anzeige/Speicherung der letzten fünf NA-Schutz-Fehlermeldungen
- Statt Inbetriebsetzungsprotokoll F.9 wird das vereinfachte **Anmelde- und Inbetriebsetzungsformular F.1.2** genutzt; dieses ist vom Anlagenbetreiber zu unterschreiben.
- Ein Lageplan ist nicht erforderlich.
- Bei Zubau kann trotzdem eine Anpassung des Messkonzepts notwendig werden.
- Zusätzlich gelten DIN VDE V 0126-95 und DIN VDE V 0100-551-1

→ **Sonst:** ohne Inbetriebsetzungsprotokoll keine Inbetriebnahme !

Info

- **DIN VDE V 0126-95**
behandelt Anforderungen an steckerfertige Erzeugungsgeräte bzw. Kleinsterzeugungsanlagen, z. B. Sicherheits- und Anschlussanforderungen.
- **DIN VDE V 0100-551-1**
regelt die Einbindung von Stromerzeugungseinrichtungen in Niederspannungsanlagen, insbesondere den Anschluss an Endstromkreise.

Wichtig: Es handelt sich nicht um „Richtlinien“, sondern um VDE-Normen bzw. VDE-Vornormen, die zusätzlich zur VDE-AR-N 4105 zu beachten sind.

8.4.8 Schutzkonzepte bei Anschluss an höhere Spannungsebenen

- $\sum P_{A,\max} \leq 270 \text{ kW}$:
 - NA-Schutz nach 4105 ausreichend
 - Zentraler NA-Schutz möglichst nah an der Übergabestation / NSHV
- $270 \text{ kW} < \sum P_{A,\max} \leq 500 \text{ kW}$:
 - Errichtung nach VDE-AR-N 4105
 - Zusätzlich übergeordneter Entkopplungsschutz nach 4110 zwingend erforderlich
 - Bestehender NA-Schutz darf als zweite Schutzebene integriert oder zentral ausgeführt sein
- $\sum P_{A,\max} > 500 \text{ kW}$:
 - Schutzkonzept nach VDE-AR-N 4110
 - Erfüllung des FNN-Hinweises „Anforderungen an digitale Schutzgeräte“

8.4 Neuerung zum Sonderfall: Anwendung der 4105 trotz höherer Spannungsebene

■ Anwendungsfall:

$$\sum P_{A,\max} \geq 135 \text{ kW} \leq 500 \text{ kW} \text{ und } P_{AV,E} \geq 270 \text{ kW}$$

■ Aufsummierung am NAP:

- Alle EZA/Speicher werden addiert: neue Anlagen, Bestandsanlagen und $P_{A,\max} < 135 \text{ kW}$
- Kernaussage: Entscheidend ist die kumulierte Leistung am Netzanschlusspunkt

■ Anmeldeverfahren:

- Nach Abschnitt 4 und Anhang E.1 der VDE-AR-N 4110
- ZEREZ-IDs angeben: Einheiten-, NA-Schutz-, PAV,E-Schutz-Zertifikat, ggf. EZA-Regler

■ Errichtungsplanung:

- Erforderlich bei neuer Übergabestation oder Tausch/Erweiterung von Hauptkomponenten

■ Blindleistungsbereitstellung

- Bis 270 kW: $\cos \phi(P)$ -Kennlinie nach 4105
- Über 270 kW: $Q(U)$ -Kennlinie nach 4105 mit Messabgriff in der Mittelspannung

■ Inbetriebsetzung und Betriebserlaubnis:

- IBS-Protokoll F.9 ist nötig und bei $\sum P_{A,\max} > 270 \text{ kW}$ zusätzlich Schutzprüfprotokoll für übergeordneten EKS nach 4110
- Vorübergehende Betriebserlaubnis entfällt und wird durch endgültige Betriebserlaubnis des Netzbetreibers ersetzt

Neuerungen der VDE-AR-N 4105:2026-03

Parametrierung



Standardparameter sind durch den Anlagenerrichter einzustellen

- Parametersatz für den Anschluss an das **Niederspannungsnetz** des Netzbetreibers
 - Gilt auch für KWK-EZE, Wind-EZE und Brennstoffzellen mit $\sum P_{E,max} < 30 \text{ kW}$ sowie für Kleinsterzeugungsanlagen und -speicher $\sum P_{A,max} \geq 0,8 \text{ kW}$
- Parametersatz für den Anschluss an das **Mittelspannungsnetz** des Netzbetreibers ($\sum P_{A,max} \geq 270 \text{ kW}$)
 - NA-Schutz nach Abschnitt 10.3.5.3.2 der VDE-AR-N 4110
 - zuzüglich Spannungssteigerungsschutz $U >$ mit Einstellwerten der VDE-AR-N 4105
 - Blindleistungsbereitstellung bei $\sum P_{A,max} \leq 270 \text{ kW}$: $\cos\phi(P)$ -Kennlinie nach VDE-AR-N 4105
- Parametersatz für den Anschluss an das **Mittelspannungsnetz** des Netzbetreibers ($\sum P_{A,max} > 270 \text{ kW}$)
 - Übergeordneter Entkuppelungsschutz nach Abschnitt 10.3.5.3.1 der VDE-AR-N 4110
 - Blindleistungsbereitstellung bei $\sum P_{A,max} > 270 \text{ kW}$: $Q(U)$ -(Standard-) Kennlinie nach VDE-AR-N 4105

Die Funktionalität der Einheiten wird durch das Einheitenzertifikat bestätigt

→ **Wichtig: Nachweis der korrekten Parametrierung mittels Parameterliste, Einstell- und Inbetriebsetzungsprotokoll**

Neuerungen der VDE-AR-N 4105:2026-03

NA-Schutz



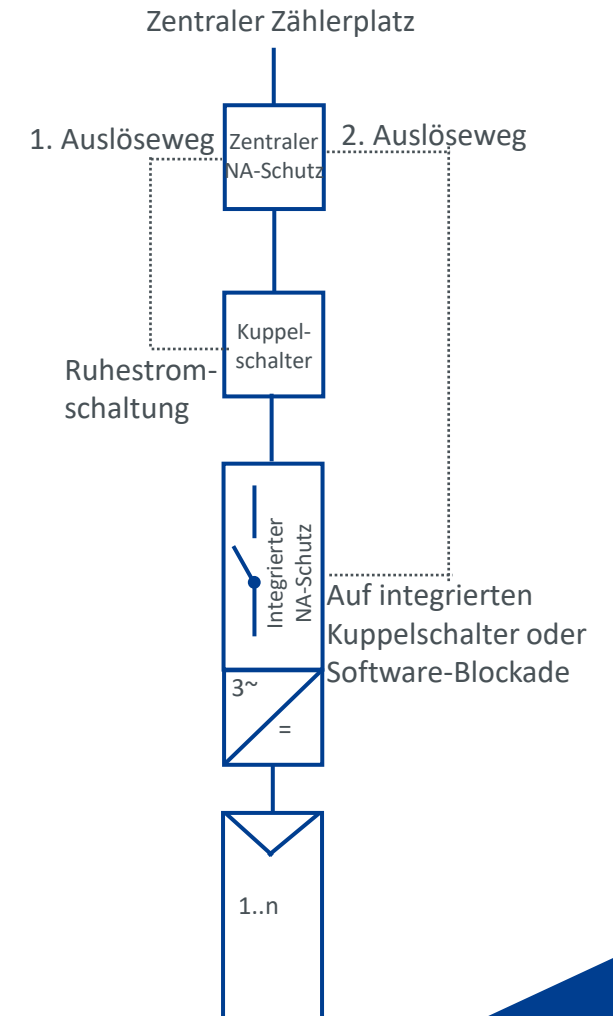
Ausführungsbeispiel des zentralen NA-Schutzes

Zentraler NA-Schutz mit einem Kuppelschalter am zentralen Zählerplatz und Kommunikationskabel vom zentralen NA-Schutz zum integrierten NA-Schutz der EZE

- Redundanz: Nutzung der integrierten Kuppelschalter und Software-Blockade im Wechselrichter als Redundanz
- Wenn Datenlogger verbaut: bei Anschluss über Einspeisemanagement oder zentralen NA-Schutz muss bei Kommunikationsausfall zwischen Datenlogger und Wechselrichter die Anlage abschalten (Wechselrichter AUS)

Weiterhin relevant:

- zentrale NA-Schutz muss grundsätzlich als eigenständiges Betriebsmittel am zentralen Zählerplatz installiert werden
- Bestehende EZE sind an den zentralen NA-Schutz anzubinden und in der Schutzbetrachtung zu berücksichtigen
 - Vorhandene Bestandsanlagen sind im Messkonzept, Schutzkonzept sowie im Übersichts- und Schaltplan vollständig darzustellen und zu berücksichtigen
- Bei gemeinsam genutztem Netzanschluss von mehreren Rheinhäusern muss > 30 kVA ein gemeinsamer zentraler NA-Schutz nach VDE 4105 am NAP aufgebaut werden



6.5.2 Schutzfunktionen und Einstellwerte

- Neue Differenzierung nach Anlagentyp (Brennstoffzellen; Umrichter; direkt gekoppelte Generatoren)

Schutzfunktion	Brennstoffzellen		Synchron-/Asynchron-Gen. ≤ 50 kW		Synchron-/Asynchron-Gen. > 50 kW		Umrichter	
U>>	1,15 U _n	≤ 500 ms	1,25 U _n	≤ 200 ms	1,25 U _n	≤ 200 ms	1,25 U _n	≤ 200 ms
U>	1,10 U _n	≤ 5 s	1,10 U _n	≤ 5 s	1,10 U _n	≤ 5 s	1,10 U _n	≤ 5 s
U<	0,80 U _n	≤ 200 ms	0,80 U _n	1,0 s	0,80 U _n	3,0 s	0,80 U _n	3,0 s
U<<	entfällt		0,45 U _n	300 ms	0,45 U _n	300 ms	0,45 U _n	300 ms
f<	47,5 Hz	2,0 s	47,5 Hz	2,0 s	47,5 Hz	2,0 s	47,5 Hz	2,0 s
f>	51,5 Hz	5,0 s	51,5 Hz	5,0 s	51,5 Hz	5,0 s	51,5 Hz	5,0 s
f>>	52,6 Hz	≤ 200 ms	52,6 Hz	≤ 200 ms	52,6 Hz	≤ 200 ms	52,6 Hz	≤ 200 ms

- **Wesentliche Änderung: Längere Auslösezeiten beim Frequenzschutz (f<: 2 s statt 100 ms, f>: 5 s) für RoCoF-Durchfahren**

- Toleranz: U_{max} ± 1 % U_n, f_{max} ± 0,1 % f_n, bei NA-Schutz ≤ 30 kVA: U> = 1,1 U_n nicht veränderbar
- Neue Varianten bei Anlagenerweiterung: gemeinsamer oder separater zentraler NA-Schutz oder Nutzung des bestehenden NA-Schutzes

→ Hier: Auslösezeiten! In F.6 Prüfbericht zum NA-Schutz werden Auslösezeiten eingetragen (Eigenzeit Schaltgerät addieren)

Neuerungen der VDE-AR-N 4105:2026-03

PAV,E-Überwachung



5.5.2 Leistungsüberwachung am NAP

$P_{AV,E}$ -Überwachung / Einspeisebegrenzung

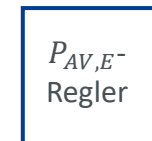
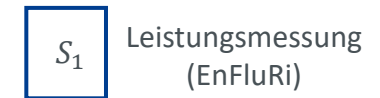
$P_{AV,E}$ -Überwachung ist erforderlich, wenn die **vereinbarte Einspeiseleistung** am Netzanschlusspunkt **kleiner ist als die installierte maximale Anschlusswirkleistung** der EZA und/oder Speicher.

- Gilt auch für $P_{AV,E} = 0 \text{ kW}$, also Nulleinspeisung; auch dann ist ein Zwei-Richtungs-Zähler erforderlich.
- **Zweck:** Anschluss trotz begrenzter Netzkapazität ermöglichen, Netzanschlusspunkt wirtschaftlicher wählen oder Netzausbau vermeiden bzw. zeitlich verschieben.
- **System besteht aus zertifiziertem $P_{AV,E}$ -Schutz und $P_{AV,E}$ -Regler; der Schutz muss unabhängig vom Regler die Grenzwerte überwachen.**

Leistungsmessung am Netzanschlusspunkt, EnFluRi

Wenn **Leistungsüberwachung oder Regelung** am Netzanschlusspunkt erforderlich ist, wird eine Leistungsmessung, z. B. **EnFluRi**, benötigt.

- **Messung grundsätzlich am zentralen Zählerplatz im Verteilerfeld;** bei mehreren Anschlussnutzeranlagen ggf. Stromsensoren im ungezählten Bereich nach VDE-AR-N 4100 zulässig
- Bei Ausfall der Messung oder Kommunikation länger als 5 s muss die Erzeugungsleistung gemäß Grenzkurven auf $P_{AV,E}$ begrenzt werden. > 60 s führt zu unverzüglichem Auslösen des $P_{AV,E}$ -Schutzes

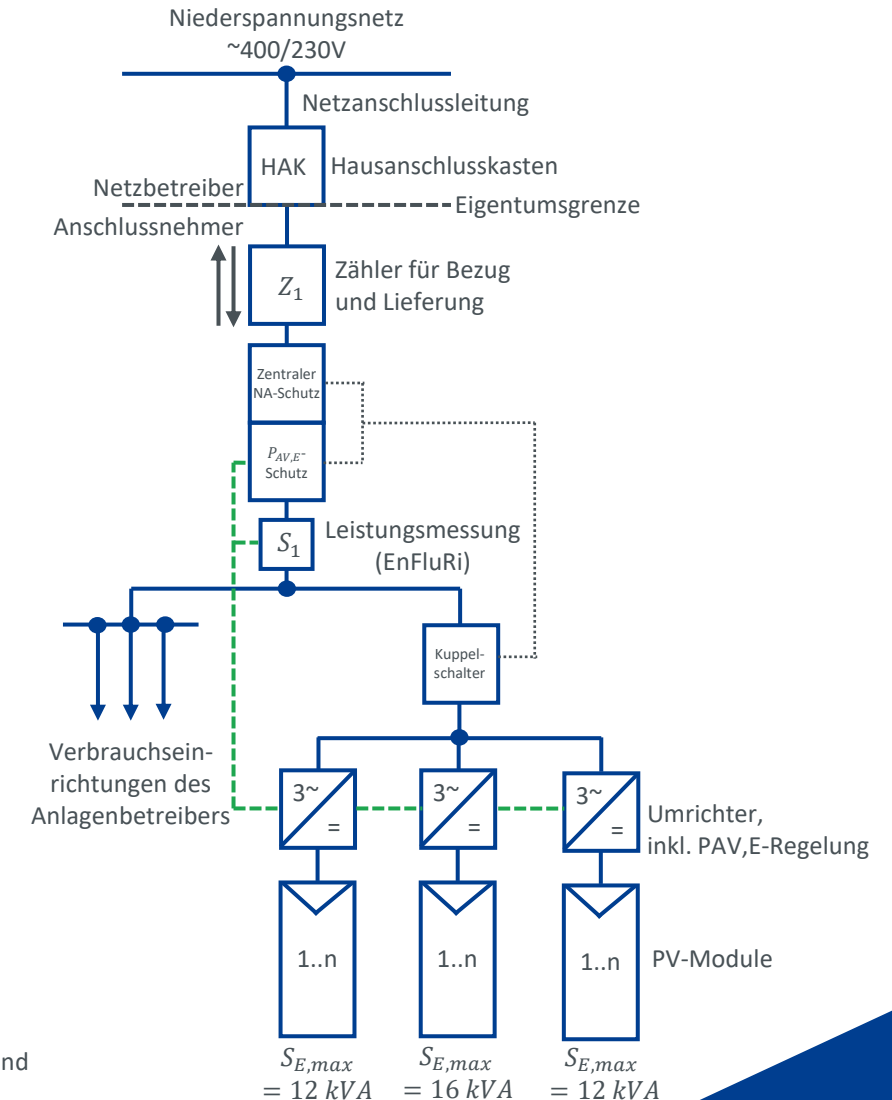


5.5.2 Leistungsüberwachung am NAP

$P_{AV,E}$ -Schutz und $P_{AV,E}$ -Regler – Umsetzungsvarianten

- Der $P_{AV,E}$ -Schutz kann als eigenständiges Gerät am zentralen Zählerplatz oder in einem geeigneten Stromkreisverteiler installiert werden.
- Alternativ kann der $P_{AV,E}$ -Schutz Bestandteil einer Erzeugungseinheit, eines Speichers oder einer rückspeisefähigen Ladeeinrichtung sein.
- Der $P_{AV,E}$ -Regler kann ebenfalls als eigenständiges Betriebsmittel ausgeführt werden.
- Alternativ kann der Regler integriert sein in:
 - $P_{AV,E}$ -Schutz
 - Erzeugungseinheit
 - Speicher
 - rückspeisefähige Ladeeinrichtung
- **Wichtig:** Der $P_{AV,E}$ -Schutz überwacht die Grenzwerte unabhängig vom Regler

Bild: „Anschlussscheinleistung $S_{Amax} > 30 \text{ kVA}$ mit PAV, E-Überwachung“: S1 liefert die Leistungsmesswerte an den PAV, E-Schutz und PAV,E-Regelung in den Umrichtern. Der zentrale NA-Schutz und der PAV, E-Schutz wirken auf den zentralen Kuppelschalter.



