

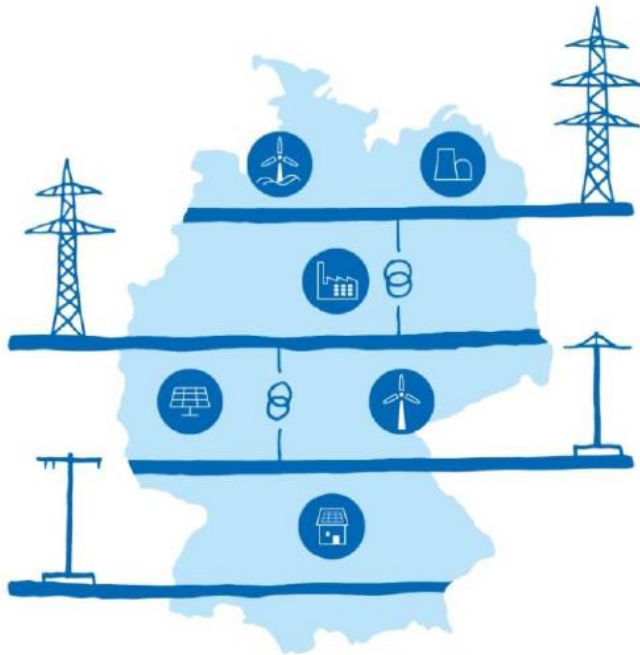
Informationsveranstaltung der AllgäuNetz GmbH & Co. KG zu den Regeln in der Mittelspannung

VDE AR-N 4110 November 2018

AllgäuNetz GmbH & Co. KG – Guido Zeller – Mai 2019



Technische Anschlussregeln für die Mittelspannung



VDE AR-N 4110

Regeln in Mittelspannung, Inhaltverzeichnis

Technische Anschlussregeln in Mittelspannung
Grundsätze bei VDE / Normung
Anwendungsbereich
Neues vom Netzanschluss
Grundsätze für die Festlegung des Netzanschlusspunktes
Sekundärtechnik
zulässige Spannungsänderung
Mindestkurzschlussleistung
Blindstromanforderung
fault-ride-through (FRT)-Kurven
Stand Umsetzung AllgäuNetz VDE AR-N 4110
Wesentliche neue Begrifflichkeiten
Anschlussprozess und Zeitplan
Messkonzepte in der VDE-AR-N 4110
Anlagenzertifikat
Konformitätserklärung
Umzug Bestandsanlagen ohne Einheitenzertifikat
Umgang mit Prototypen
Regelungen für Notstromaggregate
Besonderheiten bei Mischanlagen
Ergebnis der Entwicklung
Ungewollte Inselnetze
Fragen in der Insel

Motivation für die Erstellung der TAR's

- BDEW-MS-Richtlinie aus 2008
- Neue Anforderungen
- BDEW-MS-TAB muss auch überarbeitet werden
- Entso-E Grid CODES (requirements for generators „RfG“) als EU Richtlinie mussten binnen 2 Jahren in nationales Recht überführt werden.

Varianten:

- gesetzliche Vorgaben
- Verordnungen durch Behörden
- Indirekt durch verbindliche Normung

In Deutschland erfolgt die nationale Umsetzung nicht durch Verordnungen sondern durch Technische Regeln im Rahmen der VDE

Grundsätze bei VDE / Normung

- Jeder der ein berechtigtes Interesse hat darf mitmachen
Alle Verbände sind mit am Tisch
 - VNB's (Nord/Süd/Gross/Klein)
 - Zertifizierung
 - BWE
 - BSW
 - VDMA
 - ZVEIetc.
- Konsensverfahren:
Keine Interessengruppe darf durch eine andere überstimmt werden (Vetorecht)
- Das Ergebnis wird öffentlich konsultiert.
 - jeder darf einsprechen
 - jeden Einspruch muss die Gruppe im Konsensverfahren behandeln

Gesetzliche Grundlage / Technische Anschlussregeln

Energiewende in Deutschland:

- Weiterhin massiver Zubau mit DEA in den Verteilnetzebenen
- Anschluss und Betrieb von DEA in Verteilnetzen
- Systemstabilität

Daraus folgt die EZ-Richtlinie vom 14. April 2016

- Netzwerk Code „Requirements for Generators“ (RfG)

Konkretisierung und nationale Umsetzung in Deutschland

- VDE-AR-N 4100 (NS)
- VDE-AR-N 4105 (EZA)
- VDE-AR-N 4110 (MS)
- VDE-AR-N 4120 (HS)
- VDE-AR-N 4130 (Hös)

VDE-AR-N 4110 TAR Mittelspannung (vom 01.11.2018)

Es gibt Übergangsregelungen, verbindlich ist diese Anwendungsregel grundsätzlich ab dem 27.04.2019 nach Ablauf der in den Regeln definierten Einführungsfrist anzuwenden.

ÜNB- Anlagenstammdatenblatt zum Stand			
		Installierte Leistung kW	Anzahl Anlagen
EEG-Anlagen	Was	47.304	90
	Bio	11.163	47
	Kla	0	0
	Win	3.501	3
	Sol	175.628	8.320
	Summe	237.596	8.460
	davon Direkt + MPM	66.441	60
	Anteil PV-Selbstnutzer	44.219	2.989
sonstige	OGF	72.421	80
	KWK	10.057	120
	Summe	320.074	8.660

VDE-AR-N 4110



Überführung BDEW-Regelwerk in FNN-Regelwerk

TAB → TAR



November 2018		
	VDE-AR-N 4110	VDE
	Dies ist eine VDE-Anwendungsregel im Sinne von VDE 0022 unter gleichzeitiger Einhaltung des in der VDE-AR-N 100 (VDE-AR-N 4000) beschriebenen Verfahrens. Sie ist nach der Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	FNN
Vervielfältigung – auch für innerbetriebliche Zwecke – nicht gestattet. ICS 29.240.01 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage) Exigences techniques pour la connexion et l'opération des installations des clients au réseau à moyenne tension (TAR moyenne tension) Gesamtumfang 257 Seiten VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.		
© DIN Deutsches Institut für Normung e. V. und VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Jede Art der Vervielfältigung, auch auszugsweise, nur mit Genehmigung des DIN, Berlin, und des VDE, Frankfurt am Main, gestattet. Vertrieb durch VDE VERLAG GMBH, 10625 Berlin Preis: 50,- € VDE-Verf.-Nr. 0100495		

EnWG – VDE – NELEV (stark gekürzt)

EnWG § 19 Technische Vorschriften

- VNB's müssen (spezifische) Anschlussbedingungen erstellen und veröffentlichen; Diese Stellen die Interoperabilität sicher und dürfen nicht diskriminierend sein.
- Die VNB's erstellen gemeinsam allgemeine technische Mindestanforderungen. Der VDE wird als beauftragte Stellen bestimmt, um die allgemeinen technischen Mindestanforderungen zu verabschieden. (EU-Verordnungen)

EnWG § 49 Anforderungen an Energieanlagen

- Energieanlagen sind so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist.
- Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des VDE eingehalten werden

Verordnung zum Nachweis von elektrotechnischen Eigenschaften von Energieanlagen (NELEV)

§2 (1) Betreiber von Erzeugungsanlagen haben dem zuständigen Netzbetreiber im Rahmen des Betriebserlaubnisverfahrens nach Artikel 29 der (EU) Verordnung 2016/631 nachzuweisen, dass die allgemeinen technischen Mindestanforderungen nach § 19 des EnWG eingehalten werden. → Einheitszertifikat, Anlagenzertifikat

Die VDE-Anwendungsregel legt die Technischen Anschlussregeln (TAR) für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Kundenanlagen (Bezugs- und Erzeugungsanlagen, Speicher, Misanlagen sowie Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge) fest, die am Netzanschlusspunkt an das Mittelspannungsnetz eines Netzbetreibers der allgemeinen Versorgung angeschlossen werden.

Diese VDE-Anwendungsregel gilt auch, wenn der Anschluss der Kundenanlage in einem nicht öffentlichen Niederspannungsnetz liegt und dieses Niederspannungsnetz über Transformatoren und Anschlussleitungen mit dem öffentlichen Mittelspannungsnetz verbunden ist.

Diese VDE-Anwendungsregel gilt nicht, wenn der Anschluss einer Bezugsanlage oder einer Misanlage in einem nicht öffentlichen Mittelspannungsnetz
→ der Anschluss des nicht öffentlichen Mittelspannungsnetzes am öffentlichen Netz aber **im Hochspannungsnetz** liegt.



- Gültig seit November 2018 gilt für Planung, Errichtung, Betrieb, Änderung von Kundenanlagen (Bezug-, Erzeugung, Speicher, Mischanlagen, Ladeeinrichtungen) bei Anschluss an das MS-Netz des NB der allgemeinen Versorgung
- Gilt auch für NS-Anschlüsse die in MS angeschlossen sind
- Gilt nicht für nachgelagerte Netzbetreiber
- Gilt nicht für MS-Anschlüsse die an einem NAP in HS angeschlossen sind
- Anzuwenden ab 27.04.2019
- Übergangsfrist: § 118 Abs. 25 EnWG

§ 118 Übergangsregelungen (EnWG)

(25) Stromerzeugungsanlagen im Sinne der Verordnung (EU) 2016/631 sind als bestehend anzusehen, sofern sie bis zum 30. Juni 2020 in Betrieb genommen wurden und für sie vor dem 27. April 2019

1. eine Baugenehmigung oder eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz erteilt wurde oder
2. der Anschluss an das Netz begehrt wurde und eine Baugenehmigung oder eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz nicht erforderlich ist.

Der Betreiber der Anlage kann auf die Einstufung als Bestandsanlage verzichten. Der Verzicht ist schriftlich gegenüber dem Netzbetreiber zu erklären.

Anwendungsrahmen VDE AR-N 4110

- Erzeugungsanlagen ≥ 135 kW
- Erzeugungsanlagen < 135 kW gilt die VDE-AR-N 4105;
Schaltanlagen sind in Mittelspannung nach der VDE-AR-N 4110 auszuführen
- Ausnahmen:
 - KWK-Anlagen, Wind- und Wasserkraftanlagen, Stirlinggeneratoren, Brennstoffzellen und direkt mit dem Netz gekoppelte Asynchrongeneratoren mit einer Summenwirkleistung mit $P_{E_{\max}} < 30$ kW können auch bei $P_{A_{\max}} > 135$ kW nach AR-N 4105 angeschlossen werden.
 - Bei Speicher- und Erzeugungsanlage mit $P_{A_{\max}} < 270$ kW kann auf den übergeordneten Entkopplungsschutz verzichtet werden.
- Nach RfG können mehrere Erzeugungsanlagen an einem NAP angeschlossen sein
→ es gilt immer die Summe der Erzeugungsanlagen am NAP

TAR gilt auch für Änderungen in der Kundenanlage bei Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften (NB entscheidet)

- Umbau oder Modernisierung von > 50 % der Komponenten oder Anlagenteile bezogen auf $P_{AV,E}$ (Einspeisung) bzw. $P_{AV,B}$ (Bezug) zum Zeitpunkt der Erstinbetriebnahme (immer)
- Änderungen der vereinbarten Anschlussleistung (kann)
- Verschlechterung der Netzurückwirkungen (kann)
- Änderungen des Schutzkonzeptes (kann)
- Änderung der elektrischen Infrastruktur (kann)
- Typgleicher Tausch ist unkritisch

Grundsätze für die Festlegung des Netzanschlusspunktes nach EEG

§ 8 Anschluss

(1) Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist;

Bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen.

Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

(4) Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stroms erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 12 möglich wird.

§ 10 Ausführung und Nutzung des Anschlusses

(2) Die Ausführung des Anschlusses und die übrigen für die Sicherheit des Netzes notwendigen Einrichtungen müssen den im Einzelfall notwendigen technischen Anforderungen des Netzbetreibers und § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechen.