Neuerungen der VDE-AR-N 4105:2026-03

Systemstützende Eigenschaften



5.7.4.3.3 RoCoF: Verhalten bei steilen Frequenzgradienten

- EZE, EZSE und Speicher müssen schnelle Frequenzänderungen ohne Trennung durchfahren können
 - Vorteil: Dynamik der Frequenzänderung erkennen, bevor feste Frequenzgrenzen erreicht werden
- Unterstützt den Netz- und Anlagenschutz, insbesondere bei:
 - möglicher Inselnetzbildung
 - plötzlichem Erzeugungs-/Lastungleichgewicht
 - Netzstörungen oder Netztrennungen
- Umsetzung über NA-Schutz, Schutzfunktionen im Wechselrichter, oder ggf. übergeordnete Schutz- oder Regelungstechnik
- Nachweis per Herstellererklärung und Inbetriebnahmeprüfung

Zulässige RoCoF-Werte	Für eine Dauer von
$\pm 4,0 \text{ Hz/s}$	0,25 s
$\pm 2,0 \text{ Hz/s}$	0,5 s
$\pm 1,5 \text{ Hz/s}$	1 s
$\pm 1,25 \text{ Hz/s}$	2,5 s

Typ-2-EZE, EZSE und Speicher

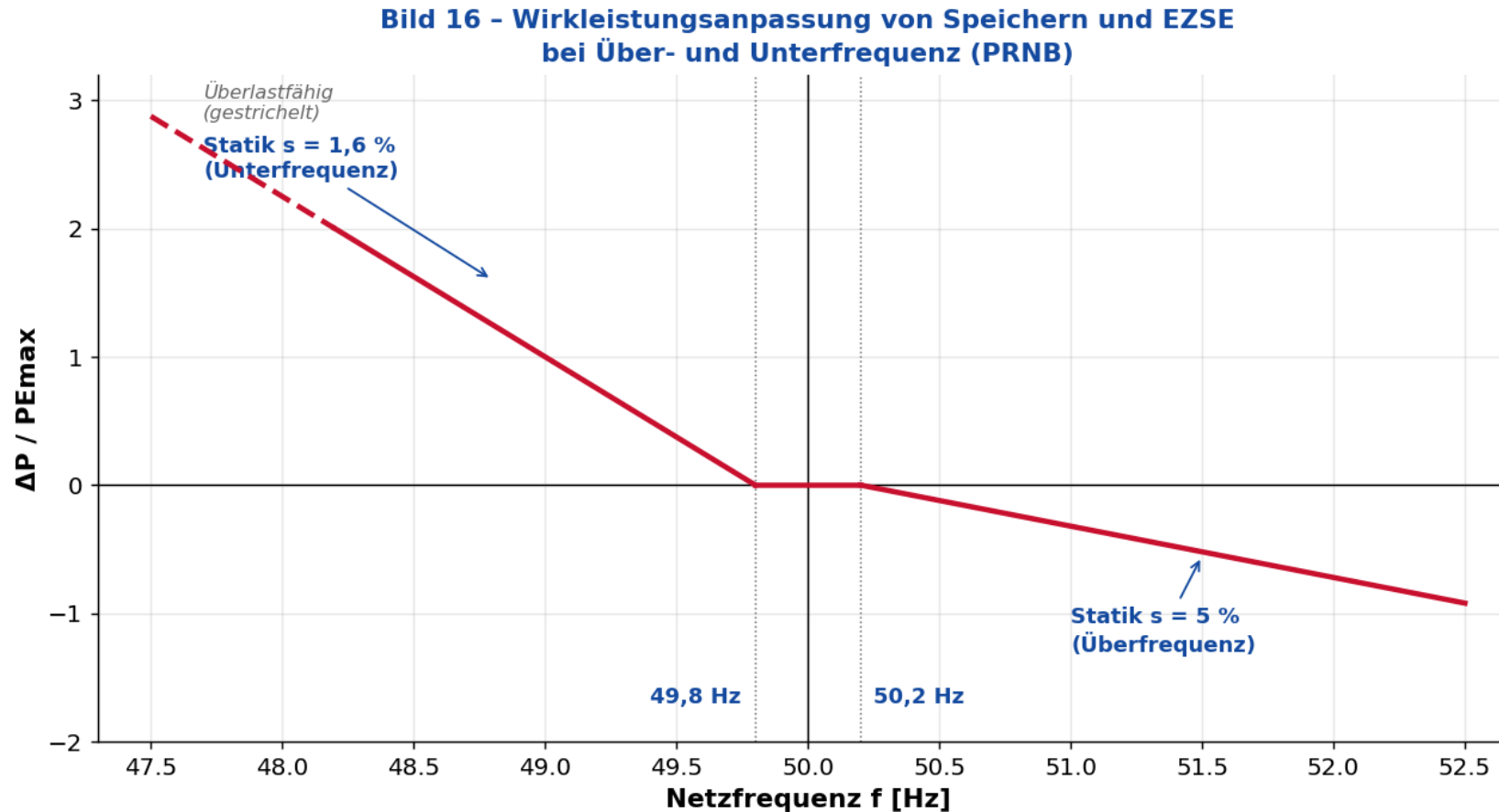
Zulässige RoCoF-Werte	Für eine Dauer von
$\pm 2,0 \text{ Hz/s}$	0,5 s
$\pm 1,5 \text{ Hz/s}$	1 s
$\pm 1,25 \text{ Hz/s}$	2 s

Typ-1-EZE

5.7.4.3 Netzsicherheitsbasierte Primärregelung (PRNB)

- Außerhalb des Frequenzbandes 49,8 – 50,2 Hz müssen Typ-2-EZE, EZSE und Speicher an der netzsicherheitsbasierten Primärregelung (PRNB $\triangleq$ LFSM-O/U) teilnehmen
- **Unterscheidung:**
 - netzsicherheitsbasierte Primärregelung (PRNB)
= (Limited Frequency Sensitive Mode) LFSM-O/U außerhalb 49,8–50,2 Hz (netzsicherheitsbasiert)
 - marktbasierter Primärregelung (FSM) ausschließlich im Band 49,8–50,2 Hz
- **Anforderungen an unbeschränkten Stellbereich:**
 - Batteriespeicher: $-100\% \dots +100\% P_{E_{\max}}$
 - Photovoltaik: $10\% - 100\% P_{E_{\max}}$
- **Speicher und EZSE – Kennlinie nach Bild 16:**
 - Überfrequenz: Statik $s = 5\%$, Beginn bei 50,2 Hz
 - Unterfrequenz: Statik $s = 1,6\%$, Beginn bei 49,8 Hz
- Speicher gehen zur Netzstützung in „Energilieferung“ über
 - Systemstabilität hat Vorrang vor bilanziellem Einspeiseverbot

PRNB-Kennlinie für Speicher und EZSE (Bild 16)



Überfrequenz: Statik $s = 5 \%$, Beginn bei 50,2 Hz – Wirkleistung wird linear reduziert

Unterfrequenz: Statik $s = 1,6 \%$, Beginn bei 49,8 Hz – Speicher wechseln in Modus „Energielieferung“. Bei Überlastfähigkeit gestrichelter Bereich

Neuerungen der VDE-AR-N 4105:2026-03

Zusammenfassung



Zusammenfassung der Neuerungen

Gegenüber VDE-AR-N 4105:2018-11 und VDE-AR-N 4105 Berichtigung 1:2020-10 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Ausgestaltung des **Anschluss- und Nachweisprozesses** für Netzanschlüsse bis zu einer kumulierten Leistung $\sum P_{A,\max} \geq 135 \text{ kW} \leq 500 \text{ kW}$ oder einer Einspeiseleistung $P_{AV,E} \leq 270 \text{ kW}$ am Netzanschlusspunkt die nach dieser Anwendungsregel in einer **höheren Spannungsebene** angeschlossen werden;
- b) **Vereinfachung** der technischen Mindestanforderungen für Erzeugungsanlagen und Speicher **bis 800 VA**;
- c) Weiterentwicklung $P_{AV,E}$ -Überwachung durch **Einführung eines PAV, E-Schutzes** und Erweiterung bis zur Nulleinspeisung;
- d) **Q(U) als Standardverfahren** für die Blindleistung (Auslieferungszustand);
- e) **erweiterte Anforderungen an systemstützende Eigenschaften der EZE** (RoCoF, P(f) und Einstellwerte des NA-Schutzes);
- f) neue **NA-Schutz-Varianten**;
- g) Anforderungen und **Nachweisvorgaben für rückspeisefähige Ladeeinrichtungen**;
- h) Referenzierung auf den **FNN Hinweis zum Einzelnachweisverfahren**;
- i) **Überarbeitung der Formulare** für den Anschlussprozess und Reduzierung des erforderlichen Datenumfangs;
- j) **Einarbeitung der FAQ's** (z. B. NA-Schutz-Kuppelschalter-Konfiguration);
- k) aktualisierte **Beispiele für Zählerplatzkonfigurationen**;
- l) Aufnahme eines **Anlagenzertifikates** ab einer kumulierten Leistung $\sum P_{A,\max} \geq 135 \text{ kW} > 500 \text{ kW}$ oder einer Einspeiseleistung $P_{AV,E} > 270 \text{ kW}$ am Netzanschlusspunkt



Simon Ledwon, M.Sc.

Teamleitung
Netzanschluss & Consulting



Leandro Fernandez
Schmidt, M.Sc.

Stellv. Teamleitung
Netzanschluss & Consulting



Besselstraße 18
68219 Mannheim

Standort Aachen:
Roermonder Straße 199
52072 Aachen

Standort Hamburg:
Harburger Schloßstraße 6 - 12
21079 Hamburg

fgh@fgh-ma.de
www.fgh-ma.de



Agenda

1

Begrüßung

- Branchenservice
- Team Einspeiser
- FGH

2

VDE-AR-N 4105

- Vortrag
- Fragen

3

Pause

11:30 Uhr bis
11:45 Uhr

4

EEG 2023

- Vortrag
- Fragen

5

Pause

13:00 Uhr bis
14:00 Uhr

6

VDE-AR-N 4110

- Vortrag
- Fragen



A scenic landscape photograph featuring several wind turbines on a densely forested hill. The sun is setting behind the turbines, creating a warm, golden glow across the sky and the tops of the trees. The sky transitions from a deep orange near the horizon to a clear blue at the top. In the distance, a valley with a small town and rolling hills is visible under the twilight sky.

Badenova Netze

Vergütung von Erzeugungsanlagen (EEG)

Agenda

1

Vergütung

- Einspeisevergütung
- Direktvermarktung
- Unentgeltliche Abnahme

2

Wechsel

- Fristen

3

Stecker-PV

- Meldepflichten
- Ohne Vergütung
- Mit Vergütung

4

Abrechnung

- Abschläge
- Jahresabrechnung
- Monatliche Abrechnung

5

Lebenslauf

- Betreiberwechsel
- Messkonzeptwechsel
- Stilllegung

6

MaStR

- Stellenwert
- Datenabgleich

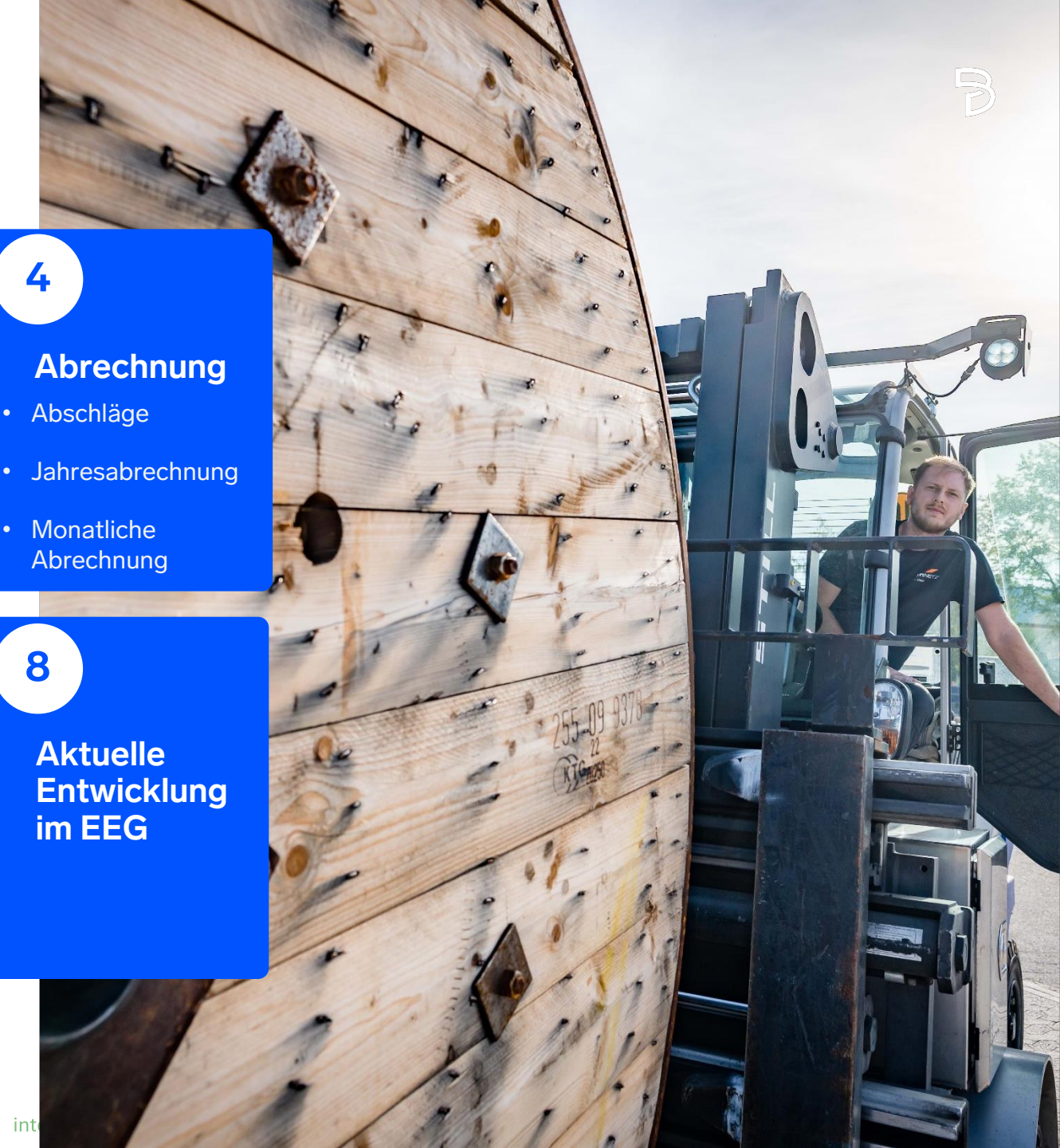
7

Sanktionen

- Übersicht
- Fehlendes Einspeisemanagement
- „Doppelverstoß“

8

Aktuelle Entwicklung im EEG



1. Vergütungsformen



1. Vergütungsformen

Einspeisevergütung

- **Einspeisevergütung**

- PV-Anlagen nach § 48

- **Volleinspeisebonus**

- PV-Anlagen nach § 48 Abs. 2a
- **Meldepflicht!!!!:**
 - vor der Inbetriebnahme (bei uns in der Anmeldung)
 - immer bis zum 1.12. des vorangegangenen Jahres

- **Mieterstromzuschlag**

- PV-Anlagen nach § 48a

- **Unentgeltliche Abnahme**





1. Vergütungsformen

Direktvermarktung

- **Verpflichtende Direktvermarktung**

- Anlagen größer 100 kWp
- Erhalten vom Netzbetreiber die Marktprämie

Marktprämie = anzulegender Wert minus Monatsmarktwert

- **Sonstige Direktvermarktung**

- Jede Anlage darf direkt vermarkten
- Erhalten keine Marktprämie, sondern nur die vereinbarte Vergütung vom Direktvermarkter (meistens der Marktwert)