→ **Die anerkannten Regeln der Technik sind einzuhalten!**

Grundsätze für die Festlegung des Netzanschlusspunktes

Erzeugungsanlagen werden grundsätzlich NICHT n-1 – sicher angeschlossen!

Alle Berechnungen etc. werden für den Normalschaltzustand durchgeführt.

Bei Netzschaltungen und Störungen kann es entsprechend zu Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen kommen.

- Erzeugungsanlagen dürfen hierzu abgeregelt oder abgeschaltet werden! (aber nur die notwendigen, siehe Einspeisevorrang)
- Hierbei handelt es sich um Maßnahmen nach dem EnWG
- Es muss nicht entschädigt werden

Vorsicht:

Muss im „Normalschaltzustand“ abgeregelt werden, dann ist der NB nach EEG zur Netzverstärkung verpflichtet. Die abgeregelte Energie muss entschädigt werden.

Neu: Spitzenkappung nach EEG 2017 ist erlaubt „dauerhafte Abregelung“ wenn verlorene Energiemenge < 3 % der Jahresenergie (FNN-Hinweis in Arbeit)



Quelle und Infos:

<https://www.vde.com/de/fnn/themen/netzbetrieb-sicherheit/netzplanung/spitzenkappung>

- **Fernsteuerung, Prozessdatenübertragung an die netzführende Stelle**
(3-seitiges Beispiel für Prozessdatenumfang im Anhang C4)
- **Eigenbedarf und Hilfsenergie**
(Auslegung Batterie, Kondensatorspeicher, Wandlerstrom zustimmungspflichtig; LS-Auslösung bei fehlender Hilfsspannung für 8 h sicherstellen)
- **Netzschutzeinrichtungen**
- **Kurzschlusschutz der Kundenanlage**
- **Wiederzuschaltung der EZA nach Schutzauslösung** (nach schutzbedingter Ausschaltung des LS am NAP ist eine aut. Wiederzuschaltung der EZA nicht erlaubt, eine Wiederzuschaltung erfolgt erst nach Freigabe der zuständigen Netzleitstelle)
- **Prüfklemmleiste, Schutzprüfung**
- **Automatische Frequenzentlastung (bei Bezugsanlagen) auch in Übergabestation möglich**
- **Störschreiber** (in begründeten Fällen; Einzelnachweiseverfahren)



Zulässige Spannungsänderung (bleibt)

Im ungestörten Betrieb des Netzes darf der Betrag, der von allen Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in einem Mittelspannungsnetz verursachten Spannungsänderung, an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 2 % gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen überschreiten.

$$\Delta U_a \leq 2 \% \text{ bleibt}$$

Anlagen werden mit realen $\cos(\varphi)$ -Vorgaben berechnet!



NEU: Mindestkurzschlussleistung aus Stabilitätsgründen für TYP-1-Anlagen (nicht Wechselrichter)

Anforderung:

- Anlagen müssen einen Fehler (Kurzschluss) durchfahren können ohne sich vom Netz zu trennen.
- Je stärker das Netz ist, umso eher funktioniert das
- Nachweis erfolgt für eine Mindest-Netz-Kurzschlussleistung $S_{K''} > 5 S_{A\text{Max}}$

Damit das in der Praxis funktioniert, muss eine Mindest-Netz-Kurzschlussleistung sichergestellt werden.

Es wird S_{KV} – als Basis verwendet (für Netzurückwirkungen schon berechnet)

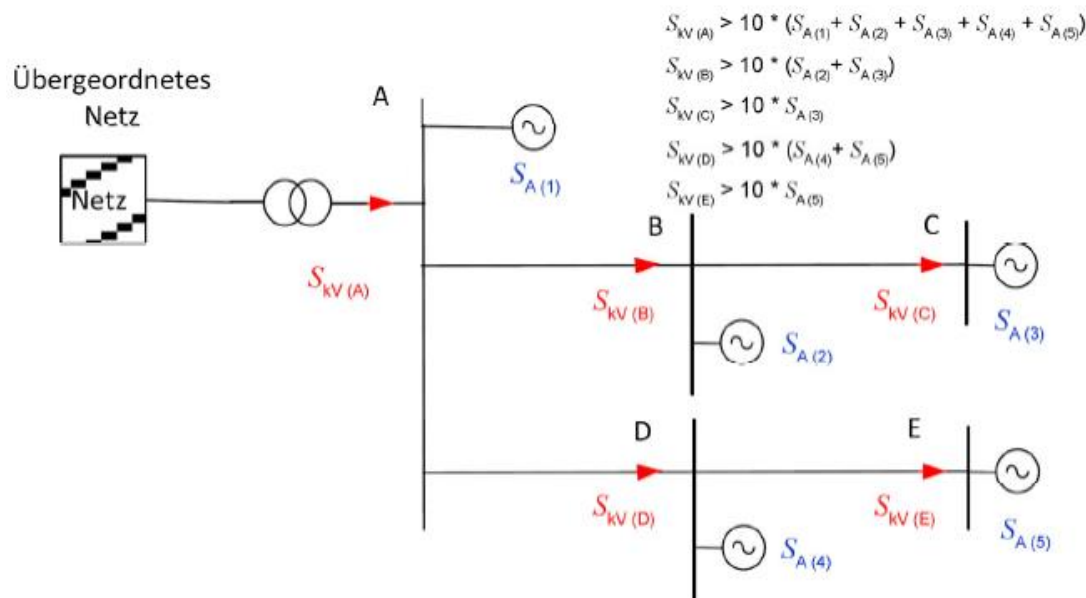
Es wird geprüft ob:

$$S_{KV} \geq 10 * \text{Summe}(S_{A\text{max}}) \quad [\text{Faktor 10 als Sicherheitsabstand}]$$

Regel gilt:

- für jede Anlage einzeln
- für alle Anlagen in Summe im MS-Netz

NEU: Mindestkurzschlussleistung aus Stabilitätsgründen für TYP-1-Anlagen (nicht Wechselrichter)



Was passiert, wenn Bedingung nicht erfüllt werden kann?

- Kleinere Anlage
- Andere Anlage (Typ2)
- Höhere Kurzschlussleistung (anderer NAP oder Netzausbau)

Bedingungen zum Netzanschluss der Anlage A an NAP A:

$$S_{KV(A)} > 10 * (S_{A(1)} + S_{A(2)} + S_{A(3)} + S_{A(4)} + S_{A(5)})$$

Bedingungen zum Netzanschluss der Anlage an NAP B:

$$S_{KV(A)} > 10 * (S_{A(1)} + S_{A(2)} + S_{A(3)} + S_{A(4)} + S_{A(5)}) \text{ und } S_{KV(B)} > 10 * (S_{A(2)} + S_{A(3)})$$

Bedingungen zum Netzanschluss der Anlage an NAP C:

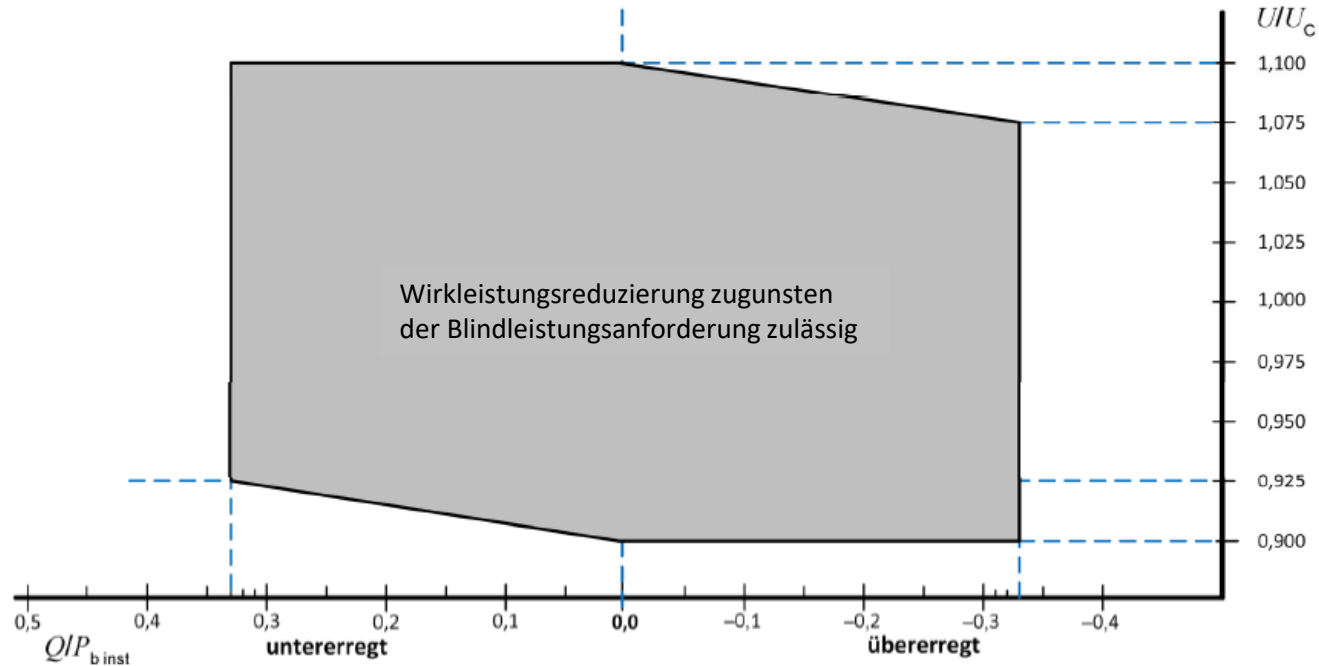
$$S_{KV(A)} > 10 * (S_{A(1)} + S_{A(2)} + S_{A(3)} + S_{A(4)} + S_{A(5)}) \text{ und } S_{KV(C)} > 10 * (S_{A(3)})$$

In diesem Fall wird keine weitere Prüfung an Punkt B durchgeführt

Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

Blindstromanforderung für Erzeugungsanlagen (Kap. 10.2,2)

Blindleistungsbereitstellung bei P_{binst} (Betriebspunkt)

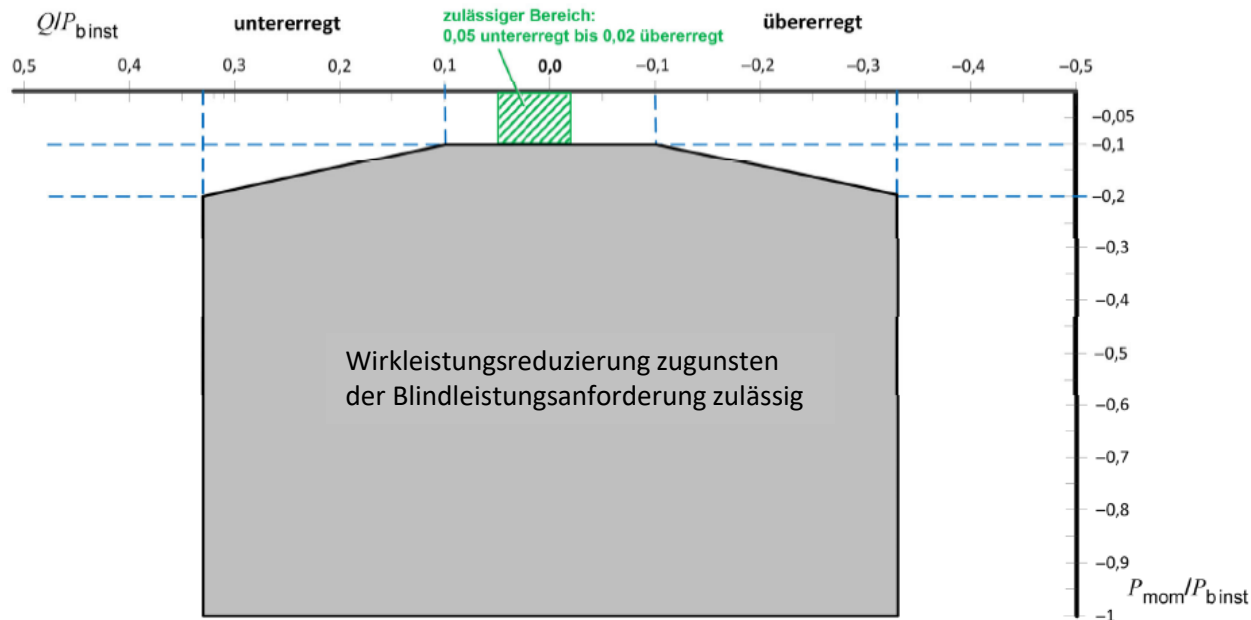


Eine Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung ist zulässig. Hierbei handelt es sich nicht um eine Wirkleistungsreduzierung im Sinne des Einspeisemanagements nach EEG

Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

Blindstromanforderung für Erzeugungsanlagen (Kap. 10.2,2)

Blindleistungsbereitstellung unterhalb P_{binst}

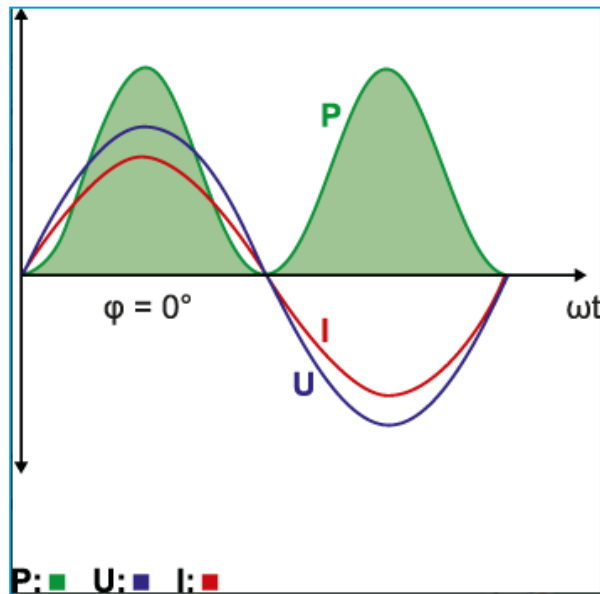


Blindleistungsbereitstellung unterhalb ($P_{\text{mom}} < P_{\text{binst}}$)

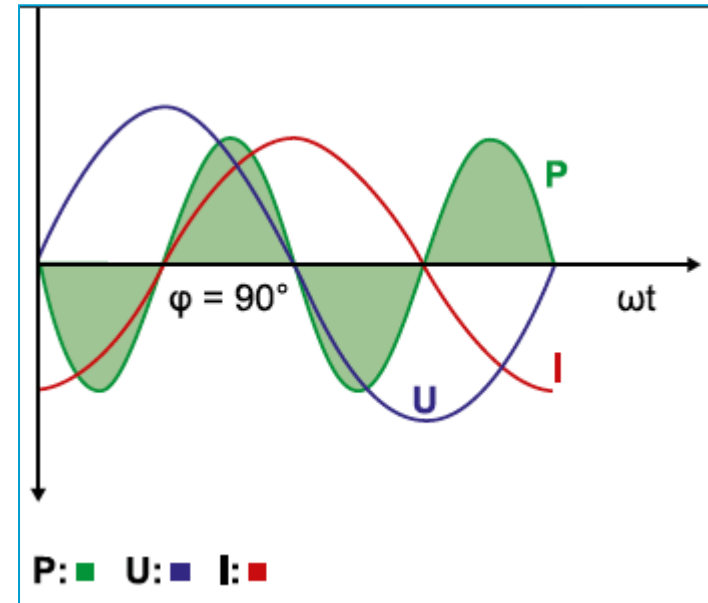
Eine Reduzierung der Wirkleistungsbereitstellung zugunsten der Blindleistungsbereitstellung ist zulässig.

Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

Warum ist Blindleistung wichtig und richtig



Ohne Phasenverschiebung ergibt das Produkt aus Strom i und Spannung u eine pulsierende, aber immer positive Leistung (reine Wirkleistung)

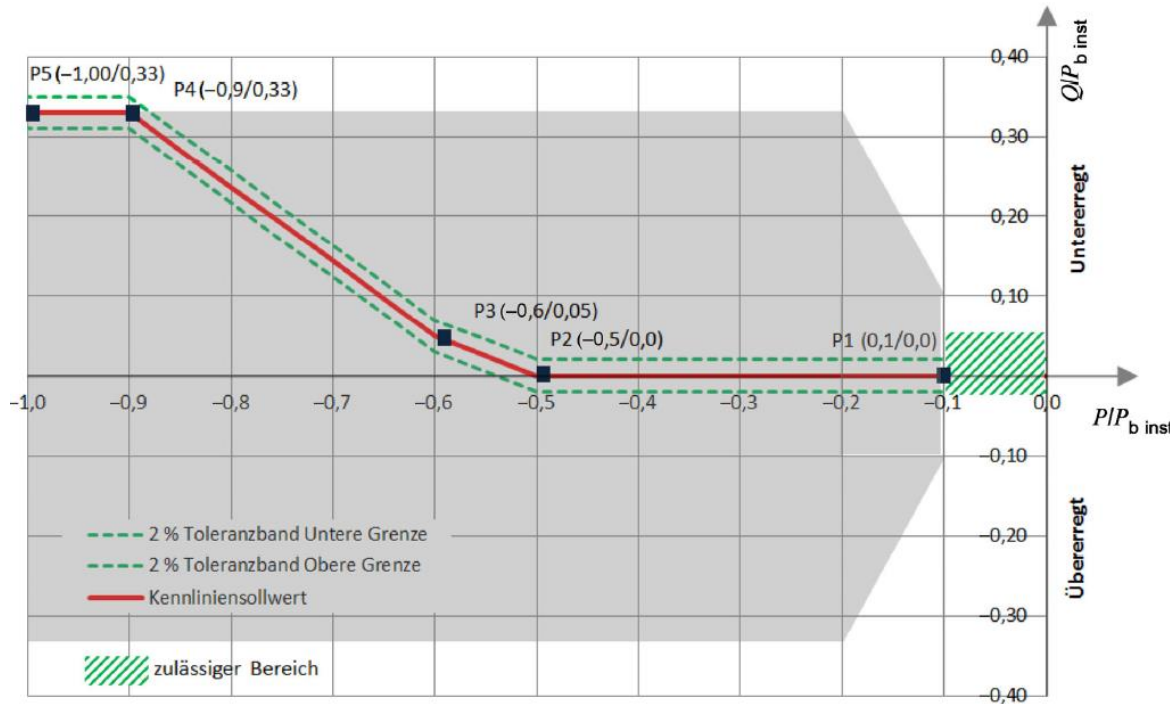


Bei 90 Grad Phasenverschiebung zwischen Strom i und Spannung u ergibt sich abwechselnd positive und negative Leistung mit dem Durchschnittswert Null (reine Blindleistung)

- Blindleistung ist nur „Leistungspendelung“ über 20 ms
- Es wird Strom fließen, aber nicht mehr Energie gebraucht
- Bei einem Synchrongenerator einfach durch Anpassung im Magnetfeld regelbar

Quelle: <https://www.sma.de/partnerwissen/sma-verschiebt-die-phase.html>

Statische Spannungshaltung Blindleistungsbereitstellung



Statisch vorgebar
Leicht zu realisieren
Leicht zu prüfen
Robust

Gut, wenn Wirkleistung
direkt Netzspannung
beeinflusst

- > Einzelanlagen mit schwachem NAP
- > Netzdominierende, gleichspeisende Anlagen

Beispiel für eine Q(P)-Kennlinie

Blindleistung wird in Abhängigkeit der Wirkleistung in das Netz gespeist

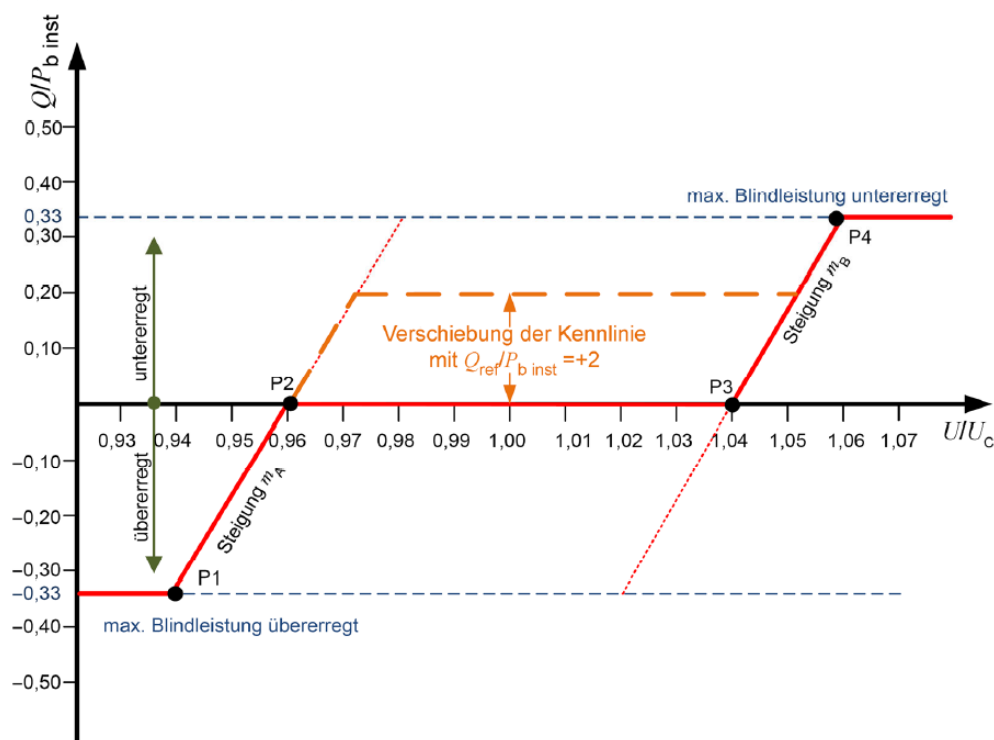
Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

Blindleistung mit Spannungsbegrenzungsfunktion

Beispiel für eine Q-Vorgabe

Der Blindleistungswert, den die Erzeugungsanlage am NAP austauschen muss, ergibt sich aus der tatsächlich am NAP auf Mittelspannungsebene gemessenen Spannung und den Parametern der Kennlinie $Q_{\text{ref}}/P_{\text{b inst}}$. Diese ist in 1 %-Schritten von $P_{\text{b inst}}$ binnen 4 Minuten anzufahren.

Ziel ist es, dass die Erzeugungsanlage weitestgehend unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung vom Netzbetreiber vorgegebene Blindleistungen in das Netz einspeist ($Q_{\text{EA}} = \text{const}$).



Komplexer
Flexibel
Pauschal anwendbar

Gut bei Anlagen
/Verbraucher-Mix mit
relevantem Anteil an
Netzspannung

Nicht so gut z.B. an MS-
Sammelschiene

Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

Statische Spannungshaltung

Blindleistungsbereitstellung

NEU

Für Verfahren a) Q (U), b) Q (P), c) Q (U) mit Spannungsbegrenzung:

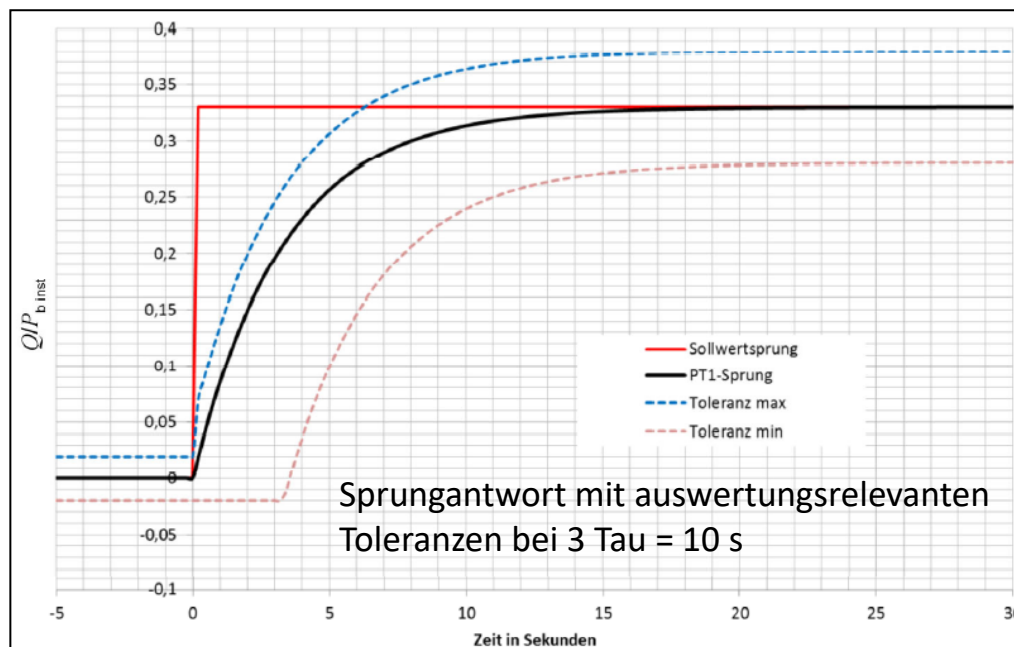
Regelverfahren bei Sollwertsprüngen nach PT1-Verhalten

Einstellbar zwischen 6 und 60 Sekunden (entspricht 3 Tau) eines PT1-Verhaltens bzw. der Zeit bis zum Erreichen von 95 % des Sollwertes. Nach 5 Tau gilt der Einschwingvorgang als beendet.

Wird vom Netzbetreiber kein Wert vorgegeben, gelten 10 Sekunden für 3 Tau bzw. 95 % des Sollwertes

Bei schnellen Anregungen kann es zu Spannungssprüngen oder Schwebungen kommen.

- stationäre Regelung möglichst langsam, aber gerade noch schneller als die Trafosregelung am UW (50 Sekunden)



NEU

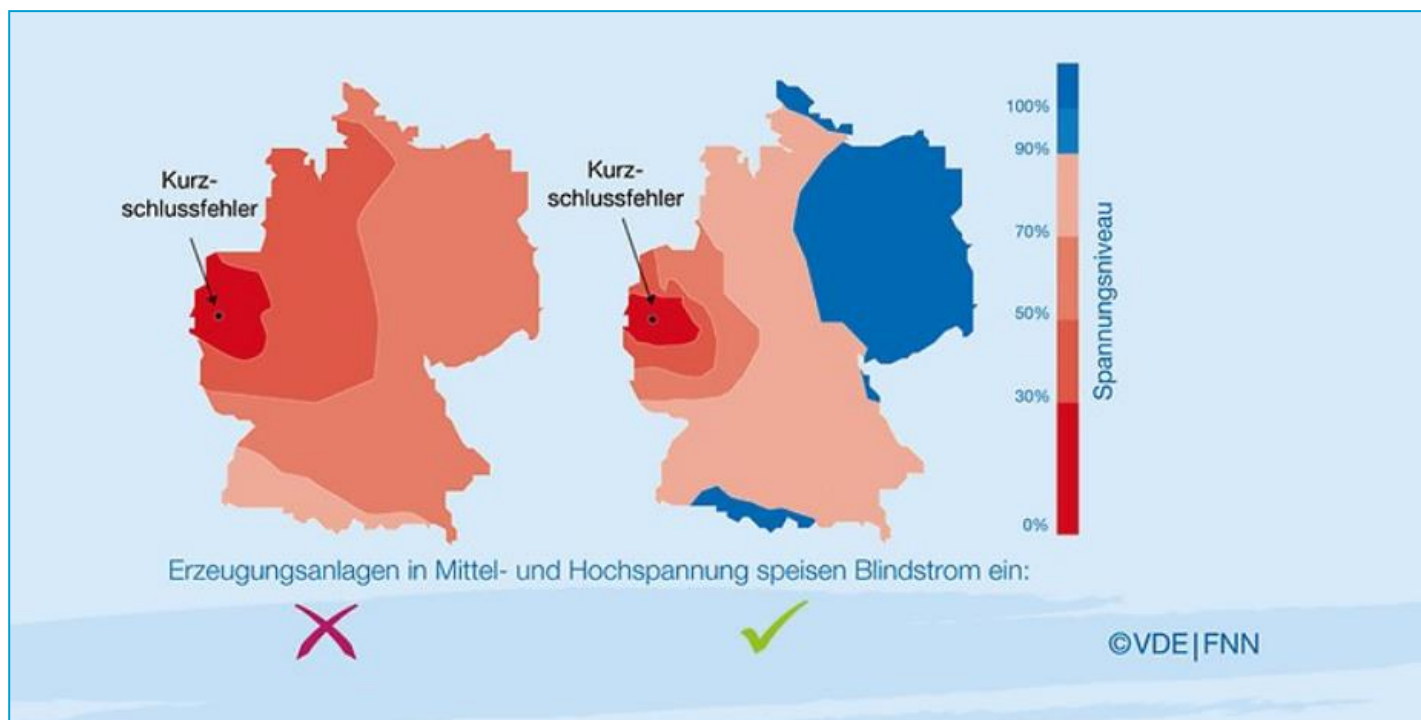
Stationäre Genauigkeit:

am NAP $\pm \max. \pm 2,0 \%$ bezogen auf P_{inst}

bei EZA < 300 kVA $\max. \pm 4,0 \%$ bezogen auf P_{inst}

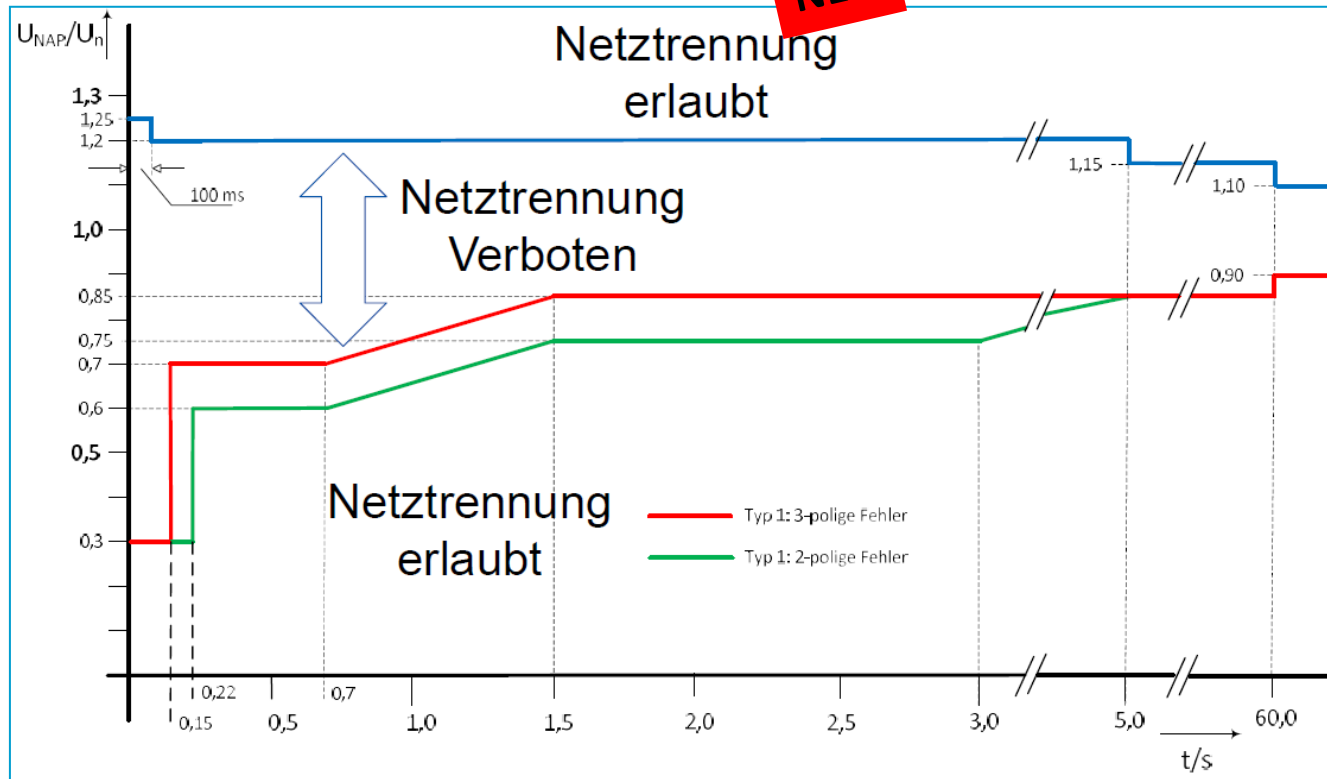
Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

Vorgänger-Anschlussbedingungen – die Konsequenzen



<https://www.vde.com/de/fnn/themen/sicherer-betrieb-dez/studien/studie-systemsicht-kurzschlussauswirkungen>

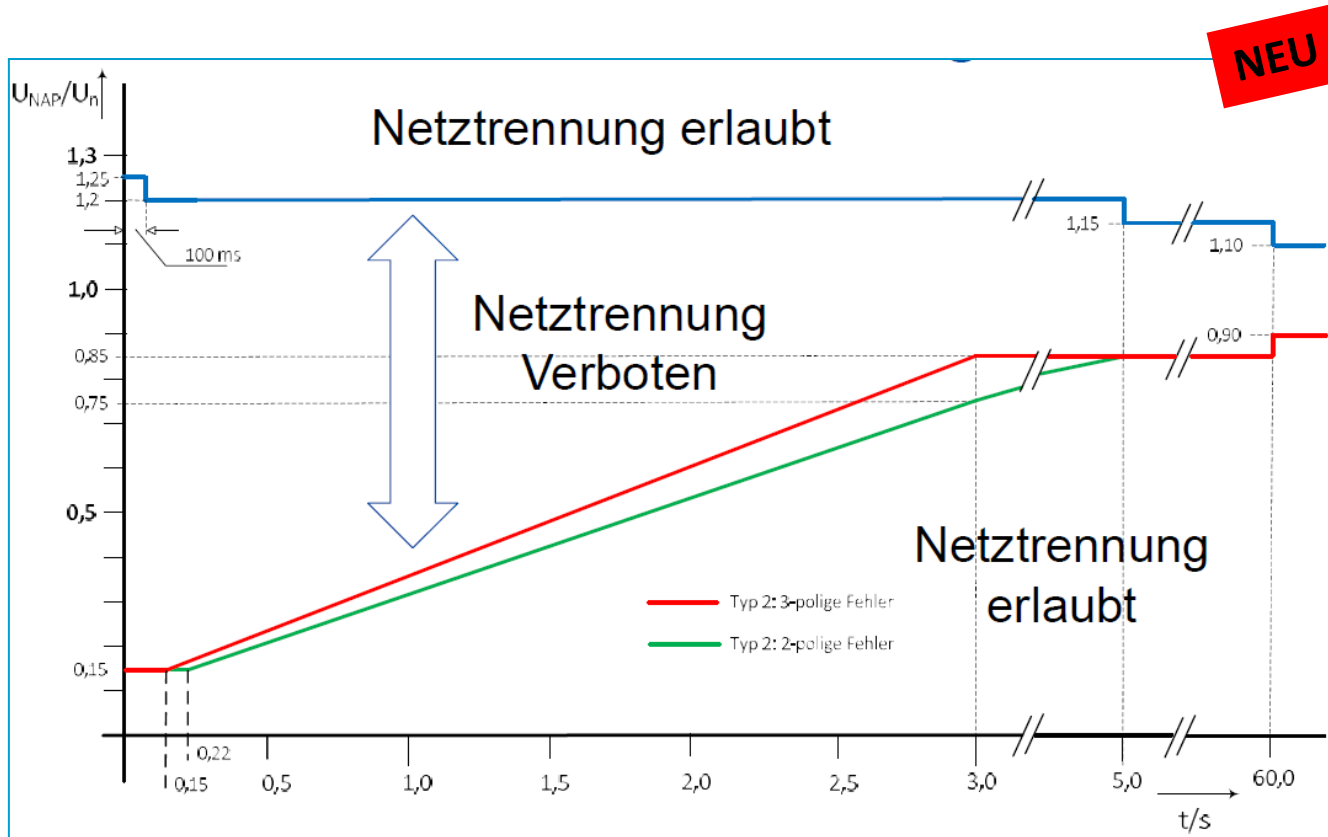
Die FRT-Kurve TYP-1 Anlagen



- erstmals Anforderung an HRVT definiert
- 2-polige Fehler ebenso definiert
- Mehrfachfehler über thermisch Auslegung
- Verhalten bei Fehlerende bis **60 s** definiert (Ausregelzeit HS/MS-Trafo bei $U \gg$)
- Stabilitätskriterium in der Netzanschlussbewertung

Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

Die FRT-Kurve TYP-2 Anlagen



Asynchrongeneratoren dürfen bis max. 700 kVA je Anschluss ans Netz auch wenn sie den Fehlerdurchlauf nicht zu 100 % können

Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

Bilder: AllgäuNetz GmbH & Co. KG

Stand Umsetzung bei AllgäuNetz

Die AllgäuNetz GmbH & Co. KG wird keine TAB Mittelspannung herausgeben.