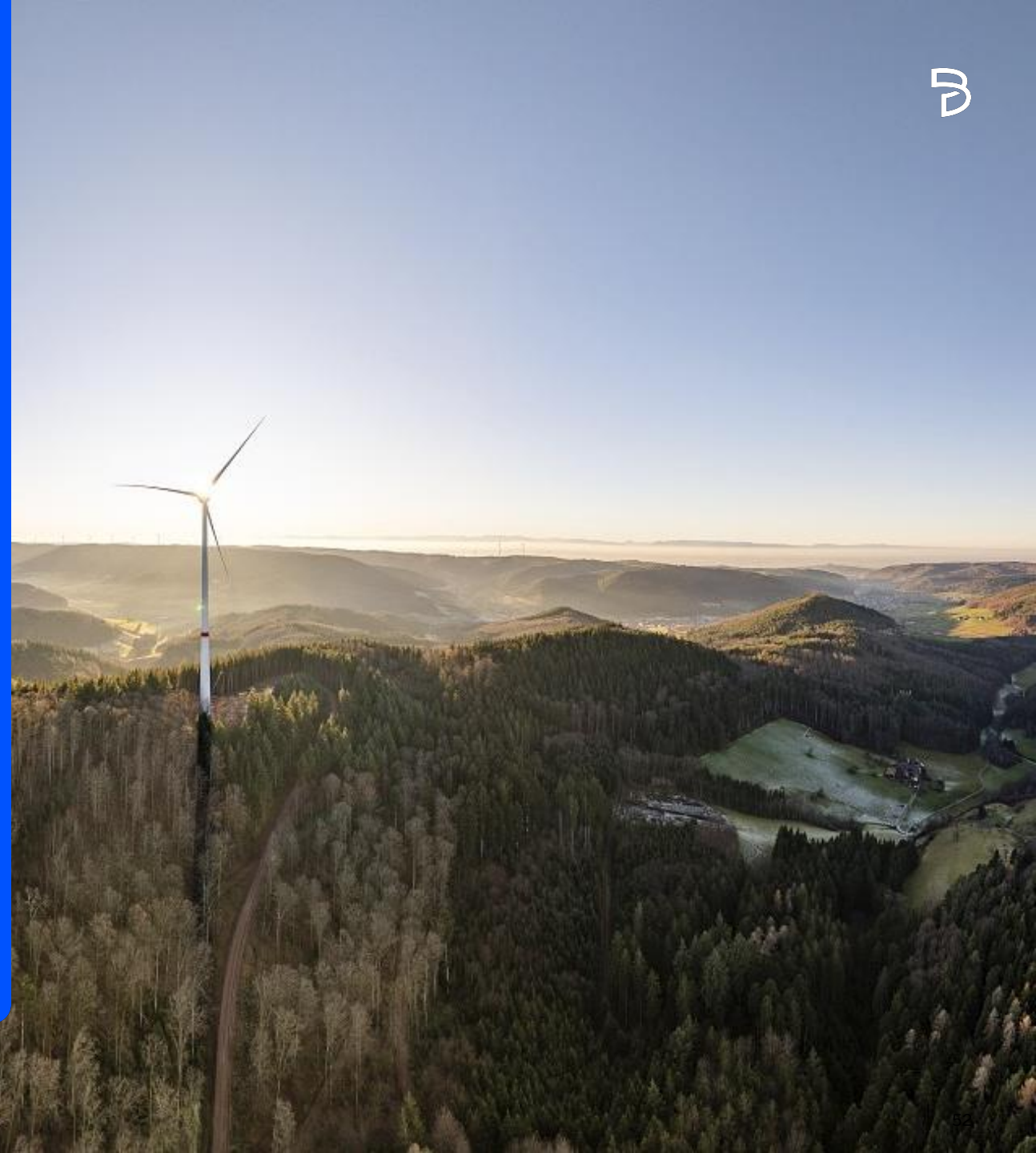
2. Wechsel



2. Wechsel

Wechsel zwischen den Vergütungsformen

- Meldung an den Netzbetreiber
 - Schriftlich
 - Elektronisches Datenformat (Direktvermarkter/Netzbetreiber)
- Pausenmonat
 - Meldung erfolgt innerhalb eines Monats
 - Ein Monat Pause
 - Am 1. des Monats nach Pausenmonat gilt die neue Vergütungsform
- Beispiel:
 - Meldung am **16.06.2026**
 - Pausenmonat **Juli**
 - Neue Vergütungsform gilt ab dem **01.08.2026**



3. Stecker-PV



Steckersolargeräte



- **Steckersolargeräte ohne Vergütung**

- Bis 2 kWp Anlagenleistung (Modulleistung)
- Bis 800 VA Wechselrichterleistung
- „*die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden und **fest mit dem Gebäude verbunden sind***“
- Pflicht zur Registrierung im Marktstammdatenregister
- Werden automatisch der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet
- **Achtung!!!** Alles über 2 kWp und 800 VA gilt als „normale“ Anlage, auch bei Anlagenerweiterungen und Bestandsanlagen

- **Steckersolargeräte mit Vergütung**

- Anlagenbetreiber muss **zusätzlich** die Anlage beim Netzbetreiber melden und der Einspeisevergütung zuordnen (Netzportal)
- **Achtung!!!!**: Pausenmonat nicht vergessen
- Zählerstand zum ersten des Monats mit neuer Vergütungsform mitteilen

Steckersolargeräte



• **Achtung!!! : Böse Fallen möglich**

- Anpassung des Messkonzepts notwendig, wenn Bestandsanlagen existieren
 - Bei Bestandsanlagen mit Erzeugungsmessung und Einspeisemessung besteht die Gefahr, dass die Einspeisemenge größer ist als die Erzeugungsmessung. **Solche Anlagen können nicht abgerechnet werden und bekommen keine Vergütung.**
- Alles über 2 kWp und 800 VA gilt als „normale“ Anlage.
 - Sobald die Anlagenleistung oder die Wechselrichterleistung überschritten wird, muss die Anlage als normale Gebäudeanlage beim Netzbetreiber angemeldet werden und zwar vor der Inbetriebnahme der Anlage, die die Grenzwertüberschreitung auslösen wird.
- Strafzahlung nach § 52 Abs. 1 Nr. 11 möglich, wenn Anlage(n) nur beim VNB gemeldet wird oder wir anderweitig von dem Steckersolargerät Kenntnis erlangen
 - Anlagenbetreiber müssen an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, eine Zahlung leisten, wenn sie die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht nach Maßgabe der Marktstammdatenregisterverordnung an das Register übermittelt haben und keine Meldung nach § 71 Absatz 1 Nummer 1 erfolgt ist.
 - **Unbedingt im Marktstammdatenregister registrieren und jedes Jahr zum 31.12. die Zählerstände mitteilen**

4. Abrechnung





4. Abrechnung

Jährlich

- Ablesung erfolgt zum 31.12.XXXX
 - Ablesung durch Außendienstmitarbeiter
 - Kundenablesung
 - Ablesekarte, E-Mail, Brief, Fax, Telefon
 - **Service stellt keine Befreiung vom § 71 Absatz 1 Nummer 1 dar**
- Rechnungserstellung ab dem 03.01.XXX
 - Wenn alle Messwerte vorliegen
 - Wenn alle Messwerte plausibel sind
 - Erzeugungsmenge muss größer als Einspeisemenge sein
 - Einspeisemenge entspricht nicht mehr als 1500 Sonnenstunden
- Abschlagsplanerstellung mit Rechnungslegung
 - Erster Abschlagsbetrag zum 15.02.XXXX fällig
 - 11 Abschlagszahlung im Abschlagsplan enthalten
 - Keine Abschlagszahlung im Januar
 - Betrag im Januar von der Jahresabrechnung abhängig



4. Abrechnung

Monatlich

- Ablesung/Auslesung am letzten Tag im Monat
 - Ablesung durch Zählerfernauslesung (ZFA)
- Rechnungserstellung ab dem 10.XX.XXX
 - Nach dem zehnten Werktag im Monat
 - Spätestens am zehnten Werktag des Monats veröffentlicht die Netztransparenzstelle die Monatsmarktwerte (Vergütungspreise).
[Marktwertübersicht der Netztransparenzstelle](#)
 - Wenn alle Messwerte vorliegen
 - Wenn alle Messwerte plausibel sind
 - Erzeugungsmenge muss größer als Einspeisemenge sein
 - Einspeisemenge entspricht nicht mehr als 1500 Sonnenstunden Jahr bzw. den mtl. Sonnenstunden

5. „Lebenszyklus einer Anlage“



5. „Lebenszyklus einer Anlage“

Betreiberwechsel

- Vererben
- Schenkung
- Verkauf

Standortwechsel

- Im Netz des gleichen Netzbetreibers
- Im Netz eines anderen Netzbetreibers

5. „Lebenszyklus einer Anlage“

Messkonzeptwechsel



Umbau

- Von Volleinspeisung zu Überschusseinspeisung (z. Bsp.: Ende der Förderfähigkeit)



Anlagenerweiterung

- Weitere EEG-Anlagen
- Kombinationen mit KWK-G
- Speicher und Speicherweiterung
- Achtung!!!: Bestandsanlagen bleiben im ursprünglichen Gesetz, richtiges Messkonzept wählen

5. „Lebenszyklus einer Anlage“

Störungen



Defekt

- **Modultausch**
 - Achtung, die Anlage darf nicht vergrößert werden, sonst entsteht ungewollt eine Anlagenerweiterung, die förderfähig ist.
- **Tausch des Wechselrichters**
 - Achtung, veränderte Leistungswerte müssen dem VNB und im MaStR gemeldet werden
- **Endgültige Stilllegung**



5. „Lebenszyklus einer Anlage“

Ende der Förderfähigkeit und Stilllegung

• Ende der Förderfähigkeit

- Anlagen kleiner 100 kWp dürfen weiter einspeisen erhalten den Marktwert Solar ([Marktwertübersicht der Netztransparenzstelle](#))
- Anlagen größer 100 kWp dürfen nur noch einspeisen, wenn Sie einen Direktvermarkter haben (sonstige Direktvermarktung)
- Volleinspeiseanlagen unter 100 kWp bauen oft auf Überschusseinspeisung um

• Endgültige Stilllegung

- Anlage vom Netz trennen
- Stilllegung an den VNB melden
- Zählerausbau für nicht benötigte Messgeräte veranlassen
 - Achtung!!! Zähler mit Bezugslaufwerk haben oft einen Stromlieferungsvertrag, diese auf keinen Fall ausbauen (lassen).



6. Marktstammdatenregister





6. Marktstammdatenregister

Stellenwert und Datenabgleich

- Marktstammdatenregister (MaStR) gewinnt immer mehr an Relevanz
- Die Auffassung „*Das Marktstammdatenregister hat keine feststellende Wirkung*“ wird von den Marktakteuren immer weiter verdrängt
- Übertragungsnetzbetreiber vergleichen die Daten der Verteilnetzbetreiber mit den Daten aus dem MaStR
- Kostenwälzung nur bei hundertprozentiger Datengleichheit möglich



6. Marktstammdatenregister

Stellenwert und Datenabgleich

Aber was bedeutet Datenabgleich? Wie genau muss man sein?

Im Jahr 2019 Frage an die Bundesnetzagentur:

Wie genau müssen wir die Daten prüfen? Gibt es eine Toleranz?

Bitte bedenken Sie den Klärungsaufwand:

- Gegenfragen des Anlagenbetreibers
- Manche Anlagenbetreiber verstorben, den Erben fehlen die Daten
 - Strittige Datensätze
- Keine Reaktion des Anlagenbetreibers



6. Marktstammdatenregister

Stellenwert und Datenabgleich

Die Antwort der Bundesnetzagentur lautete damals:

*„Bitte prüfen Sie die Daten so genau
wie es in Ihrem Unternehmen üblich ist.“*



6. Marktstammdatenregister

Stellenwert und Datenabgleich

Die Antwort der Bundesnetzagentur lautete damals:

„Bitte prüfen Sie die Daten so genau
wie es in Ihrem Unternehmen üblich ist.“





6. Marktstammdatenregister

Stellenwert und Datenabgleich





6. Marktstammdatenregister

Stellenwert und Datenabgleich

Wir haben damals entschieden:

„Wenn die Daten im MaStR nichts an der Vergütung und am Förderzeitraum ändern, dann akzeptieren wir die Daten im MaStR mit kleiner Abweichung“



6. Marktstammdatenregister

Stellenwert und Datenabgleich

**Und nun kommt der Übertragungsnetzbetreiber
und verlangt absolute Datengleichheit!**

Was bedeutet das für uns?

Wir müssen noch mehr darauf achten, dass die Daten in der
der Inbetriebnahmemeldung
und

der Registrierung im Marktstammdatenregister
absolute Datengleichheit besitzen!

7. Sanktionen (Strafzahlungen)



7. Sanktionen

Zahlung bei Pflichtverstoß („Strafzahlung“)

01

§ 52 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023
Verstoß gegen
§ 9 Absatz 1, 1a oder 2

02

§ 52 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023
Verstoß gegen
§ 9 Absatz 5

03

§ 52 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023
Verstoß gegen
§ 9 Absatz 8

04

§ 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023
Verstoß gegen
§ 10b

05

§ 52 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2023
Überschreitung der
Höchstdauern nach § 21 Absatz 1
Nummer 3 erster Halbsatz

06

§ 52 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2023
Verstoß gegen
§ 21 Absatz 2



7. Sanktionen

Pflichtverstoß	Inhaltlicher Verstoß	Sanktion je installiertes kW	Zeitraum der Sanktion
Nr. 1 Verstoß gegen § 9 Absatz 1, 1a oder 2	Technische Vorgaben zu Messen und Steuern	10 EUR / 2 EUR	bis zum Ende des Monats, in dem die Sanktion abgestellt wird, verringerte Sanktion gilt rückwirkend bis zum Beginn des Pflichtverstoßes
Nr. 2 Verstoß gegen § 9 Absatz 5	Technische Vorgaben zu Strom aus Biogas	10 EUR	bis zum Ende des Monats, in dem die Sanktion abgestellt wird
Nr. 3 Verstoß gegen § 9 Absatz 8	Technische Vorgaben bedarfs-gesteuerte Nachtkennzeichnung ¹	10 EUR / 2 EUR	bis zum Ende des Monats, in dem die Sanktion abgestellt wird, verringerte Sanktion gilt rückwirkend bis zum Beginn des Pflichtverstoßes
Nr. 4 Verstoß gegen § 10b	Vorgaben zur Direktvermarktung, technische Einrichtung	10 EUR / 2 EUR ²	bis zum Ende des Monats, in dem die Sanktion abgestellt wird, verringerte Sanktion gilt rückwirkend bis zum Beginn des Pflichtverstoßes
Nr. 5 Verstoß gegen Vorgaben Ausfallvergütung	Überschreitung der Höchstdauern nach § 21 Absatz 1 Nummer 2 erster Halbsatz	10 EUR ³	bis zum Ende des Monats, in dem die Sanktion abgestellt wird
Nr. 6 Verstoß gegen § 21 Absatz 2	Verstoß gegen Andienungspflicht	10 EUR	bis zum Ende des Monats, in dem die Sanktion abgestellt wird
Nr. 7 Verstoß gegen § 21b Absatz 2 Satz 1	Einhaltung der prozentualen Aufteilung auf die Veräußerungsformen	10 EUR	für den Monat und zusätzlich für die folgenden drei Kalendermonate

¹ Pflicht zur Nachtkennzeichnung gilt ab dem 1. Januar 2024.

² Für Anlagen ≤ 500 kW führt Pflichtverstoß vor dem 1. Januar 2024 zu Verringerung des anzulegenden Wertes auf null nach § 52 Abs. 1 Nr. 2a EEG 2021.

³ Für Anlagen ≤ 500 kW führt Pflichtverstoß vor dem 1. Januar 2024 zu Verringerung des anzulegenden Wertes auf Marktwert nach § 52 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG 2021.

7. Sanktionen

Zahlung bei Pflichtverstoß („Strafzahlung“)

07

§ 52 Abs. 1 Nr. 7 EEG 2023
Verstoß gegen
§ 21b Absatz 2 Satz 1

08

§ 52 Abs. 1 Nr. 7 EEG 2023
Verstoß gegen
§ 21b Absatz 3

09

§ 52 Abs. 1 Nr. 9, 9a EEG 2023
Verstoß gegen
§ 21c

10

§ 52 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2023
Verstoß gegen
Volleinspeisung gem. § 48
Absatz 2a

11

§ 52 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2023
Verstoß gegen
Mitteilungspflichten nach
MaStRV und EEG

12

§ 52 Abs. 1 Nr. 12 EEG 2023
Verstoß gegen
§ 80



7. Sanktionen

Pflichtverstoß		Inhaltlicher Verstoß	Sanktion je installierte kWh	Zeitraum der Sanktion
Nr. 8	Verstoß gegen § 21b Absatz 3	Bei prozentualer Aufteilung viertelstündliche Auflösung gemessen und bilanziert	10 EUR	bis zum Ende des Monats, in dem die Sanktion abgestellt wird
Nr. 9	Verstoß gegen § 21c	Verletzung der Meldefristen bei Wechsel der Veräußerungsform	10 EUR	für den Monat und zusätzlich für den folgenden Kalendermonat
Nr. 10	Verstoß gegen Volleinspeisung gem. § 48 Absatz 2a	Entgegen Mitteilung keine Einspeisung des gesamten erzeugten Stroms	2 EUR	für alle 12 Monate des Kalenderjahres
Nr. 11	Verstoß gegen Mitteilungspflichten nach MaStRV und EEG	MaStR-Meldung Monatsfrist und Zählerstand + Unterlagen Abrechnung bis 28.02. Folgejahr	10 EUR / 2 EUR	bis zum Ende des Monats, in dem die Sanktion abgestellt wird, verringerte Sanktion gilt rückwirkend bis zum Beginn des Pflichtverstoßes
Nr. 12	Verstoß gegen § 80	Doppelvermarktungsverbot	10 EUR	für den Monat und zusätzlich für die folgenden sechs Kalendermonate

7. Sanktionen

Zahlung bei Pflichtverstoß („Strafzahlung“)



§ 52 Abs. 1 Nr. 1

Fehlendes Einspeisemanagement

- Wenn die Störung eintritt, entfällt die Strafzahlung in dem Monat in dem der Fehler eintritt und im Folgemonat
- Darlegungs- und Beweislast liegt beim Anlagenbetreiber
- 10 Euro pro angefangener kW Leistung und Monat
 - Beispiel: 10 Euro * 35 kW = 350 Euro/Monat
- Mit Reduzierung nach Fehlerbehebung
 - Beispiel: 2 Euro * 35 kW = 70 Euro/Monat



§ 52 Abs. 1 Nr. 5

Überschreitung Ausfallvergütung *(verpflichtende Direktvermarktung)*

- Ausfallvergütung gibt es für die ersten drei Monate, einen Monat Pause und dann weitere drei Monate, insgesamt nur sechs Monate
 - **Beispiel: Januar bis März Ausfallvergütung, April Strafzahlung, Mai - Juli Ausfallvergütung und August-Dezember Strafzahlungen**
- 10 Euro pro angefangener kW Leistung und Monat
 - Beispiel: 10 Euro * 1250 kW = 1250 Euro/Monat
- Keine Reduzierung vorgesehen

7. Sanktionen

Zahlung bei Pflichtverstoß („Strafzahlung“)



§ 52 Abs. 1 Nr. 11

„Doppelverstoß“

- Fehlende bzw. zu späte Registrierung im Marktstammdatenregister und fehlende Meldung nach § 71 Absatz 1 Nummer 1
 - Meldung nach § 71 Abs.1 Nr.1 **bis zum 28.02. des Folgejahres**
- 10 Euro pro angefangener kW Leistung und Monat
 - Beispiel: 10 Euro * 35 kW = 350 Euro/Monat
- Mit Reduzierung nach Fehlerbehebung
 - Beispiel: 2 Euro * 35 kW = 70 Euro/Monat



§ 52 Abs. 1 Nr. 4

„fehlender Fernsteuerbarkeitsnachweis 10 b EEG“

- Für die verpflichtende Direktvermarktung fehlt der Fernsteuerbarkeitsnachweis oder wurde zu spät eingereicht
- Auch hier gilt der Pausenmonat, wie beim Wechsel der Veräußerungsform
- 10 Euro pro angefangener kW Leistung und Monat
 - Beispiel: 10 Euro * 35 kW = 350 Euro/Monat
- Mit Reduzierung nach Fehlerbehebung
 - Beispiel: 2 Euro * 35 kW = 70 Euro/Monat

7. Sanktionen

Zahlung bei Pflichtverstoß („Strafzahlung“)

- Was passiert wenn mehrere Pflichtverstöße vorliegen?
- **§ 52 Abs. 5:** Wenn in demselben Kalendermonat Zahlungen aufgrund von mehreren Pflichtverstößen nach Absatz 1 geleistet werden müssen, sind die Zahlungen nach den Absätzen 2 bis 4 insgesamt auf 10 Euro pro Kilowatt installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat begrenzt.