Die Basisregel ist die:

FNN/VDE Anwendungsregel VDE AR-N-4110 (01.11.2018)

Grundsätzliche Aufteilung zwischen TAR Mittelspannung und Ergänzungen der AllgäuNetz zur AR-N 4110

- VDE AR-N 4110 regelt bundeseinheitlich technische Vorgaben
- Ergänzungen AllgäuNetz zur VDE AR-N 4110 regeln darüber hinaus netzbetreiberspezifische Bedingungen und organisatorisches, das sich nicht bundesweit harmonisieren lässt.
- Die Gliederung der Ergänzungen AllgäuNetz lehnt sich an die Struktur der VDE-AR-N 4110 an und formuliert Spezifikationen zu einzelnen Kapiteln dieser VDE-Anwendungsregel
- Sowohl die VDE AR-N 4110 sowie die Ergänzungen AllgäuNetz zur VDE AR-N 4110 sind Bestandteil der Netzanschluss- und Anschlussnutzungsverträge

Diese Ergänzung gilt - soweit vertraglich nichts anderes vereinbart ist - für den Anschluss an das Elektrizitätsverteilungsnetz der AllgäuNetz GmbH & Co. KG (nachfolgend AllgäuNetz genannt) in Mittelspannung (MS) zusätzlich zu den Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) VDE AR-N 4110.



Die bisher bestehende „Richtlinie für kundeneigene 24-kV Übergabestationen“ wurde in die Ergänzungen AllgäuNetz zur AR-N 4110 mit integriert.

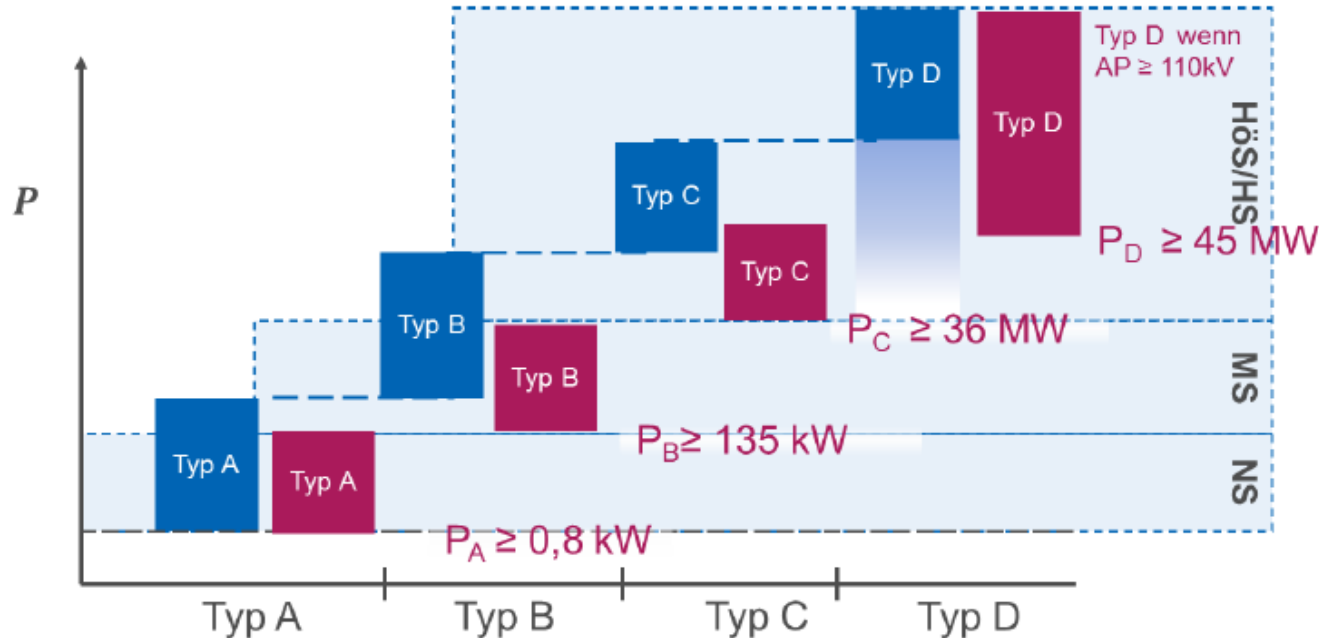
Umsetzung der Anforderung des NC RfG nach Leistungsgröße:

Die „EU-Richtlinien NC RfG“ unterscheidet, anders als wir in Deutschland, nach Leistungsgröße der Erzeugungsanlage / Speicher und nicht nach der Spannungsebene des Anschlusses. Dem kommen wir in Deutschland nach, in dem je nach Leistung die

- AR-N 4105 (EZA am Niederspannungsnetz) oder
- AR-N 4110 (TAR Mittelspannung)

Anwendung finden.

Leistungsklassen in den TAR's



- Einteilung nach RfG
- FNN Vorschlag

Typ D => $P_{Amax} \geq 45 \text{ MW}$ (entspricht $S_{Amax} \geq 50 \text{ MVA}$)

Typ C => $P_{Amax} \geq 36 \text{ MW}$ (entspricht $S_{Amax} \geq 40 \text{ MVA}$)

Typ B => $P_{Amax} \geq 135 \text{ kW}$ (entspricht $S_{Amax} \geq 150 \text{ kVA}$)

Zur Umrechnung der vorgeschlagenen Grenzwerte der Leistungsklassen in die in den Anwendungsregeln des VDE/FNN gebräuchlichen Scheinleistungsangaben wird der feste Umrechnungsfaktor $\cos \varphi = 0,9$ verwendet.

Quelle und Infos:

<https://www.vde.com/de/fnn/themen/europaeische-network-codes/leistungsklassen>

Grundsätze für die Ermittlung des NAP

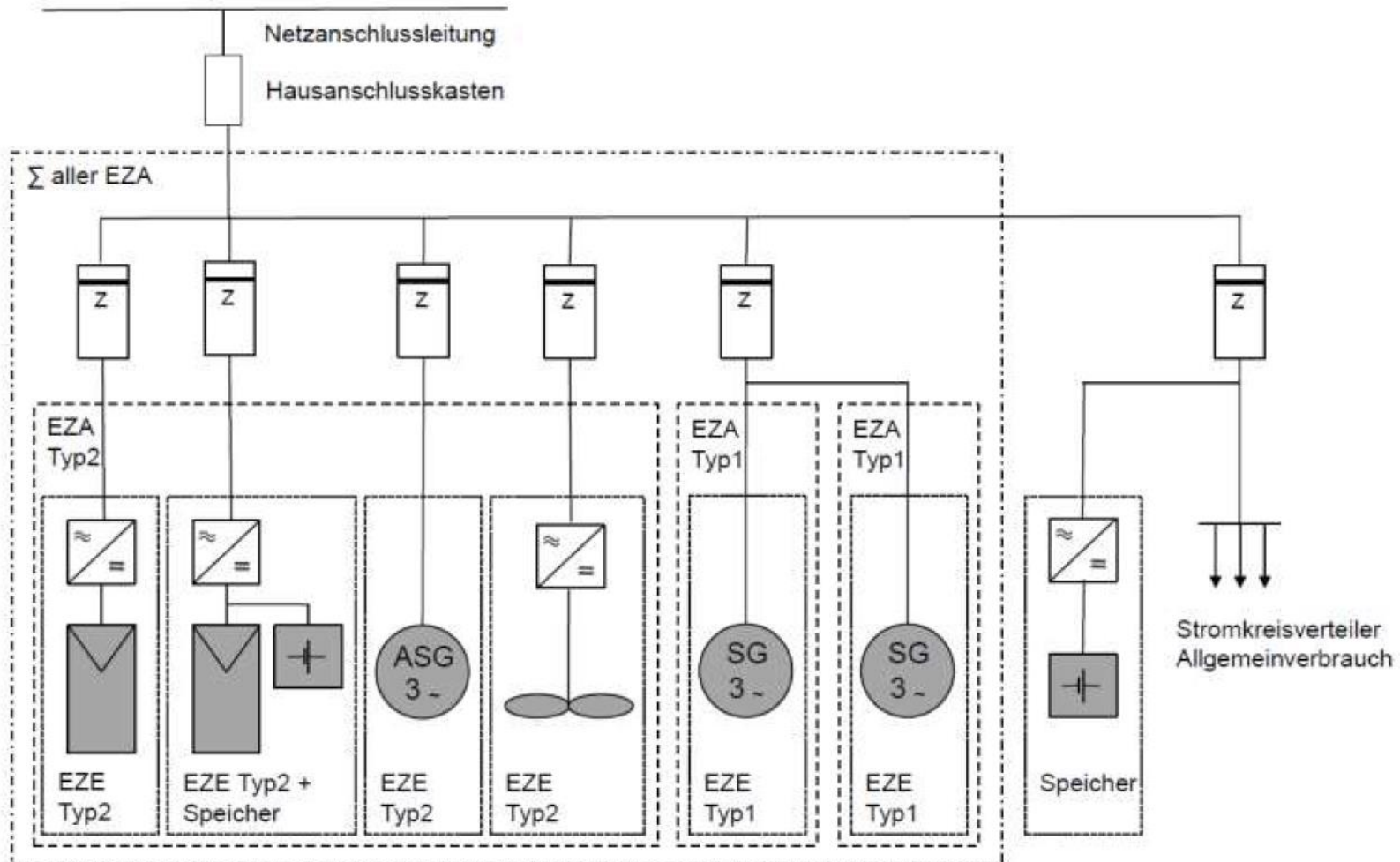
Die Entnahme bzw. Einspeisung elektrischer Energie erfolgt in unterschiedlichen Spannungsebenen über einen Netzanschluss, der die Kundenanlage mit dem Netz der AllgäuNetz verbindet. Die Anschlussenebene wird dabei entsprechen dem Leistungsbedarf und den technischen Randbedingungen festgelegt.

Nachfolgenden Tabelle listet **Orientierungswerte** für die **max. Leistung** mit der ein Einzelanschluss in der genannte Ebene angeschossen wird. Technische Gegebenheiten können dabei im Einzelfall zu anderen Werten führen. Der Erfahrung nach sind die Orientierungswerte zu 95 % zutreffend.

Orientierungswerte

Spannungsebene		Anschlussleistung einzelner Kundenanlagen
NE7	Anschluss an 1-kV-Netz	bis 80 kVA
NE6	Anschluss an 1-kV-Sammelschiene in Station	80 kVA bis 300 kVA
NE5	Anschluss an ein 20-kV-Netz	300 kVA bis 5,5 MVA
NE4	Anschluss an eine 20-kV Sammelschiene	5,5 MVA bis 20 MVA

Wesentliche neue Begrifflichkeiten



Quelle: VDE-AR-N 4110

Wesentliche neue Begrifflichkeiten

Anlagen, Einheiten und Typen

Erzeugungsanlagen Typ1

Erzeugungsanlage, die ausschließlich Erzeugungseinheiten vom Typ 1 beinhaltet.