7. Sanktionen

Zahlung bei Pflichtverstoß („Strafzahlung“)

- **Wo geht das Geld hin?**
 - **§ 52 Abs. 1a:** Die unmittelbar an den Übertragungsnetzbetreiber geleistete oder **von dem Verteilernetzbetreiber** an diesen nach § 14 Satz 1 Nummer 3 des Energiefinanzierungsgesetzes **weitergeleitete Zahlung** nach Absatz 1 ist eine Einnahme **zugunsten des EEG-Kontos** nach Nummer 4.9 der Anlage 1 des Energiefinanzierungsgesetzes und **dient der Senkung des EEG-Finanzierungsbedarfs** im Sinn des § 2 Nummer 2 des Energiefinanzierungsgesetzes.

8. Aktuelle Entwicklung im EEG





8. Aktuelle Entwicklung im EEG

EEG 2027

- Keine feste Einspeisevergütung?
- Verpflichtende Direktvermarktung auch für kleinere Anlagen?
- Intelligente Messsysteme bereits bei Anlagen ab 2 kWp?
- Verkürzung der Zahlung einer Ausfallvergütung?
- Verpflichtende Übererlösabschöpfung (Contract for Difference)?

...

Stand der Gesetzgebung:

- Bisher noch kein offizieller Referentenentwurf veröffentlicht (nur eine geleakte Fassung vom 20.04.2026)
- Verbändeanhörung noch nicht durchgeführt
- 24.06.2026: Diskussion im Bundeskabinett

Badenova Netze

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Agenda

1

Begrüßung

- Branchenservice
- Team Einspeiser
- FGH

2

VDE-AR-N 4105

- Vortrag
- Fragen

3

Pause

11:30 Uhr bis
11:45 Uhr

4

EEG 2023

- Vortrag
- Fragen

5

Pause

13:00 Uhr bis
14:00 Uhr

6

VDE-AR-N 4110

- Vortrag
- Fragen





Anlagen nach VDE-AR-N 4110:2023-09

Einspeiser-Workshop der Badenova Netze

Simon Ledwon
Leandro Fernandez Schmidt

FGH GmbH | 30.06.2026



Wichtige Faktoren zur Einhaltung der Netzanschlussregeln

Anlagenbetreiber

Gesetzliche Vorgaben: EnWG §49 i.V.m. VDE-AR

- **EnWG § 49** verpflichtet Energieanlagen dazu, so **errichtet und betrieben** zu werden, dass die **technische Sicherheit gewährleistet** ist
- Die **Einhaltung** der allgemein **anerkannten Regeln der Technik** wird vermutet, **wenn** die **einschlägigen VDE-Anwendungsregeln / VDE-AR beachtet werden**.
- Für **Planung, Anschluss und Betrieb** von Netz- und **Kundenanlagen** sind **VDE-AR** daher eine **zentrale Grundlage**, z. B. für **Nachweisführung, Netzanschlussbedingungen** und **Betriebssicherheit**

Netzdienliches Verhalten

- Systemstabilität des Netzes als Geschäftsgrundlage für Betreiber von EZA

Risikominimierung

- Haftungsrisiken bei Nichteinhaltung der Regeln der Technik

Wirtschaftliche Interessen

- Sicherung Betriebserlaubnis
- Sicherstellung Erhalt der EEG-Umlage

Netzbetreiber

Gesetzliche Vorgaben: EnWG §14, §49 i.V.m. VDE-AR

- **EnWG § 14** verpflichtet Netzbetreiber zum **sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb** sowie zur bedarfsgerechten **Wartung, Optimierung und Ausbau** der Elektrizitätsnetze
- **EnWG § 49** fordert, dass Energieanlagen so errichtet und betrieben werden, dass die **technische Sicherheit** gewährleistet ist; maßgeblich sind die **allgemein anerkannten Regeln der Technik**
- Die **VDE-Anwendungsregeln / VDE-AR** konkretisieren diese technischen Anforderungen, z. B. für Netzanschluss, Betrieb und Nachweisführung, und dienen als wichtige Grundlage für **Rechts- und Planungssicherheit**

Übergeordneter Netzbetreiber

- Erbringung von Systemdienstleistungen
- VDE-AR-N 4141

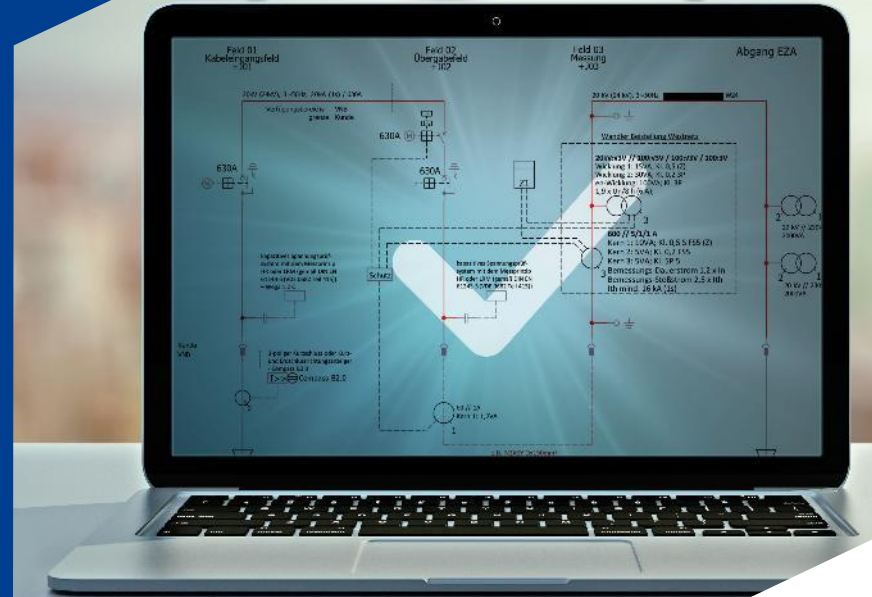
Netzdienliche Zwecke im eigenen Netz

- Spannungshaltung
- Einspeisemanagement

Wirtschaftliche Interessen

- Vermarktung von Blindleistung

Richtlinien und Nachweisprozesse gemäß VDE-AR-N 4110



Von der Anmeldung bis zur Inbetriebnahme (1/2)



■ AB stellt Netzanschlussbegehren

- **Vorplanung:** Neu- vs. Bestandsanlage / reine EZA vs. Mischanlage
- AB fragt Anlagenzertifizierer an
- **Einreichen der Dokumente beim Netzbetreiber**
 - E.1 - Netzanschlussanmeldung (Definition Installierte- & Einspeiseleistung)
 - E.2 - Netzurückwirkungen Verbraucher
 - **E.8** – Netzbetreiberanfragebogen (Konkretisierung Einspeiser und SLD)
 - E.13 & E.14 (Einheiten- und Komponentenzertifikat(e)) → ZEREZ-ID

■ NB führt Grobplanung durch

- NB legt NAP und Art des Anschlusses fest
- ggf. notwendiger Netzausbau

■ AB Bestätigung Grobplanung → Änderungen während der Laufzeit: E.1/**E.8** anpassen

■ NB erteilt projektspezifische Vorgaben mit Zusendung des E.9



E.1 – Formular (Auszüge)

Anlagenart	☐ Bezugsanlage	☐ Erzeugungsanlage	☐ Mischanlage ☐ Speicher ☐ Notstromaggregat mit Netzparallelbetrieb > 100 ms
Maßnahme	☐ Neuerrichtung	☐ Erweiterung	☐ Rückbau
Örtliche Lage der Kundenanlage mit eingezeichneten Vorschlägen zu möglichen Standorten der Übergabestation. Pläne im geeigneten Maßstab (z. B. Übersichtsplan 1:25 000 oder 1:10 000, Detailplan mindestens 1:500) beigelegt?			☐ ja ☐ nein
Voraussichtliche Anschlusswirkleistung $P_{AV,B}$ und $P_{AV,E}$ [kW]			
	bisher	neu	im Endausbau
Bezug $P_{AV,B}$			
Einspeisung $P_{AV,E}$			
Installierte Erzeugungsleistung P_{inst}			
Bereitstellung der Messeinrichtung und Messstellenbetrieb soll erfolgen durch: ☐ grundzuständigen MSB ☐ anderen MSB _____			
Baustrombedarf	☐ nein	wenn ja: Leistung _____ kW	ab wann _____
Datenblatt zur Beurteilung von Netzrückwirkungen (Vordruck E.2) bzw. Datenblatt Erzeugungsanlage (Vordruck E.8) beigelegt?			☐ ja ☐ nein
Zeitlicher Bauablaufplan beigelegt?			☐ ja ☐ nein
Geplanter Inbetriebsetzungstermin			_____
Ort, Datum		Unterschrift des Anschlussnehmers	

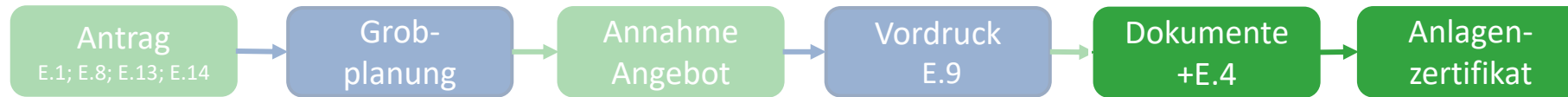
- **Anlagenart**, Mischanlage bei Verbrauch und Erzeugung, z.B. Industriebetrieb mit PV-Aufdachanlage und/oder Speicher
- **Maßnahme**, sobald Bestandsanlagen vorhanden sind gilt die Anlage als Erweiterung
- **Nulleinspeisung** entsprechend $P_{AV,E} = 0$
- Die installierte Erzeugungsleistung P_{inst} entspricht im PV-Bereich üblicherweise der Wechselrichterleistung
Hinweis: Eine geplante dauerhafte Reduzierung der Wechselrichterleistung ist bereits hier zu berücksichtigen. Weiterhin ist eine Bemerkung an geeigneter Stelle dazu hilfreich.

E.8 – Formular (Auszüge)

Maßnahme	☐ Neuerrichtung	☐ Erweiterung	☐ Rückbau
Leistungsangaben	bereits vorhandene Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$		kW
	neu zu installierende Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$		kW
	dabei Bemessungswirkleistung der Module bei PV-Anlagen*		kWp
	gesamte Anschlusswirkleistung $P_{AV, E}$		kW
	gesamte installierte Wirkleistung P_{inst}		kW
	Technische Mindestleistung		kW
	Eigenbedarf der Erzeugungsanlage einschl. Bezugsleistung der Speicher		kW
Einspeisung der Gesamtenergie in das Netz des Netzbetreibers?			☐ ja ☐ nein
Inselbetrieb vorgesehen?			☐ ja ☐ nein
Teilnetzbetriebsfähigkeit vorhanden?			☐ ja ☐ nein
Schwarzstartfähigkeit vorhanden?			☐ ja ☐ nein
Trägerfrequente Nutzung des Kundennetzes vorgesehen?			☐ ja ☐ nein
Kurzbeschreibung:			

- **Wichtig:** Passende Angaben zum E.1 Formular
- **Technische Mindestleistung**
 - ☐ Dient der Festlegung zur minimalen Abregelung
 - ☐ Relevant tendenziell bei BHKW
- **Bei PAV;E Regelung**
 - Keine Einspeisung Gesamtenergie
- **Mischanlagen zu beachten, vorherige Abstimmung zu**
 - ☐ Schutzkonzept (Mess- & Auslöseort)
 - ☐ Regelungskonzept (Messung Führungsgröße & Erfüllungsort)
- Einreichen Übersichtsschaltplan

Von der Anmeldung bis zur Inbetriebnahme (2/2)



■ AB reicht Errichtungsplanung beim NB ein (E.4)

- Lageplan, Grundrisse und einphasiges Übersichtsschaltbild
- Darstellung der Mess-, Zähl- und Kommunikationseinrichtungen

→ **Spätestens 10 Wochen vor Bestellung von Stationskomponenten / Baubeginn**

■ AB lässt Anlagenzertifikat erstellen

- Zertifikat 8 Wochen vor Baubeginn beim NB vorlegen

□ Einzureichende Dokumente:

- E.1, E.8, E.9 sowie E.13 & E.14 (Einheiten- und Komponentenzertifikate)
- Einphasiges Übersichtsschaltbild samt Kommunikationsplan, Regelungs- und Schutzkonzept
- Stufenstellerposition der Transformatoren
- ggf. Daten von Bestands-EZE (sofern vorhanden) und E.2 (bei Mischanlagen)

→ **NAP-Bestätigung & Inbetriebsetzung erst nach positiver Zertifikats- Prüfung durch NB**

 Verantwortlichkeit NB

 Frist NB

 Verantwortlichkeit AB

 Frist AB

AB:
Anlagenbetreiber
NB: Netzbetreiber

E.9 – Formular (Auszüge)

1.4 Mischanlagen		
Übergeordneter Entkopplungsschutz	Messort	Auslöseort
	☐ Übergabestation ☐ Erzeugungsanlage	☐ Übergabestation ☐ Erzeugungsanlage
Systemschutz	☐ Übergabestation ☐ Erzeugungsanlage	☐ Übergabestation ☐ Erzeugungsanlage
	Sonstige Bemerkungen	

3. Statische Spannungshaltung	
☐ Blindleistungs-Spannungs-Kennlinie $Q(U)^9$	Steigung der Kennlinie: Obere Spannungsgrenze $U_{MAX}/U_C =$ (z. B. 1,04) Untere Spannungsgrenze $U_{MIN}/U_C =$ (z. B. 0,96) Maximale Blindleistung $Q_{MAX-untererregt}/P_{b\ inst} =$ (z. B. 0,33) Spannungstotband = $\pm$ % U_C (z. B. $\pm 1,0$ % U_C) Referenzspannung: ☐ $U_{Q0.ref}/U_C =$ (z. B. 1,00) ☐ variabel per Fernwirkanlage ¹⁰
	Mischanlagen
Sonstige Bemerkungen	

- **Wichtig:** Angaben E.9 müssen mit der Planung und Ausführung inkl. Parametrierung übereinstimmen

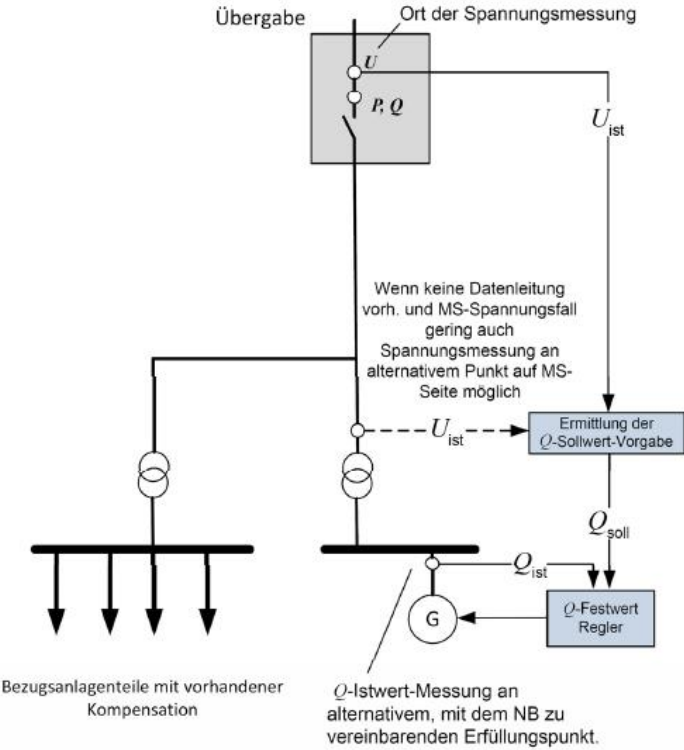


Bild 11 – Beispiel der Erfüllung der $Q(U)$ -Kennlinien-Regelung an dem zu vereinbarenden Ort bei Mischanlagen

Von der Inbetriebnahme bis zum laufenden Betrieb (1/2)



■ Rückmeldung zur Prüfung des AZ durch NB positiv

Endgültige Bestätigung des NAP

■ Mehrstufige Inbetriebnahme

- E.7 Technische Abnahme der errichteten Übergabestation
- E.10 Technische Abnahme der Erzeugungseinheiten und Speicher
- E.6 Erdungsprotokoll
- (E.X Bit-Test)

→ **Prüfnachweise ca. 2 Wochen vor geplantem Inbetriebsetzungstermin einzureichen**

■ E.11 Inbetriebsetzungserklärung

- Zusammenfassung aller Inbetriebsetzungsprotokolle
- ergänzt durch Funktions- und Messprotokolle sowie Parameternachweise

→ **Bis ca. 2 Wochen nach Inbetriebsetzung der gesamten EZA beim NB einzureichen**

 Verantwortlichkeit NB

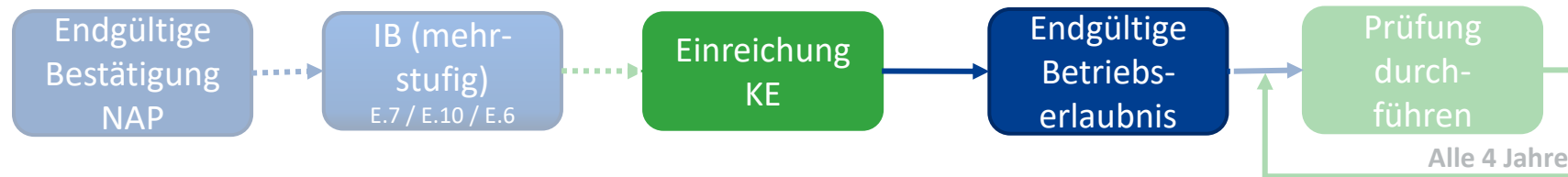
 Frist NB

 Verantwortlichkeit AB

 Frist AB

AB:
Anlagenbetreiber
NB: Netzbetreiber

Von der Inbetriebnahme bis zum laufenden Betrieb (2/2)



■ Konformitätserklärung

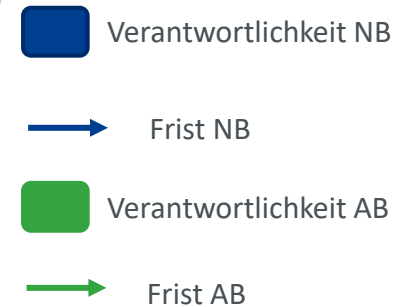
Übersendung aller Dokumente der Inbetriebsetzungserklärung an eine akkreditierte Zertifizierungsstelle

- **6 Monate nach Inbetriebsetzung letzter EZE bzw. spätestens 12 Monate nach Inbetriebsetzung erster EZE beim NB einzureichen**

■ Endgültige Betriebserlaubnis

Wird erst nach positiver Prüfung durch den NB erteilt

- **§6 der NELEV: Der Netzbetreiber hat bei „Nichterfüllung“ das Recht eine in Betrieb genommene EZA vom Netz trennen**



AB:
Anlagenbetreiber
NB: Netzbetreiber

Häufige Fragen



Netzanschluss / Überbauung Anforderungen (MS)

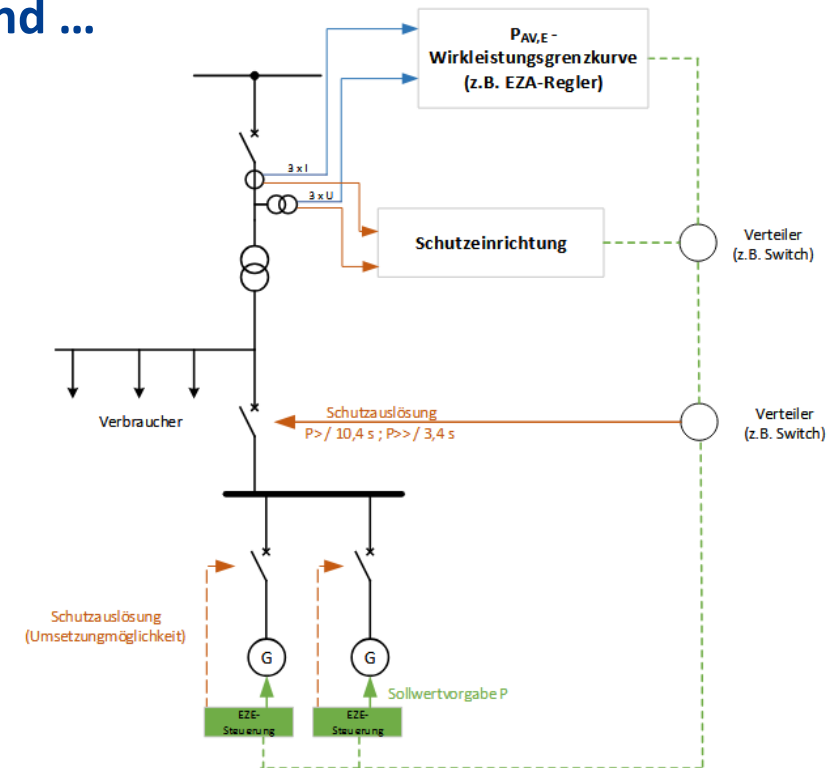
¿Werden weitere Regler benötigt?

¿Werden evtl. Kompensationsanlagen oder weitere Komponenten für den Netzanschluss benötigt?

Die Überbauung führt zur Installation der zusätzlichen Einheiten und ...

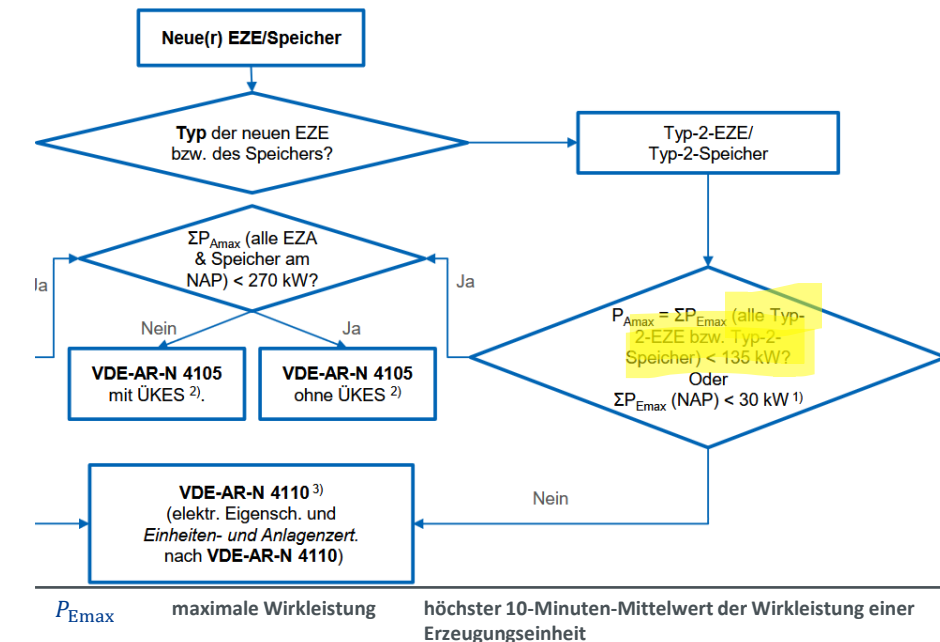
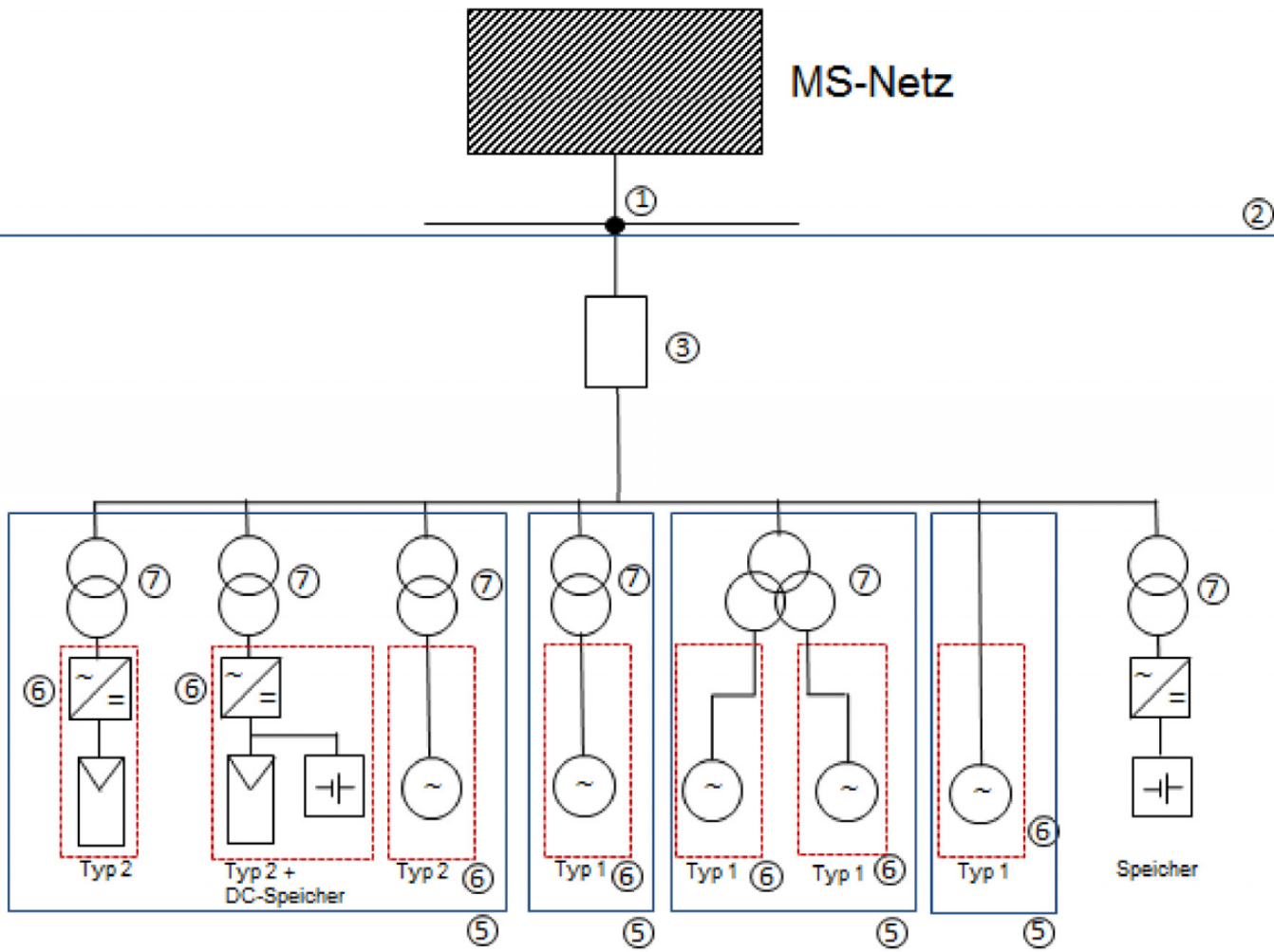
- Prüfung auf Erfüllung der Netzanschlussrichtlinie gemäß Spannungsebene
 - Jede Teil-EZA einzeln
 - Alle Teil EZA gemeinsam

Die Erfüllung kann über die Einheiten oder weiteren Komponenten wie z.B. bei der Blindleistungsanforderung durch Kompensationsanlagen erfolgen.
- Dezentraler EZA-Regler
- Anpassung Messkonzept
- Ggfs. Schaltfeld, Eigenbedarf
- Anpassung Schutz
- Dimensionierung Kompensationsanlage abhängig von Art der Überbauung



Werden die installierten Leistungen von Speichern Typ-2 und Erzeugungseinheiten Typ-2 zur Ermittlung der relevanten VDE-AR-N 41XX addiert?

Antwort: Typ-2-Speicher, die über eigene Wechselrichter angeschlossen, sind werden als separate Kategorie neben den Typ-2-Erzeugungseinheiten summiert. Das Bild A.2 (VDE-AR-N 4110) zeigt einen solchen separaten Speicher.

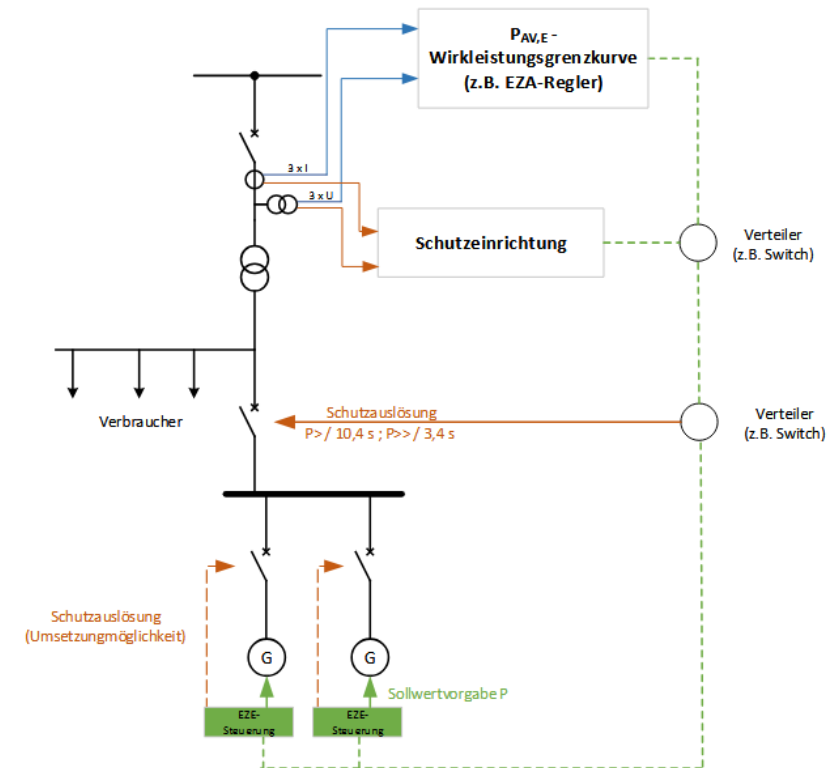


Legende

- 1 Netzanschlusspunkt
- 2 Summe aller Erzeugungsanlagen und Speicher an einem Netzanschlusspunkt
- 3 Übergabestation
- 5 Erzeugungsanlage
- 6 Erzeugungseinheit
- 7 Maschinentransformator

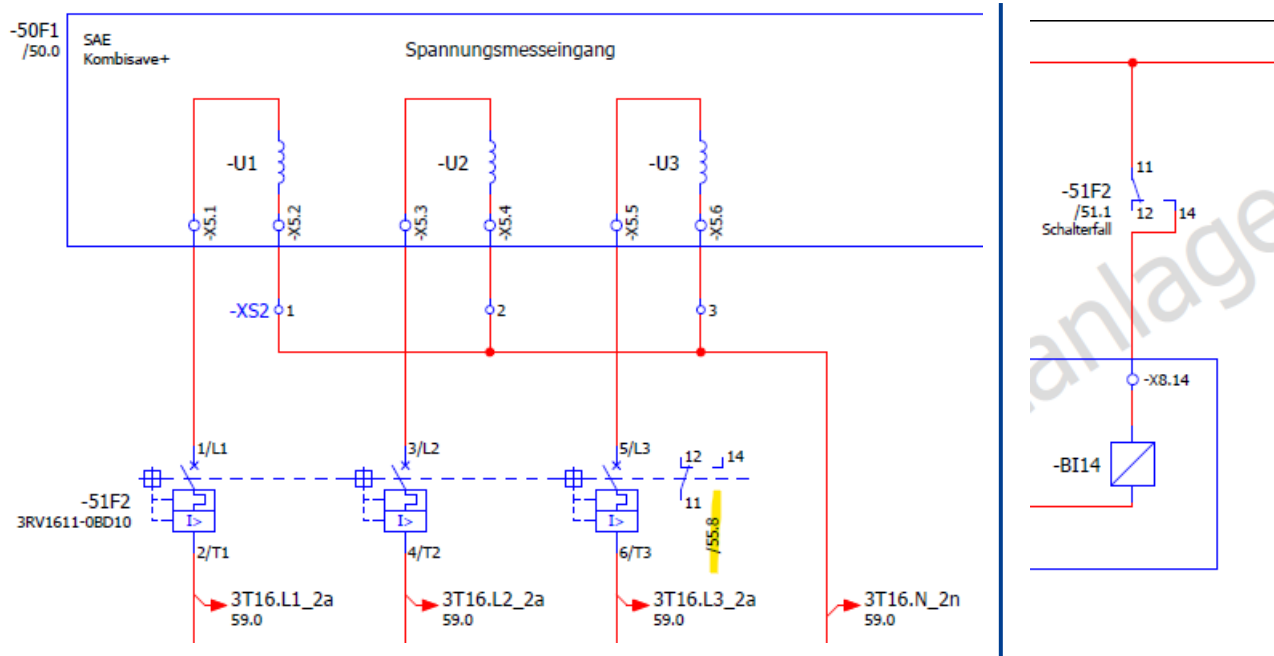
In Abschnitt 6.3.4.1 der VDE-AR-N 4110 wird mit Verweis auf den FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzeinrichtungen“ eine Störwerterfassung von Schutzeinrichtungen mit Anschluss an MS Wandlern gefordert. Ist es zulässig die Anforderung an eine Störwerterfassung über einen separaten Netzanalysator zu erbringen?