Wenn eine Erzeugungseinheit vom Typ 1 Betriebsmittel gemeinsam mit anderen Erzeugungseinheiten vom Typ 1 nutzt (z.B. einen gemeinsamen Transformator oder eine gemeinsame Zentralsteuerung) und diese Erzeugungseinheiten damit nicht unabhängig voneinander betrieben werden, bilden dies Erzeugungseinheiten ein Erzeugungsanlage vom Typ 1

Erzeugungsanlage Typ 2

Erzeugungsanlage, die nicht den Bedingungen für Typ 1 entspricht



Anwendung VDE-AR-N 4110 an Niederspannungsanschlüssen

Bei Erzeugungsanlagen ≥ 135 kW mit einem NAP in der Niederspannung gilt die VDE-AR-N 4110 mit folgenden Anforderungen:

- Netzurückwirkungen werden im Einheitenzertifikat nach VDE-AR-N 4110 ausgewiesen
- Schutz ist gem. VDE AR-N-4105 aufzubauen und einzustellen
- Statische Spannungshaltung
 - Bei $Q(U)$ ist die Kennlinie gem. VDE-AR-N 4105 zu parametrieren
 - Bei $\cos \varphi(P)$ ist die Kennlinie $Q(P)$ auszuwählen und entsprechend zu parametrieren
- Bei Typ 2 Anlagen ist die eingeschränkte dynamische Netzstützung zu aktivieren
- Die Zuschaltung erfolgt zwischen 90 % und 110 % U_n an den Generatorklemmen mit dem Leistungsgradient der VDE-AR-N-4110

Wesentliche neue Begrifflichkeiten

- Erzeugungseinheit Typ 1: Erzeugungseinheit mit Synchrongenerator
- Erzeugungseinheit Typ 2: Erzeugungseinheit die nicht Typ 1 ist (Wechselrichter, Asynchrongenerator,...)
- Anlagenzertifikat A: Anlagenzertifikat für Erzeugungsanlagen > 950 kW
- Anlagenzertifikat B: vereinfachtes Anlagenzertifikat für Erzeugungsanlagen; 135 kW < Erzeugungsanlagen ≤ 950 kW
- P_{Amax} : maximale Wirkleistung einer Erzeugungsanlage (installiert Leistung aller Einheiten)

Anschlussprozess nach VDE-AR-N 4110

Folgende Punkte sind nach VDE-AR-N 4110 zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer zu klären (E.3 Netzanschlussplanung)

- Vereinbarte Anschlussleistung für Bezug und Einspeisung
- Spannungsebene und der Netzanschlusspunkt
- Standort der Übergabestation und die Leitungstrasse
- Anschlussart (Kabel; Freileitung)
- Aufbau der MS-Schaltanlage
- Notwendige Netzschutzeinrichtungen für die netzseitigen Eingangs- und Übergabe- und Abgangsschaltfelder
- Erforderliche Fernsteuerung/-überwachung und Umschaltautomatiken
- Messkonzept und die Art und Anordnung der Messeinrichtungen
- Eigentums-, Betriebsführungs-, Verfügungs- und Bedienbereichsgrenze
- Liefer- und Leistungsumfang des Anschlussnehmers und der Netzbetreibers

Anschlussprozess, Tabelle 1, Zeitplan

Punkt	Zeit	Schritt	Verantwortlich	Vordruck	Abteilung
1	$t_1 = 0$	Antrag/Anfrage/Anmeldung zum Netzanschluss Bezug und Einspeisung und/oder Erzeugung/Einspeisung beim Netzbetreiber, Übergabe aller zur Anschlussbewertung notwendigen Unterlagen	Kunde an	Bezug: E.1 und E.2 Erzeugung: E.1, E.8, E.13, E.14	ANH
2	$t_1 + 8$ Wochen	Festlegung des Netzanschlusspunktes und Benennung des ggf. notwendigen Netzausbaus einschließlich dessen Dauer) und Mitteilung an den Anschlussnehmer; Übermittlung aller notwendigen Netzdaten für die Planung der Kundenanlage;	AllgäuNetz		TNN
		Angebotserstellung für kostenpflichtige Leistungen	AllgäuNetz		ANH
3	$t_2 = 0$	Annahme des Angebotes für kostenpflichtige Leistungen; Bestätigung der Grobplanung durch den Anschlussnehmer bei nicht kostenpflichtigen Netzanschlüssen/Kostenübernahmeerklärung. Bei Erzeugungsanlagen: Übergabe des ausgefüllten Vordruckes E.8 (nun aktualisiert zu $t_1 = 0$) an den Netzbetreiber zur Erstellung von E.9	Kunde an	E.8	ANH
4	$t_2 + 3$ Wochen	Bei Erzeugungsanlagen: Übergabe des ausgefüllten Vordruckes E.9 an den Antragsteller	AllgäuNetz		ANH
5	$t_{BB} - 8$ Wochen	bei EZA: Erstellung Anlagenzertifikat und Abgabe bei AllgäuNetz	Kunde an	E.15	ANH
6	$t_{BB} - 2$ Wochen	bei EZA: Prüfung des Anlagenzertifikats und endgültige Bestätigung des Netzanschlusspunktes Übergabe Vertragsentwürfe; NA-V/NN-V/AN-V bzw. netzbetriebsrelevanter Unterlagen und der Netzführungsvereinbarung	AllgäuNetz		ANH
7	$t_{BB} - 10$ Wochen	Vorlage der Unterlagen zur Errichtungsplanung beim Netzbetreiber	Kunde	E.4	ANH
8	$t_{BB} - 6$ Wochen	Rückgabe der durch den Netzbetreiber gesichteten Unterlagen zur Errichtungsplanung	AllgäuNetz		ANH
9	$t_{BB} = 0$	Bestellung von Stationskomponenten; Baubeginn/Beginn der Werksfertigung der Übergabestation	Kunde		
10	$t_{BB} + 2$ Wochen	Bereitstellung der Wandler für die Abrechnungszählung	MSB		EL oder Meßstelle Netzbetreiber

**Anschlussanmeldung
und Grobplanung**

Reservierung / Feinplanung

Bauvorbereitung und Bau

Quelle: VDE-AR-N 4110

Anschlussprozess, Zeitplan

11	$t_{IBN} - 4$ Wochen	Abstimmung des Termins zur technischen Abnahme der Übergabestation	Kunde		ANH
12	$t_{IBN} - 2$ Wochen	Übergabe aktualisierte Unterlagen der Errichtungsplanung (mit Nachweis der Erfüllung eventueller Auflagen seitens der AllgäuNetz) Übergabe Bauartzulassung/Konformitätserklärung für Strom- und Spannungswandler Technische Abnahme der Übergabestation Übergabe der Schutzprüfprotokolle, Erdungsprotokolle, Bestätigung DGUV, Vorschrift 3 Abstimmung des verbindlichen Inbetriebsetzungstermins der Übergabestation so, dass der Netzanschluss rechtzeitig in Betrieb genommen werden kann Erstellung des Inbetriebnahmeprogramms Netzanschluss Übergabe des Inbetriebsetzungsauftrags Information des Messstellenbetreibers über den Inbetriebsetzungstermin Übergabe unterzeichneter NA-V/NN-V/AN-V bzw. netzbetriebsrelevanter Unterlagen und der Netzführungsvereinbarung, Anmeldung des Stromlieferanten und - bei Erzeugungsanlagen - Angabe der Form der Direktvermarktung und des gewünschten Bilanzkreises	Kunde MSB Kunde Kunde AllgäuNetz AllgäuNetz Kunde Kunde Kunde	E.7 E.6 E.5	ANH -> TNA ANH --> TNA ANH -> TNA ANH
13	$t_{IBN} - 5$ Werktage	Vor Inbetriebnahme Abrechnungsmessung	MSB		
14	$t_{IBN} - 2$ Werktage	Bei Fernwirktechnik: Abschluss Bittest (Signalübertragung)	Kunde / AllgäuNetz		AFI

Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation

Quelle: VDE-AR-N 4110

Anschlussprozess, Zeitplan

15	$t_{IBN} = 0$	Inbetriebnahme Netzanschluss Inbetriebnahme Übergabestation Inbetriebnahme Abrechnungsmessung Bei Erzeugung: Erteilung der Erlaubnis zur Zuschaltung und Erteilung der vorübergehenden Betriebserlaubnis	AllgäuNetz Kunde MSB AllgäuNetz	- E.7 - E.7	AFN; TNN; TSA EL / ??? ANH
16	t_{IBN} EZE	Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungseinheit(en) und Abgabe des (der) Inbetriebsetzungsprotokoll(e) beim Netzbetreiber	Kunde	E.10	ANH
17	t_{IBN} EZA (ca. 2 Wochen nach t_{IBN} der letzten EZE)	Erzeugungsanlagen: Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage und Abgabe der Inbetriebsetzung beim Netzbetreiber In speziellen Fällen nach 11.5 ist die Abgabe bis zu 5-6 Wochen nach t_{IBN} der letzten EZE möglich	Kunde	E.11	ANH
18	t_{IBN} EZA + 6 Monate (aber max. 12 Monate nach t_{IBN} EZE der ersten EZE)	Erzeugungsanlagen: Erstellung der Konformitätserklärung und Abgabe beim Netzbetreiber (siehe 11.5.4) Erteilung der endgültigen Betriebserlaubnis	Kunde AllgäuNetz	E.12	ANH

**Inbetriebnahme Netzanschluss
Inbetriebsetzung Übergabestation**

**Inbetriebsetzung der
Erzeugungsanlage**

Quelle: VDE-AR-N 4110

Anschlussprozess nach VDE-AR-N 4110

Abkürzungen bei der Prozessdarstellung:

V	Verantwortlicher
AN	Anschlussnehmer
NB	Netzbetreiber
MSB	Messstellenbetreiber
NA-V	Netzanschlussvertrag
AN-V	Anschlussnutzungsvertrag
NN-V	Netznutzungsvertrag
t_{BB}	Zeitpunkt zu dem mit dem Bau bzw. der Werksfertigung der Übergabestation begonnen wird
t_{IBN}	Termin der Inbetriebnahme des Netzanschlusses der Inbetriebnahme der Übergabestation

Alle für eine Erzeugungsanlage in der Tabelle 1 beschriebenen Anforderungen gelten in gleicher Weise auch für eine Erzeugungsanlage innerhalb einer Mischanlage, für Notstromaggregate mit einem Netzparallelbetrieb von > 100 ms nach 8.9 und Speicher nach 8.10 der VDE-AR-N 4110

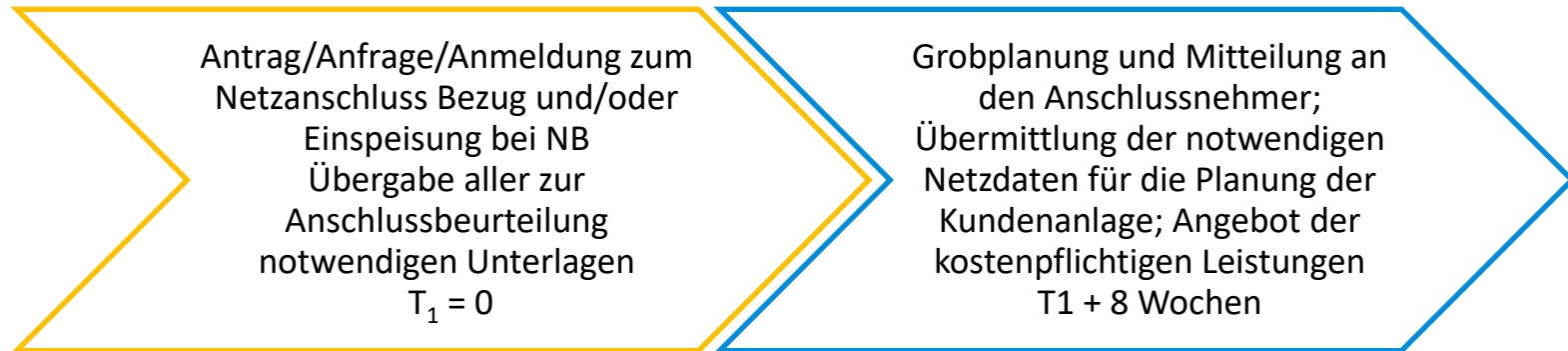
Anschlussprozess nach VDE-AR-N 4110

Die VDE-AR-N 4110 hat eine Vielzahl an Formularen.
Der FNN hat diese elektronisch ausfüllbar zur Verfügung gestellt:

- E.1 Antragstellung
- E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen
- E.3 Netzanschlussplanung
- E.4 Errichtungsplanung
- E.5 Inbetriebsetzungsauftrag
- E.6 Erdungsprotokoll
- E.7 Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestation
- E.7 a Inbetriebsetzungsprotokoll für Übergabestation (AllgäuNetz)
- E.8 Datenblatt einer Erzeugungsanlage/eines Speichers - Mittelspannung
- E.9 Netzbetreiber-Abfragebogen (TR8)
- E.10 Inbetriebsetzungsprotokoll für Erzeugungseinheiten und Speicher
- E.11 Inbetriebsetzungserklärung Erzeugungsanlagen/Speicher MS
- E.12 Konformitätserklärung für Erzeugungsanlagen/Speicher MS
- E.13 Einheitenzertifikat
- E.14 Komponentenzertifikat
- E.15 Anlagenzertifikat
- E.16 Betriebserlaubnisverfahren
- E.17 Beschränktes Betriebserlaubnisverfahren

Anschlussprozess; VDE AR-N 4110

Anschlussanmeldung und Grobplanung

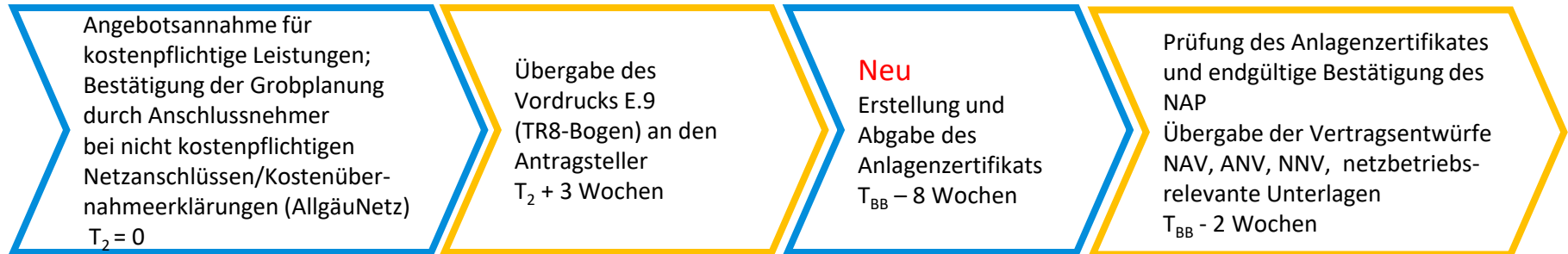


- Anmeldung rechtzeitig mit dem beim Netzbetreiber üblichen Verfahren
- Formular der AllgäuNetz, E.1 Antragstellung
 - Bezugsanlagen: E.2 Datenblatt zur Beurteilung von Netzurückwirkungen
 - Erzeugungsanlagen:
 - Lageplan, technische Daten der Erzeugungsanlage E.8 Datenblatt Seiten 1-3
 - Bei Speichern zusätzlich Seite 4
 - Deckblätter der Einheitenzertifikate
 - Prototypenbestätigung (falls notwendig)

Achtung: Regelungen des EEG müssen eingehalten werden

Anschlussprozess; VDE AR-N 4110

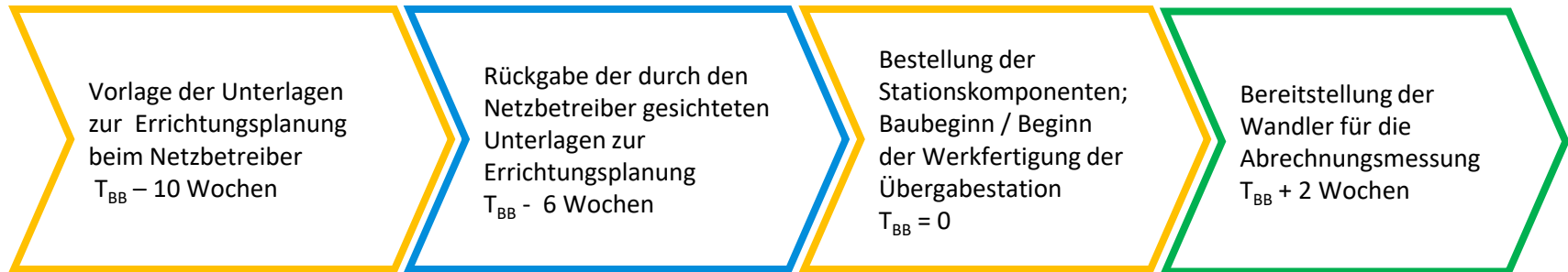
Reservierung/Feinplanung



- Reservierung in der Regel nach Annahme des Angebots
- Reservierungsverfahren des NB kann beibehalten werden
- Nach Annahme wird der NB unverzüglich mit der Vorbereitung des Netzanschlusses beginnen
- Vervollständigung des Formulars E.8 (Datenblatt)
- Bereitstellung des Formulars E.9 (TR-8 Bogen) (nur bei Anlagen > 135 kW)
- Erstellung des Anlagenzertifikats E.15 bis 8 Wochen vor Baubeginn (Wichtig: spätestens vor IBN des Anschlusses bzw. der neuen EZE bei Erweiterungen)
- Prüfung durch den NB innerhalb von 6 Wochen

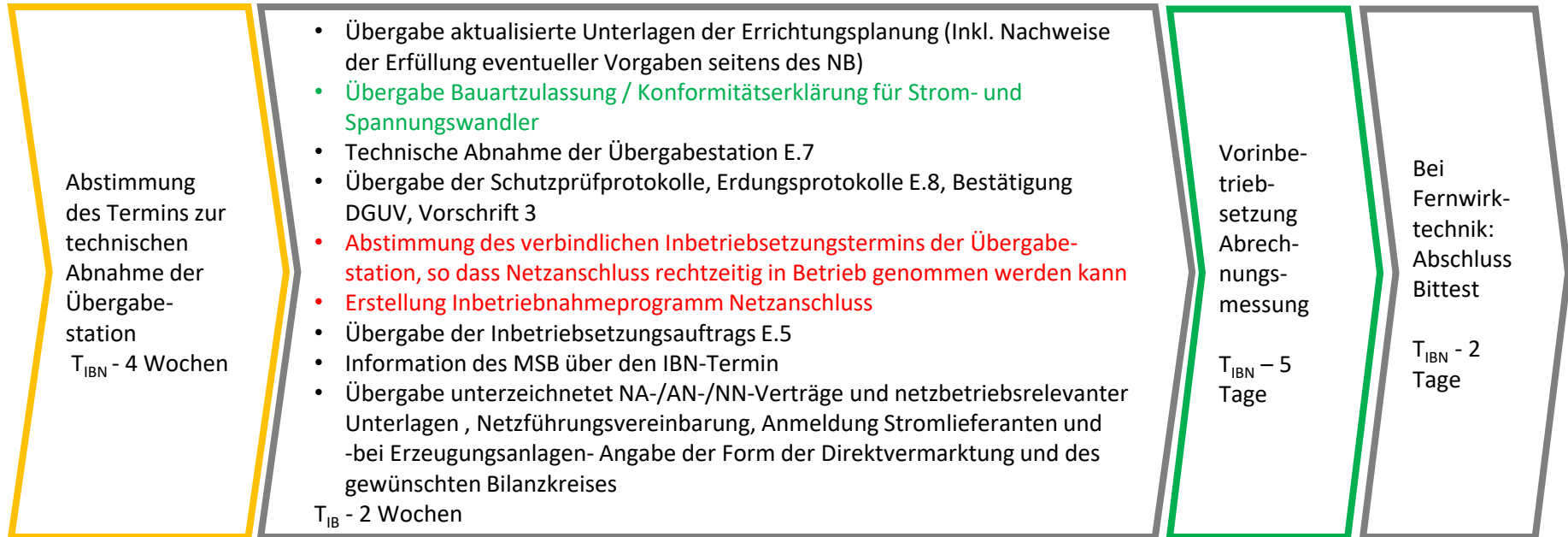
Anschlussprozess; VDE AR-N 4110

Bauvorbereitung und Bau



- Vor Bestellung der Stationskomponenten / Baubeginn Übergabe des Formulars E.4 Errichtungsplanung
- Lageplan
- Einphasiger Übersichtsschaltplan
- Messkonzept inkl. Daten zur Kommunikation
- NB prüft innerhalb von 4 Wochen die Unterlagen und gibt Dokument mit Sichtvermerk zurück (Gültigkeitsdauer: 6 Wochen)
- Spätestens zwei Wochen nach Baubeginn stellt der MSB die Wandler zur Verfügung

Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation

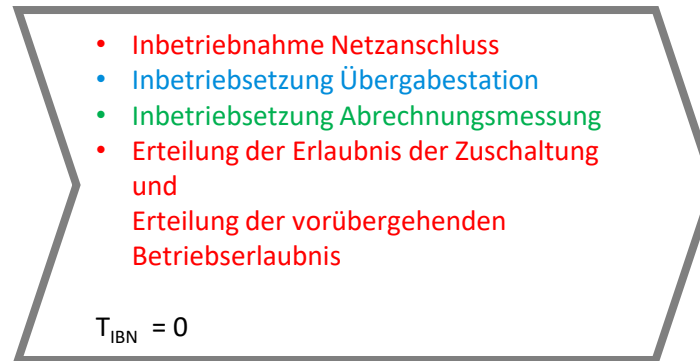


- Vier Wochen vor dem geplanten Inbetriebsetzungstermin der Übergabestation erfolgt die Abstimmung des Termins zur technischen Abnahme
- Zwei Wochen vor dem geplanten Inbetriebsetzungstermin übergibt der Anschlussnehmer aktualisierte Projektunterlagen (Anforderungen des NB aus dem vorherigen Schritt sind eingearbeitet)

Vorbereitung der Inbetriebsetzung der Übergabestation

- Zwei Wochen vor dem geplanten Inbetriebsetzungstermin übergibt der MSB die Konformitätsbescheinigung der Wandler an den NB
- Zwei Wochen vor dem geplanten IBS-Termin erfolgt die technische Abnahme der Übergabestation;
 - der NB kann daran teilnehmen
 - Erstellung der ersten Teils des IBS-Protokolls E.7
- Übergabe der Wandler Prüfnachweise, der Schutzprüfprotokolle, des Erdungsprotokoll E.6, Kabelprüfprotokolle, Bestätigung nach DGUV Vorschrift 3
- Nach erfolgreicher Abnahme: Abstimmung des verbindlichen IBS-Termin
- Übergabe des IBS-Auftrags E.5
- Zwei Wochen vor der geplanten IBS werden unterschriebene Verträge (Netzanschluss-, Anschlussnutzungs-, Netznutzungs-Vertrag) übergeben
- Fünf Werkstage vor IBS erfolgt die Vorinbetriebsetzung der Abrechnungsmessung. Der MSB bestätigt dem NB Funktionsbereitschaft der Messung
- Zwei Wochen vor IBS ist die fernwirktechnische Anbindung der Übergabestation zu prüfen (Bittest)

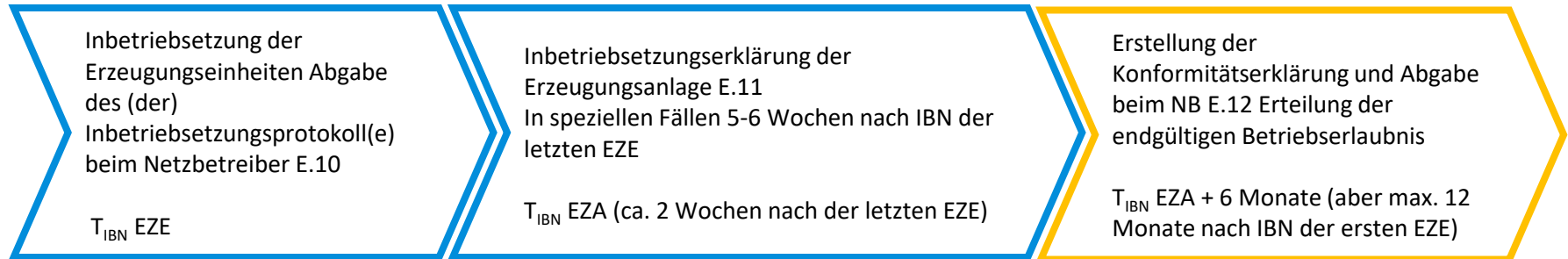
Inbetriebnahme des Netzanschlusses / IBN der Übergabestation



- Übergabe des vollständig ausgefüllten und unterschriebenen Inbetriebsetzungsprotokolls E.7
- NB ist bei IBN anwesend und erteilt mit dem Formular E.7 die vorübergehende Betriebserlaubnis
- Werden Mängel festgestellt die den Netzbetrieb gefährden, dann kann der NB die IBS der Übergabestation untersagen!