- **Antwort:** Die **Störwerterfassung muss Bestandteil des Schutzgerätes sein**. Eine externe Aufzeichnung über einen Netzanalysator ist nicht ausreichend. Schutzgeräte ohne Störwerterfassung erfüllen nicht die Anforderung der VDE AR-N 4110 an eine Schutzeinrichtung mit Anschluss an MS Wandler.
- Relevant für den **übergeordneten Entkopplungsschutz**, siehe VDE-AR-N 4110, Kapitel 6.3.4.1 -
„Folgende Schutzeinrichtungen sind zu berücksichtigen:
 - – *Netzschutzeinrichtung;*
 - – *Kurzschlusschutzeinrichtungen des Anschlussnehmers;*
 - – **Entkopplungsschutzeinrichtungen** (bei Erzeugungsanlagen und Speichern).“
- **Auswahl von Schutzgeräten mit Störwerterfassung!**



Wie hat die Ausfallerkennung der Messspannung für den übergeordneten Entkupplungsschutz (üEKS) zu erfolgen und muss ein Ansprechen der Ausfallerkennung zum unverzügerten Auslösen des Leistungsschalters führen?

- Antwort: Die Ausfallerkennung der Messspannung als Überwachungsfunktion des übergeordneten Entkupplungsschutzes (üEKS) erfolgt in der Regel über einen **Hilfskontakt am Sicherungsautomat der MS-Spannungswandler**. Nach Ansprechen des Hilfskontakts wird ein Fehler am Schutzgerät detektiert, welcher zum unverzügerten Auslösen des zugeordneten Übergabeschalters führen muss. Bei analogen Schutzgeräten kann die Auslösung des Leistungsschalters z.B. über den **Auslösekreis der Unterspannungsspule** unverzüglich realisiert werden.



- Eine Umsetzung der Ausfallerkennung über die standardmäßig geforderte U<-Schutzstufe des üEKS ist nicht erlaubt, da somit keine separate Überwachungsfunktion gegeben ist.
- Ein Nachweis über die Ausfallerkennung der Messspannung (unverzögertes Auslösen des zugeordneten Übergabeschalters) kann im Rahmen der Schutzprüfung oder mit einer separaten Bestätigung erfolgen.

Es wird ein Batterie-Speicher mit Anschluss an die MS geplant. Dieser soll über das Stromnetz geladen werden. Im Netzfehlerfall trennt sich die Anlage automatisch vom Netz und sichert so die Versorgung eines Verbrauchers im Inselbetrieb. Die Anlage wird nicht Netzparallel einspeisen. Muss dieser Speicher nach TAR 4110 zertifiziert werden?

- Antwort: **Wenn** technisch sichergestellt wird, dass der Erzeugungsmodus des Speichers im Netzparallelbetrieb **nicht über die Dauer des erlaubten Netzparallelbetriebes** für Notstromaggregate nach Kap 8.9 hinausgehen, ist **keine Zertifizierung** als Erzeugungsanlage erforderlich.
Der Batteriespeicher gilt dann als Last/Notstromaggregat im Sinne der TAR. Die entsprechenden Anforderungen hierfür sind einzuhalten.
- Ein **Netzparallelbetrieb** im Erzeugungsmodus über die in Kap. 8.9 angegebenen Zeiten hinaus definiert den Batteriespeicher als Erzeugungsanlage im Sinne der TAR. Dann sind **alle Anforderungen incl. Zertifizierung vollumfänglich einzuhalten**.

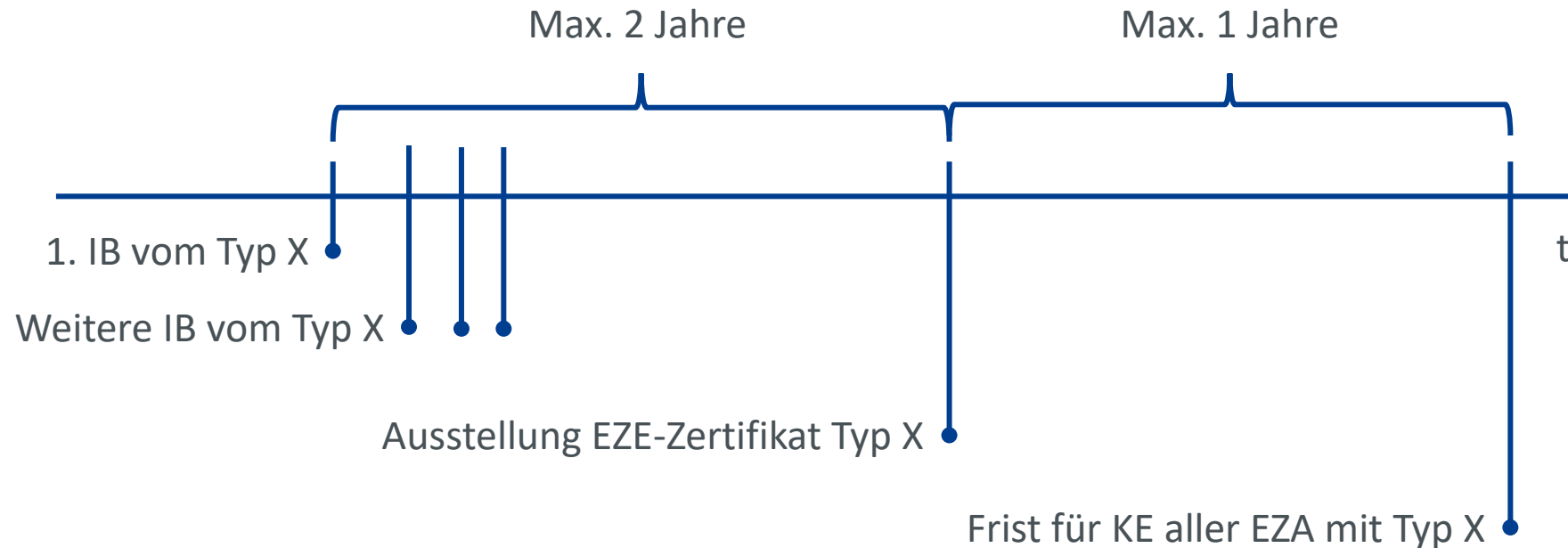
E.8 – Formular (Ausschnitt)

☐ Notstromaggregat mit > 100 ms Netzparallelbetrieb	Betriebsmodus: ☐ Probetrieb nach DIN 6280-13 bzw. VDE 0100-560 (VDE 0100 560) ☐ Bezugsspitzenabdeckung ☐ Teilnahme am Regelleistungsmarkt ☐
--	---

Prototypenregelung nach VDE-AR-N 4110

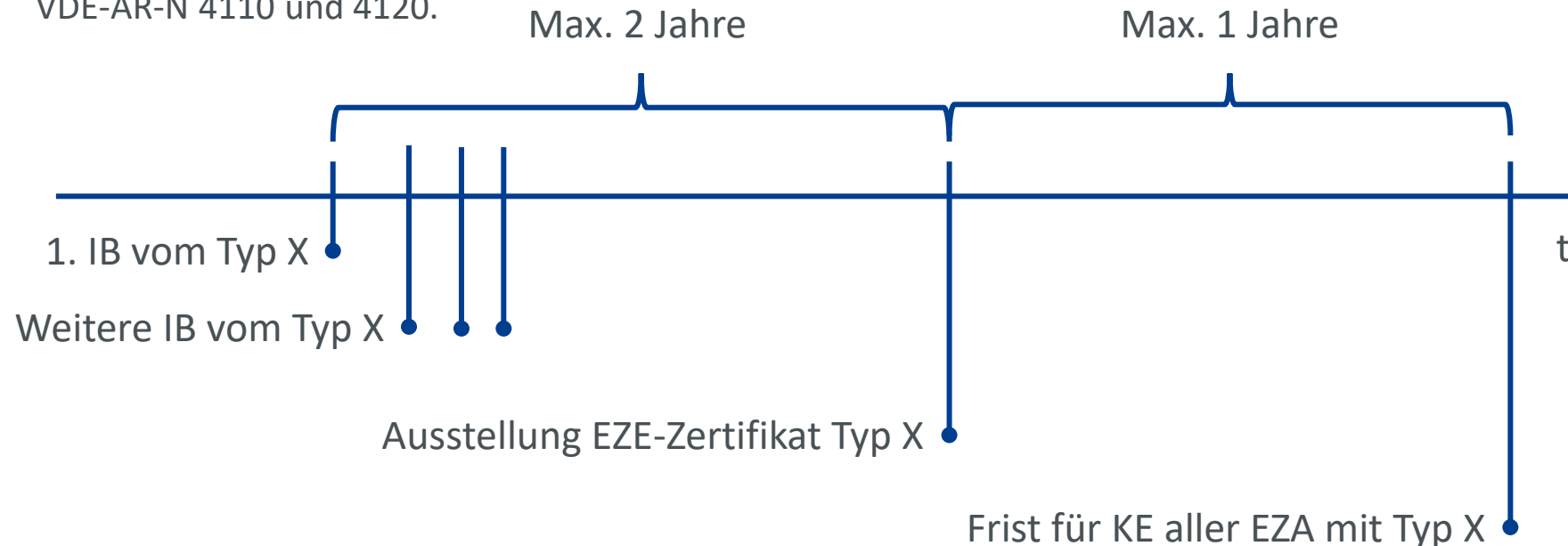
Vorgehen bei neuen Einheiten Typen

- **Prototyp:** Laufende Erstellung des Einheitenzertifikats durch Hersteller
- Spätestens **zwei Jahre** nach **Inbetriebnahme** des ersten **EZE-Typs** gemäß **Prototypenbestätigung** ist ein **Einheitenzertifikat erforderlich**
- **Ein Jahr** nach Ausstellung des Einheitenzertifikats muss **Anlagenzertifikat und Konformitätserklärung** vorliegen



Ist es zulässig, als Anlagenertifizierer ein Anlagenzertifikat basierend auf einer Prototypenbescheinigung einer Komponente (z.B. EZA-Regler) auszustellen?
Ist hier ggf. weiter zu differenzieren (beispielsweise nach Anlagenzertifikat Typ A „nein“ oder B „ja“, oder EZA-Regler „ja“ und zwischengelagerter Schutz „nein“)?

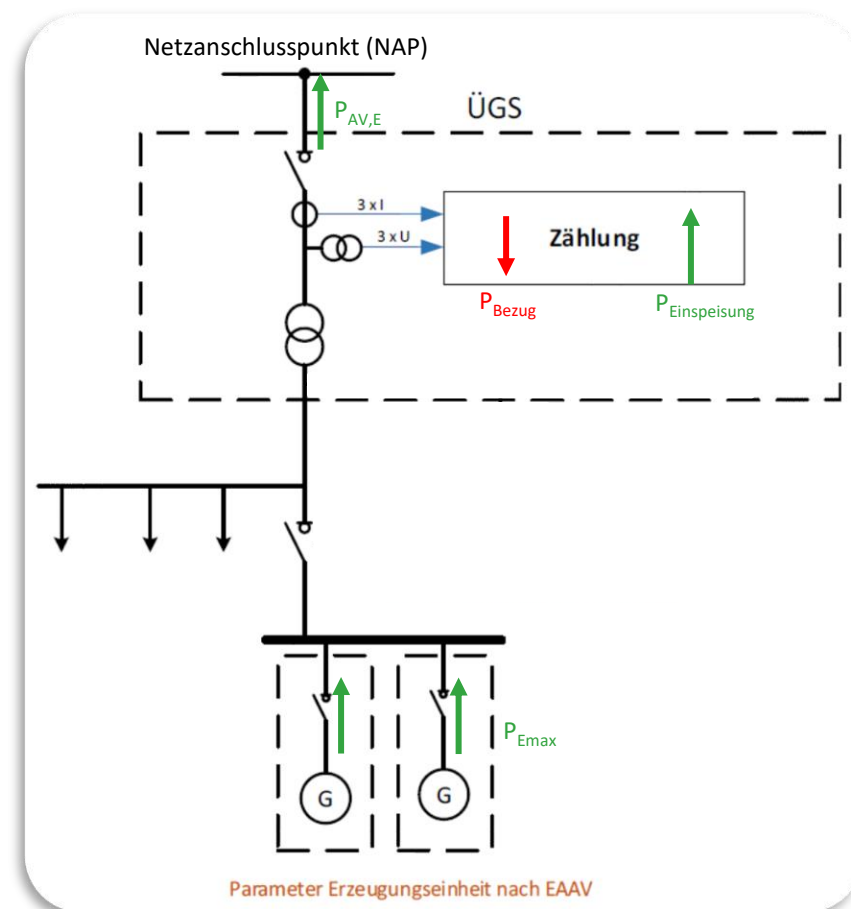
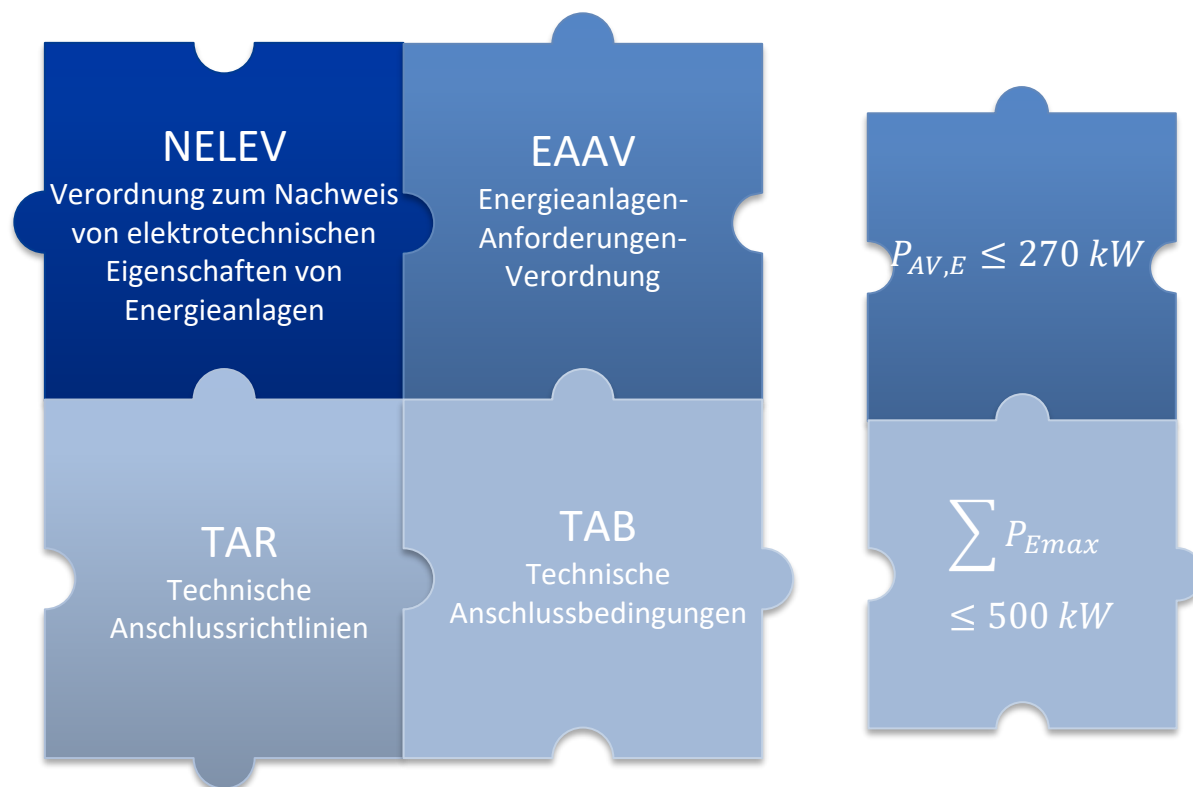
- Antwort: Ein **Anlagenzertifikat** kann ausgestellt werden, sobald für **mind. eine der in der Erzeugungsanlage** verbauten **Erzeugungseinheiten ein Einheitenzertifikat** vorliegt. Dies gilt auch für den Fall, dass für die verbauten Komponenten zu diesem Zeitpunkt noch keine Komponentenzertifikate vorliegen, sondern nur Prototypenbestätigungen. Sobald für die Prototypen die Zertifikate vorliegen, ist das Anlagenzertifikat innerhalb eines Jahres zu revisionieren.
- Für **Komponenten mit Prototypenstatus** gelten die **gleichen Fristen** wie für EZE mit Prototypenstatus gemäß Kapitel 12 der VDE-AR-N 4110 und 4120.