Anschlussprozess; VDE AR-N 4110

Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

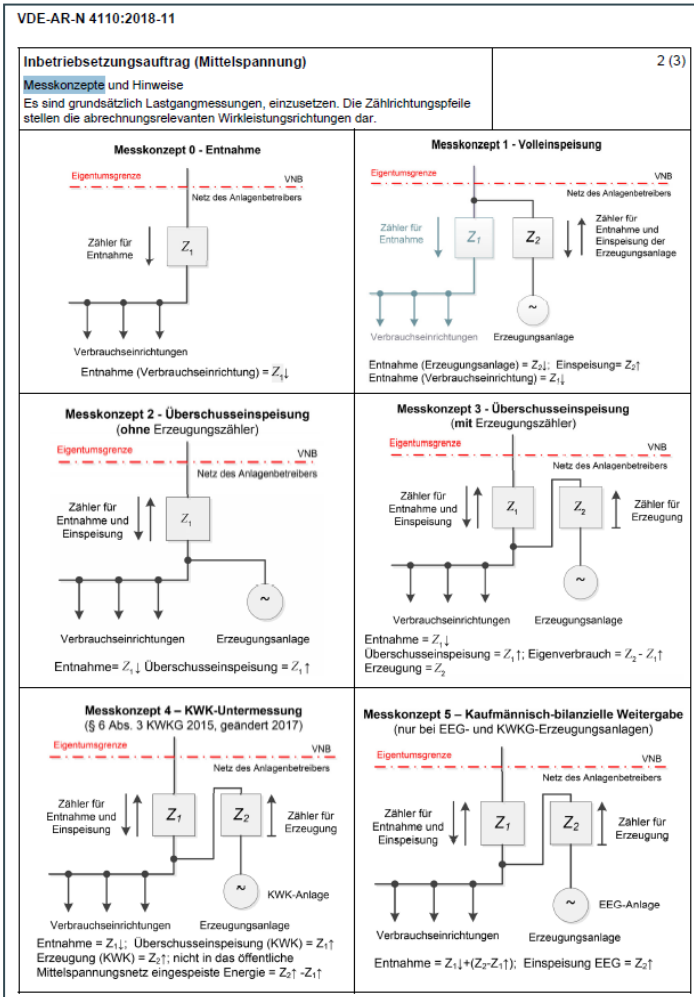


- Die Inbetriebsetzung erfolgt je nach Anlagenart (Klasse bzw. Nachweisverfahren)
- Erstellung des IBS-Protokoll E.10 je Erzeugungsanlage (Sammelprotokolle sind zulässig)
- Prüfung des zwischengelagerten Schutz
- Bestätigung der Umsetzung der Vorgaben aus dem Anlagenzertifikat und Übereinstimmung mit dem Vorgaben des NB
- Nach IBS aller EZE werden folgende Funktionen geprüft
 - Wirkleistungsregelung
 - Blindleistungsregelung
 - Falls nötig Nachweis der Insel- und Schwarzstart-Fähigkeit

Inbetriebsetzung der Erzeugungsanlage

- Erstellung der IBS-Erklärung E.11 auf Basis der IBS-Protokolle, Mess- und Funktionsprotokolle durch Anlagenbetreiber bzw. qualifizierte Stelle
- Umfang der IBS-Erklärung entspricht im wesentlichen der Konformitätsbewertung nach BDEW-Richtlinie
- Auf Basis der IBS-Erklärung und dem Anlagenzertifikat erstellt eine Zertifizierungsstelle die Konformitätserklärung E.12

Messkonzepte in der VDE-AR-N 4110







VBEW-Messkonzepte

Handout zur Auswahl der Messkonzepte

Ausgabe: 08.2018

Herausgegeben vom Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW Arbeitsgruppe „Messkonzepte“

Bestandteil des Formular E.5 Inbetriebsetzungsauftrag

Quelle und Infos:
VDE AR-N 4110

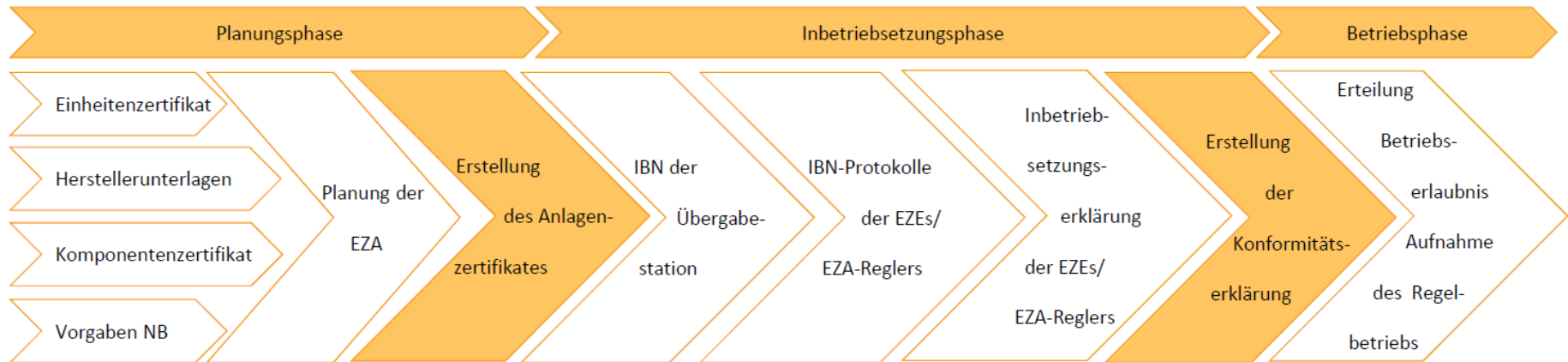
Was ist ein Anlagenzertifikat?

- Nachweis der elektrischen Eigenschaften einer Erzeugungsanlage
 - beschreibt die Eigenschaften des Netzanschlusspunktes
 - betrachtet ob die Anlage zum Anschlusspunkt passt
 - betrachtet ob die Betriebsmittel der Leistung gewachsen sind

Wann muss ein Anlagenzertifikat erstellt werden?

- das Planungszertifikat (muss im Rahmen der Planung vor der Inbetriebnahme des Anschlusses erstellt werden)
- zweistufig: Nach der Inbetriebnahme muss eine Konformitätserklärung erstellt werden
- Anlagenzertifizierung nur in der Mittelspannung und höher
- vereinfachtes Anlagenzertifikat für Erzeugungsanlagen bei einer Anlagenleistung von $135 \text{ kW} \leq \text{Erzeugungsanlagen} \leq 950 \text{ kW}$ am Anschluss (Es ist unerheblich ob eine Rückspeisung ins Netz stattfindet!)

Ablauf der Zertifizierung



Wichtige Zeitpunkte:

Beschreibt die Eigenschaften des Netzanschlusspunktes

- Vorlage Einheiten- und Komponentenzertifikate bei Anmeldung
- Vorlage Anlagenzertifikat zur Inbetriebnahme (Planungszertifikat)
- Vorlage Konformitätsbewertung spätestens 12 Monate nach IBN der ersten bzw. 6 Monate nach IBN der letzten Erzeugungseinheit in der Erzeugungsanlagen

Unterlagen zum Anlagenzertifikat

- Nachweis der technischen Eigenschaften erfolgt nach FGW TR3 und TR4 mit dem Einheitenzertifikat
- Komponentenzertifikate weisen die Eignung von weiteren Komponenten mit wesentlicher Beeinflussung der elektrotechnischen Eigenschaften (Schutzgeräte, Steuerung, Kompensationsanlagen...) nach
- Einpolige Darstellung mit Schutz- und Regelungskonzept
- Herstellerunterlagen
- Formular E.9 (TR8-Bogen)

Gültigkeitsdauer: Bis 12 Monate nach IBN der ersten bzw. 6 Monate nach IBN der letzten EZE in der EZA

Arten der Zertifizierung

Standardverfahren:

Einheitenzertifikat, ggf. Komponentenzertifikat, Prüfbericht elektr. Eigenschaften →
Ermittlung NAP durch NB →

- **Anlagenzertifikat A** ($EZA P_{Amax} > 950 \text{ kW}$)
- **Anlagenzertifikat B** ($135 \text{ kW} \leq EZA P_{Amax} \leq 950 \text{ kW}$)

Inbetriebsetzung der Übergabestation, Erlaubnis der Zuschaltung, vorübergehende
Betriebserlaubnis →

IBN EZE, EZA-Regler und ggf. weitere Komponenten

IBN EZA

Konformitätserklärung

Endgültige Betriebserlaubnis der EZA

Prototypen

Einzelnachweisverfahren

$EZA P_{Amax} < 135 \text{ kW}$ (Einheitenzertifikat nach VDE-AR-N 4105, ggf.

Komponentenzertifikat nach VDE-AR-N 4105; Prüfbericht elektrische Eigenschaften

Quelle: VDE-AR-N 4110, S. 42

Wann ist ein Anlagenzertifikat anzupassen – wann ist es eine Änderung?

Änderungen an bestehenden Erzeugungsanlage die das elektrische Verhalten am Netzanschlusspunkt beeinflussen:

- Erhöhung der installierten Leistung (bei bestehenden Anlagenzertifikat $> 5 \% P_{AV,E}$) bzw. Veränderung des Stellbereichs für die Blindleistungsbereitstellung
- Umbau oder Modernisierung $\geq 50 \% P_{AV,E}$
- Änderung oder Austausch wesentlicher Komponenten wie EZA-Regler, Kompensationseinrichtungen, wie EZA-Regler, Kompensationseinrichtungen, Spannungsregler, Hilfsaggregate, Schutzeinrichtungen, ... solange nicht typgleich
- Änderungen der elektrischen Infrastruktur
- Änderung des Schutzkonzeptes

Was ist eine wesentliche Änderung?

- Windpark: 3 von 6 Anlagen werden getauscht bzw. modernisiert
→ *wahrscheinlich ja*
- Biogasanlage: 2 Aggregate vorhanden, 1 kommt dazu für Flexibilität
→ *JA*
- Biogasanlage: 2 Aggregate vorhanden, 1 kommt mit Baujahr/Inbetriebnahme von 2006 hinzu (Gebrauchtmarkt)
→ *Ja*