Leistungsdefinitionen nach TAR

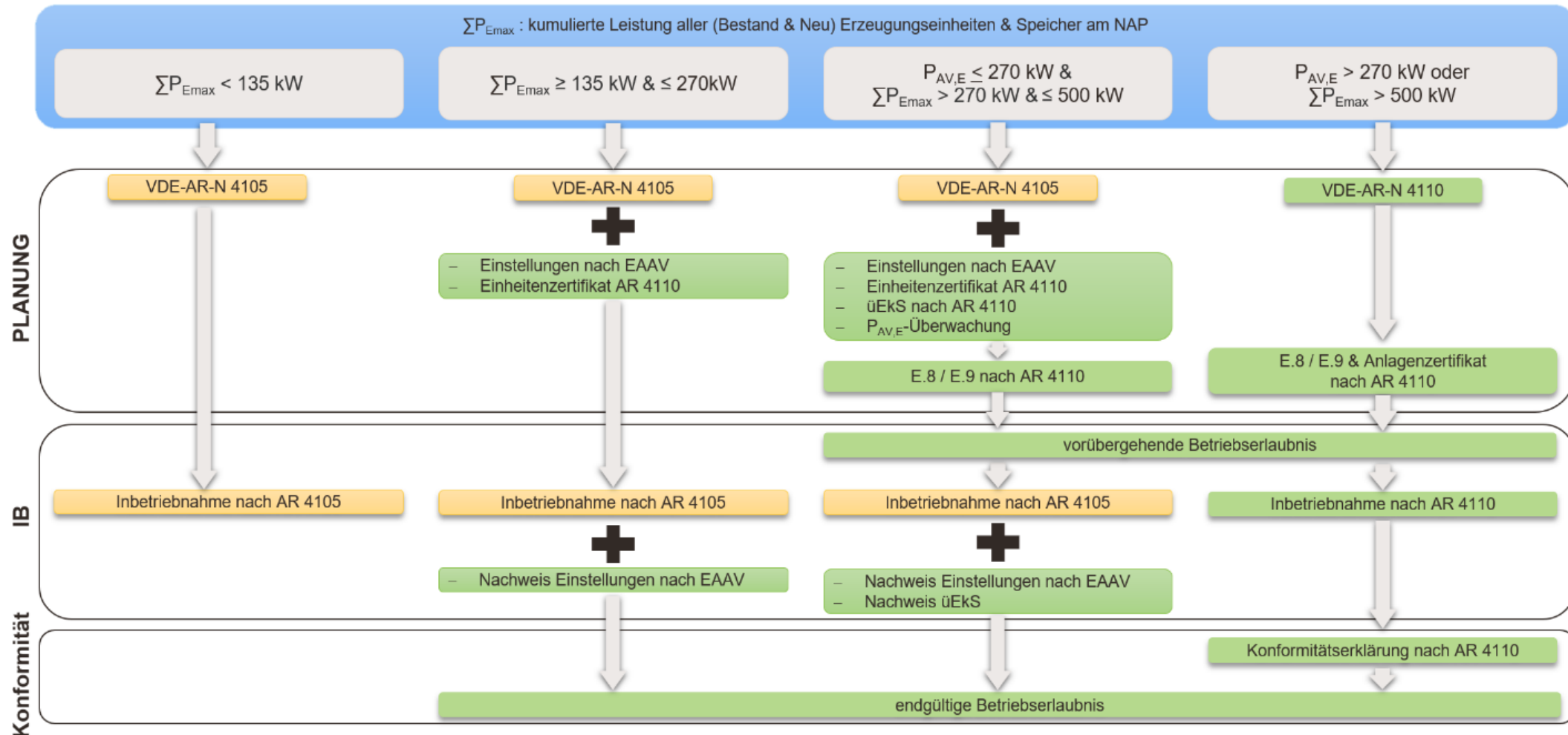
	Begriffe	Definition	Formulare
$P_{AV,B}$	vereinbarte Anschlusswirkleistung für Bezug	zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für den Bezug am Netzanschlusspunkt	E.1, E.9, E.11, E.12, E.15, E.16
$P_{AV,E}$	vereinbarte Anschlusswirkleistung für Einspeisung	zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarte Wirkleistung der Kundenanlage für die Einspeisung am Netzanschlusspunkt	E.1, E.8, E.9, E.11, E.12 E.15, E.16
P_{inst}	installierte Wirkleistung	Summe der Bemessungswirkleistungen aller Erzeugungseinheiten innerhalb einer Erzeugungsanlage	E.1, E.8, E.11, E.12, E.15, E.16
$P_{b\ inst}$	in Betrieb befindliche installierte Wirkleistung	Summe der Bemessungswirkleistungen aller sich generatorisch in Betrieb befindenden Erzeugungseinheiten	E.9
$S_{AV,E}$	vereinbarte Anschlussscheinleistung für Einspeisung	Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung $P_{AV,E}$ und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ergibt	E.9, E.11, E.12, E.15, E.16
$S_{AV,B}$	vereinbarte Anschlussscheinleistung für Bezug	Scheinleistung der Kundenanlage, die sich aus dem Quotienten aus vereinbarter Anschlusswirkleistung $P_{AV,B}$ und dem kleinsten zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbarten Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ ergibt	E.11, E.12, E.15, E.16
P_{RE}	Bemessungswirkleistung	vom Hersteller angegebene Wirkleistung der Erzeugungseinheit bei Nennbedingungen	E.8, E.9, E.13
S_{RE}	Bemessungsscheinleistung einer EZE	Scheinleistung, für die die Komponenten der Erzeugungseinheit bemessen sind	E.8
P_{mom}	momentane Wirkleistung	momentaner Wert der am Netzanschlusspunkt eingespeisten Wirkleistung, gleitend gemittelt über 200 ms	
$S_{A,E}$	Anschlussscheinleistung für Einspeisung	Scheinleistung der Kundenanlage für die Einspeisung als Grundlage für die Netzanschlussprüfung	
$S_{A,B}$	Anschlussscheinleistung für Bezug	Scheinleistung der Kundenanlage für den Bezug als Grundlage für die Netzanschlussprüfung	
$P_{E\max}$	maximale Wirkleistung	höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungseinheit	E.8, E.10
$S_{E\max}$	maximale Scheinleistung einer EZE	höchster 10-Minuten-Mittelwert der Scheinleistung einer Erzeugungseinheit	E.8, E.10
$P_{A\max}$	maximale Wirkleistung einer EZA	höchster 10-Minuten-Mittelwert der Wirkleistung einer Erzeugungsanlage	

Netzanschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen unter EAAV und NELEV



- Festlegung des Verfahrens durch Leistungsgrößen
- Nachweisprozess gemäß Solarpaket I in Kraft
- Übernahme der wesentlichen Anforderungen in VDE-AR-N 4105:2026

Wesentliche Unterschiede beim Anschluss- & Nachweisprozess gemäß NELEV-2024 & EAAV

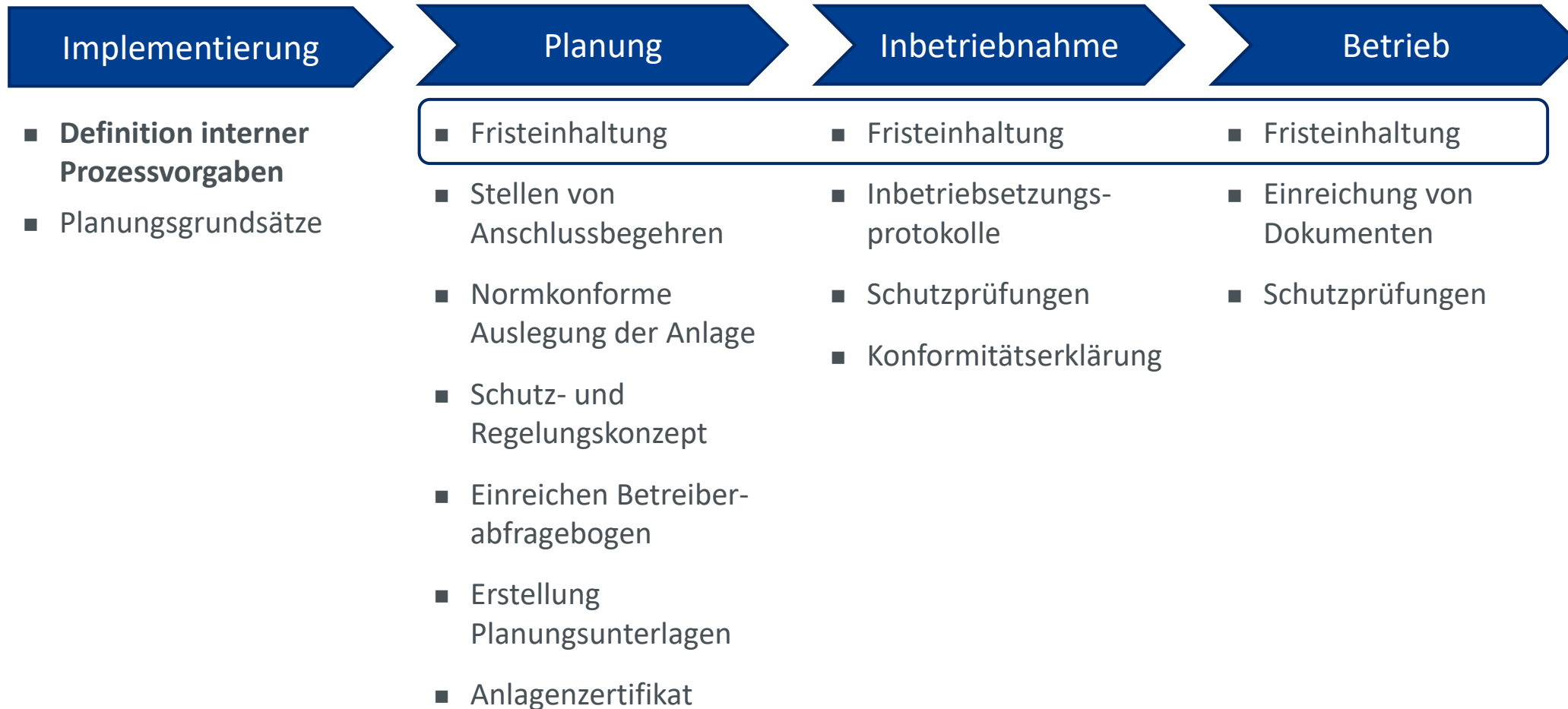


Hinweis: EAAV umfasst zukünftig auch Anlagen kleiner 135 kW die bisher nach 4105 behandelt wurden

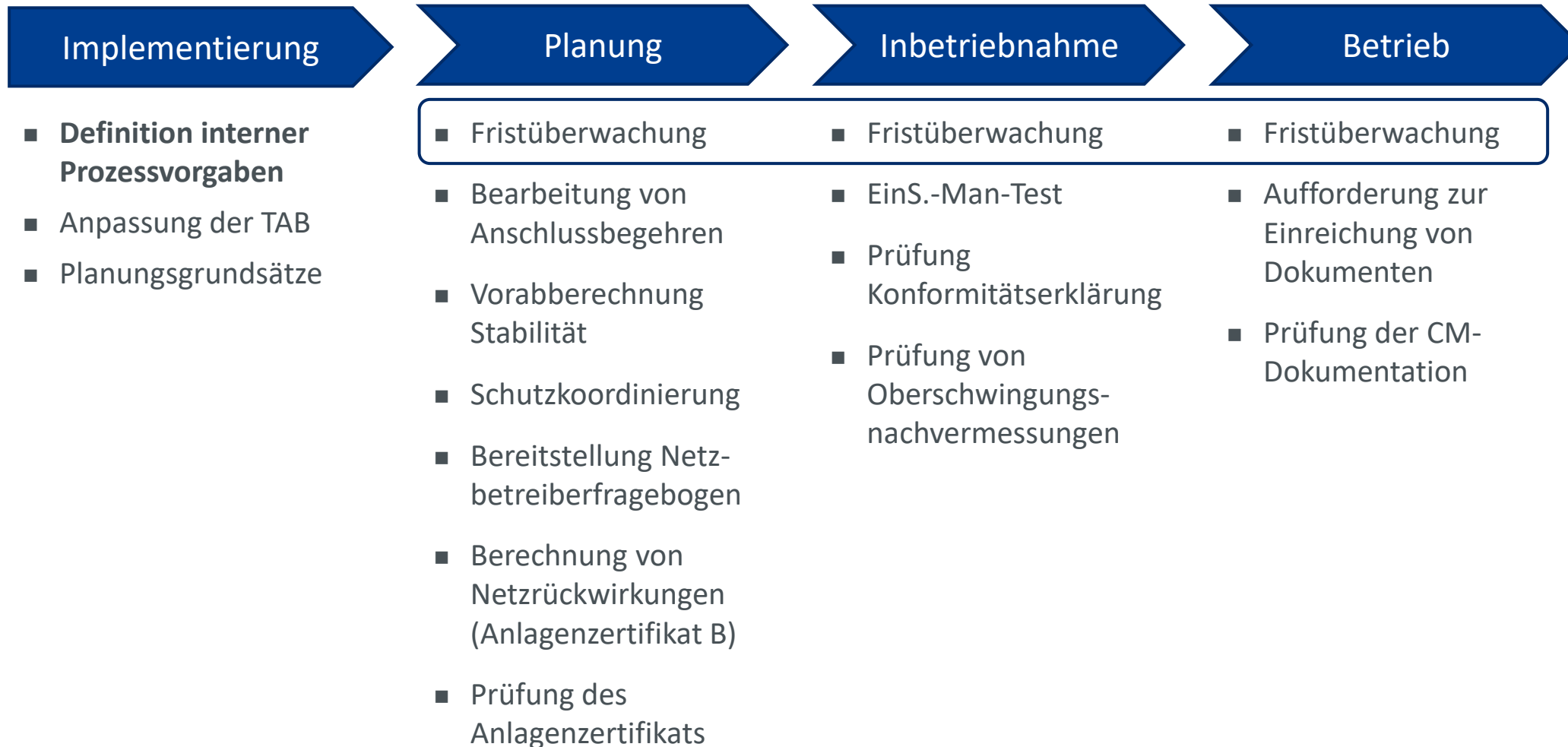
Quelle: FNN Hinweis „Vereinfachter Anschluss und Nachweis von Erzeugungsanlagen und Speichern mit Netzanschluss in der Mittel- und Hochspannung“

Zusammenfassung der Aufgaben im Zusammenhang mit den TARs

Aufgaben des Anlagenbetreibers



Aufgaben des Netzbetreibers





Simon Ledwon, M.Sc.

Teamleitung
Netzanschluss & Consulting



Leandro Fernandez
Schmidt, M.Sc.

Stellv. Teamleitung
Netzanschluss & Consulting



Besselstraße 18
68219 Mannheim

Standort Aachen:
Roermonder Straße 199
52072 Aachen

Standort Hamburg:
Harburger Schloßstraße 6 - 12
21079 Hamburg

fgh@fgh-ma.de
www.fgh-ma.de



The background image shows a landscape with several wind turbines on a hill covered in dense forest. The sun is setting behind the trees, creating a warm orange glow. The sky transitions from orange near the horizon to a clear blue at the top. The text 'Badenova' is written in a large, white, sans-serif font, and 'Netze' is written below it in a smaller, white, sans-serif font.

Badenova Netze

Netzanschluss in der Mittelspannung

Agenda

1

Unsere Aufgabe

Sichere Netze

2

Ihr Antrag

Auf Netzanschluss
eines Einspeisers

3

Ihre Planung

Vor Baubeginn

4

Bau und IB

Voraussetzungen für
die Inbetriebnahme

5

Konformität

Nachweise nach
Inbetriebnahme



Agenda

1

Unsere Aufgabe

Sichere Netze

2

Ihr Antrag

Auf Netzanschluss
eines Einspeisers

3

Ihre Planung

Vor Baubeginn

4

Bau und IB

Voraussetzungen für
die Inbetriebnahme

5

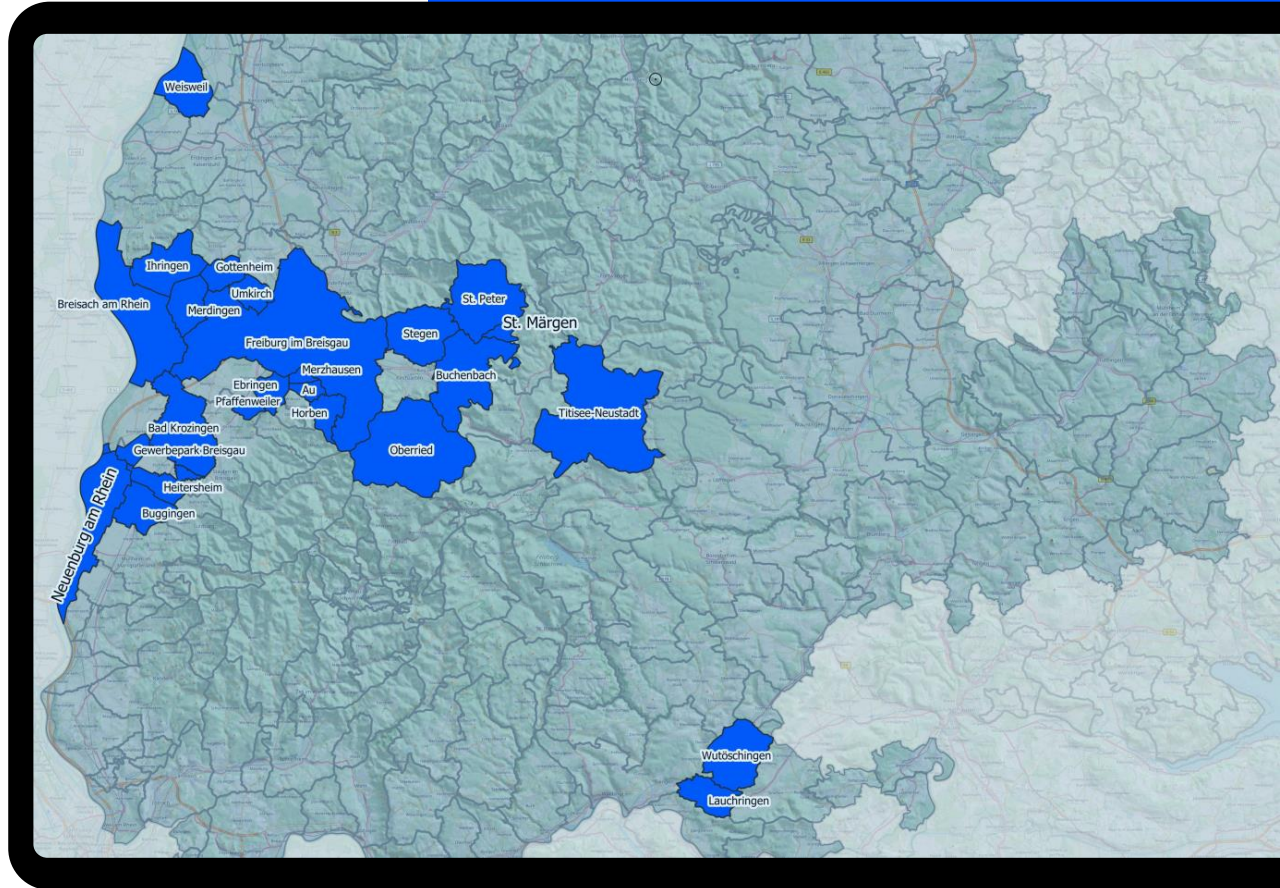
Konformität

Nachweise nach
Inbetriebnahme



Für eine lebenswerte Zukunft gestalten wir die Energie- und Wärmewende.

Mit der Region, für die Region.



Nachweisverfahren nach VDE-AR-N 4110

Klarer Prozess



Quelle: <https://www.vde.com> (23.06.2026)

Die Vorgabe aus den TAR

- Standardisiert
- Vorgeschrieben
- Diskriminierungsfrei

Ablauf der Anmeldung Ihrer Erzeugungsanlage

Bitte nutzen Sie unser Netzportal, um den Antrag auf Netzanschluss einer Erzeugungsanlage oder eines Speichers zu stellen. Wie es nach der Anmeldung weitergeht, erfahren Sie hier.

[Erzeugungsanlage anmelden](#)

Voranfrage und Anmeldung

Planung

Bau und Inbetriebnahme

Konformität und Betriebsphase

Für Sie dargestellt

- auf [Badenovaneetze.de](https://www.badenovaneetze.de)
- im „Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung“



Mittel- und Hochspannung

- Anmeldung einreichen
- E.9-Bogen anfordern
- Messkonzept und Abrechnungszähler einreichen
- Inbetriebnahme einreichen
- Änderungen oder Stilllegung melden

[ZUR ÜBERSICHT](#)

Umsetzung im Netzportal

- E-Formulare teils digitalisiert
- Weniger Mailverkehr
- Effizientere Kommunikation

Agenda

1

Unsere Aufgabe

Sichere Netze

2

Ihr Antrag

Auf Netzanschluss
eines Einspeisers

3

Ihre Planung

Vor Baubeginn

4

Bau und IB

Voraussetzungen für
die Inbetriebnahme

5

Konformität

Nachweise nach
Inbetriebnahme

Ihr erster Schritt:

Antragstellung

- Möglichst frühzeitig
- Digitalisiert in unserem Netzportal
- Ebene des Netzanschlusses zählt
- Lageplan
- Ganzen Netzanschluss betrachten (Bestandsanlagen)
- Vereinbarte Einspeiseleistung $\neq$ installierte Leistung
- Auch Umbau/Änderung und Stilllegung melden



Anmeldung Erzeugungsanlage/Speicher (Mittelspannung)
Antrag Nr. 1 (Schritte 1 bis 3)

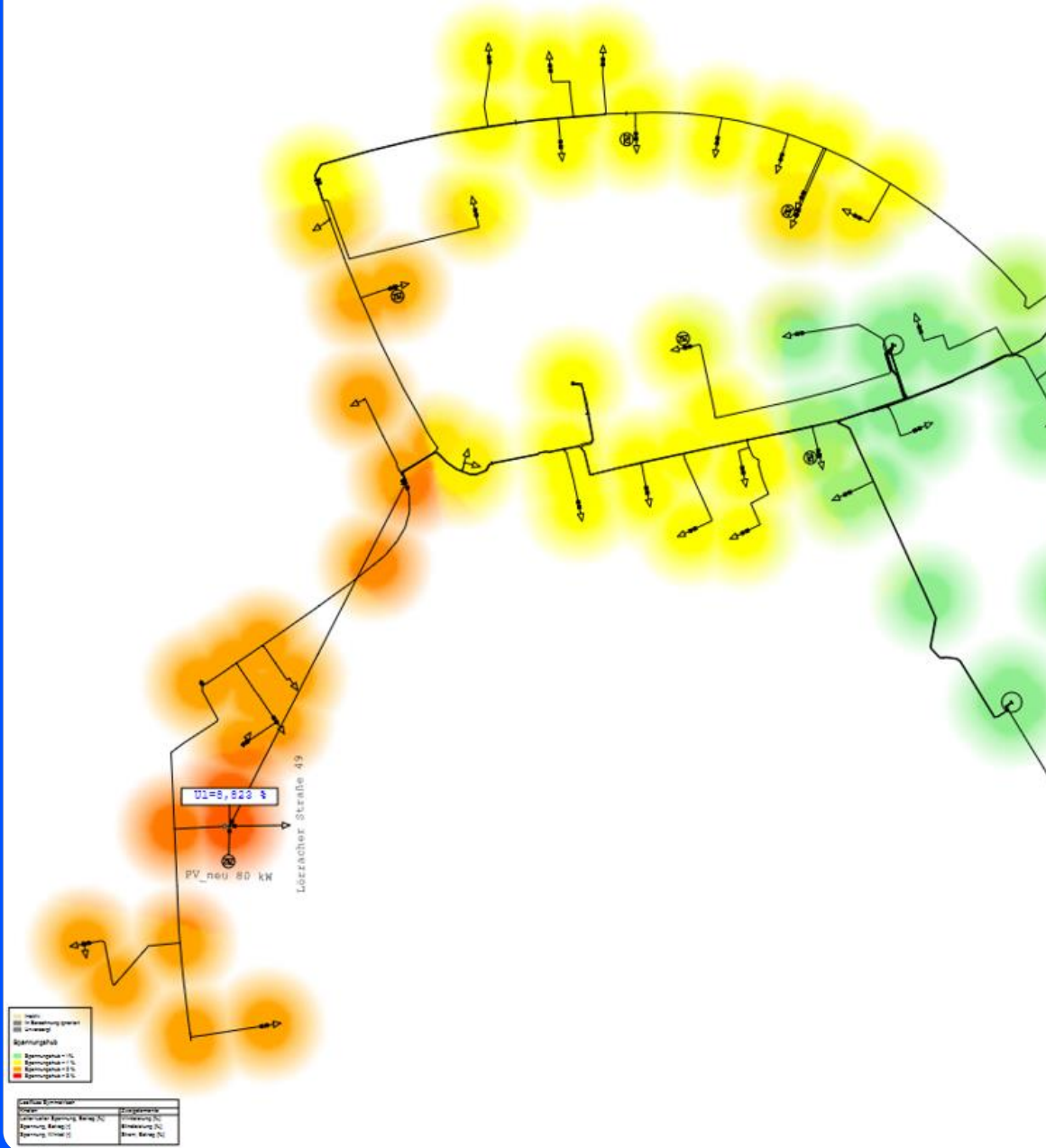
ZUM PRODUKT

Quelle: <https://www.vde.com> (23.06.2026)

Unser Job: Prüfung der

Netzverträglichkeit

- Sobald Antrag vollständig und plausibel vorliegt
- Acht-Wochen-Frist nach EEG und TAR
- Festlegung Nachweisverfahren und weiterer Schritte im „Ergebnis der NVP“ → bitte lesen!
- Ggf. Reservierung für sechs Monate



Agenda

1

Unsere Aufgabe

Sichere Netze

2

Ihr Antrag

Auf Netzanschluss
eines Einspeisers

3

Ihre Planung

Vor Baubeginn

4

Bau und IB

Voraussetzungen für
die Inbetriebnahme

5

Konformität

Nachweise nach
Inbetriebnahme



Planungsphase

Idealerweise vor Baubeginn



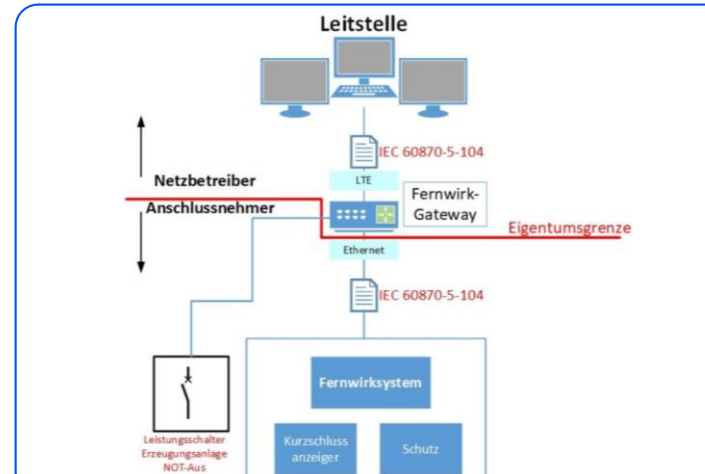
Messkonzept und Abrechnungszählung (nur für Installateure)

Antrag Nr. 3 (Schritt 8)

Produkt nur für Elektro-Installateure

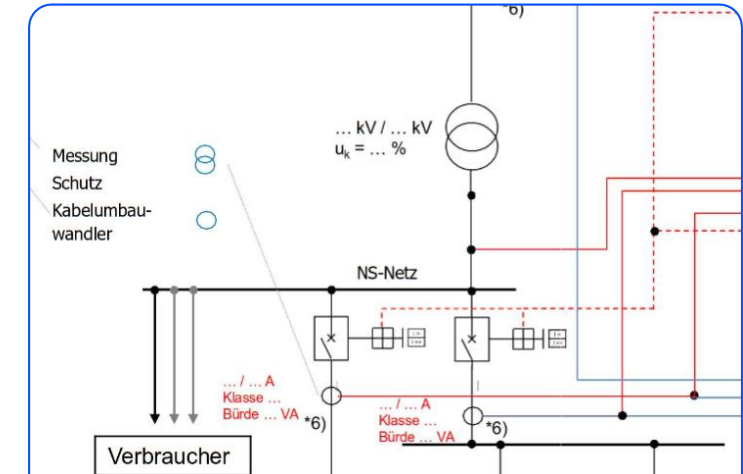
Messkonzept

- Auswahl aus unserem Katalog
- Durch den Anlagenbetreiber
- Abstimmung vor Inbetriebnahme per Netzportal



Fernwirktechnik

- Bei Mittelspannung immer gefordert
- Projektierung, Bestellung und Bit-Test vor Inbetriebnahme
- Bereitstellungskosten beachten



Einphasiger Übersichtsschaltplan

- Alle Komponenten (EZA und Netzanschluss)
- Mess- und Wirklinien
- Sehr wichtig für Dokumentation



E.9-Bogen anfordern (Mittelspannung)

Antrag Nr. 2 (Schritte 4+5)

ZUM PRODUKT

Bei Verfahren nach TAR 4110:

Anlagenzertifikat

- Antrag auf E.9 per Netzportal frühzeitig stellen
- Lt. VDE vor Baubeginn (= Bestellung Komponenten) Anlagenzertifikat fertigstellen
- Frühzeitiger Baubeginn nur auf eigenes Risiko
- Ohne Anlagenzertifikat keine Inbetriebnahme, ohne Ausnahme!
- Bei Unklarheiten → Rücksprache
- Vorlaufzeiten beachten

Agenda

1

Unsere Aufgabe

Sichere Netze

2

Ihr Antrag

Auf Netzanschluss
eines Einspeisers

3

Ihre Planung

Vor Baubeginn

4

Bau und IB

Voraussetzungen für
die Inbetriebnahme

5

Konformität

Nachweise nach
Inbetriebnahme



Vor der Inbetriebnahme nach

TAR 4105

- **Messkonzept** per Netzportal abgestimmt
- **Übersichtsschaltplan** per Netzportal übermittelt
- **Zähler** gesetzt
- **Fernwirktechnik** betriebsbereit und getestet
- **Schutzprüfung** vor Inbetriebnahme
- **Inbetriebsetzungsauftrag** an uns min. 10 Tage vor Inbetriebnahme, formlos per E-Mail
- Ggf. **Ortstermin** mit uns abstimmen



Vor der Inbetriebnahme nach

TAR 4105

- **Messkonzept** abgestimmt
- **Übersichtsschaltplan** übermittelt
- **Zähler** gesetzt
- **Fernwirktechnik** betriebsbereit
- **Schutzprüfung** vor Inbetriebnahme
- **Inbetriebsetzungsauftrag** an uns min. 10 Tage vor Inbetriebnahme, formlos per E-Mail
- Ggf. **Ortstermin** mit uns abstimmen

Zusätzlich bei

TAR 4110

- **Anlagenzertifikat** abgestimmt
- **Antrag auf Inbetriebnahme** per Netzportal
 - Frühzeitig einreichen (min. 3 Wochen vorab)
 - Alle Schutzprüfprotokolle
 - Parametrierungsnachweise aller EZE und Komponenten
- Immer **Ortstermin**
- **Vorübergehende Betriebserlaubnis** durch uns

Zeitnah nach IB

IB-Protokoll

- Entweder E.10 nach 4110
- Oder F.9 nach 4105 inkl. Nachweisen (z.B. Schutzprüfprotokoll)
- Spätestens 4 Wochen nach IB
- Wichtig für Abrechnung und Bilanzierung





Zeitnah nach IB

IB-Protokoll

- Entweder E.10 nach 4110
- Oder F.9 nach 4105 inkl. Nachweisen (z.B. Schutzprüfprotokoll)
- Spätestens 4 Wochen nach IB
- Wichtig für Abrechnung und Bilanzierung

Achtung: Fehlende Nachweise stellen eine Pflichtverletzung nach §6 NELEV dar
→ Netztrennung!



Agenda

1

Unsere Aufgabe

Sichere Netze

2

Ihr Antrag

Auf Netzanschluss
eines Einspeisers

3

Ihre Planung

Vor Baubeginn

4

Bau und IB

Voraussetzungen für
die Inbetriebnahme

5

Konformität

Nachweise nach
Inbetriebnahme



Konformitätsnachweis nach

TAR 4105

- IB-Protokoll F.9 nach 4105 inkl. Nachweisen
 - üEKS → Schutzprüfprotokoll
- Per Netzportal, max. 4 Wochen nach Inbetriebnahme
- Wir prüfen Konformität
- Wichtig für Abrechnung, Bilanzierung, Dokumentation
- Bei $P_{A,max} > 135 \text{ kW}$ → endgültige Betriebserlaubnis



Konformitätsnachweis nach

TAR 4105

- IB-Protokoll F.9 nach 4105 inkl. Nachweisen
 - üEKS → Schutzprüfprotokoll
- Per Netzportal, max. 4 Wochen nach Inbetriebnahme
- Wir prüfen Konformität
- Wichtig für Abrechnung, Bilanzierung, Dokumentation
- Bei $P_{A,max} > 135 \text{ kW}$ → endgültige Betriebserlaubnis

Achtung: Fehlende Nachweise stellen eine
Pflichtverletzung nach §6 NELEV dar
→ Netztrennung!



Konformitätsnachweis nach

TAR 4105

- IB-Protokoll F.9 nach 4105 inkl. Nachweisen
 - üEKS → Schutzprüfprotokoll
- Per Netzportal, max. 4 Wochen nach Inbetriebnahme
- Wir prüfen Konformität
- Wichtig für Abrechnung, Bilanzierung, Dokumentation
- Bei $P_{A,max} > 135 \text{ kW}$ → endgültige Betriebserlaubnis

Achtung: Fehlende Nachweise stellen eine
Pflichtverletzung nach §6 NELEV dar
→ Netztrennung!



Konformitätsnachweis nach

TAR 4110

- **Konformitätserklärung**
- Grundsätzlich 6 Monate nach Inbetriebnahme
- Unstimmigkeiten → Rücksprache
- Keine Unstimmigkeiten → endgültige Betriebserlaubnis

Konformitätsnachweis nach

TAR 4105

- IB-Protokoll F.9 nach 4105 inkl. Nachweisen
 - üEKS → Schutzprüfprotokoll
- Per Netzportal, max. 4 Wochen nach Inbetriebnahme
- Wir prüfen Konformität
- Wichtig für Abrechnung, Bilanzierung, Dokumentation
- Bei $P_{A,max} > 135 \text{ kW}$ → endgültige Betriebserlaubnis

Konformitätsnachweis nach

TAR 4110

- **Konformitätserklärung**
- Grundsätzlich 6 Monate nach Inbetriebnahme
- Unstimmigkeiten → Rücksprache
- Keine Unstimmigkeiten → endgültige Betriebserlaubnis

Achtung: Fehlende Nachweise stellen eine
Pflichtverletzung nach §6 NELEV dar
→ Netztrennung!



Danke für Ihre Aufmerksamkeit

1

Unsere Aufgabe

Sichere Netze

2

Ihr Antrag

Auf Netzanschluss
eines Einspeisers

3

Ihre Planung

Vor Baubeginn

4

Bau und IB

Voraussetzungen für
die Inbetriebnahme

5

Konformität

Nachweise nach
Inbetriebnahme



Badenova Netze

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit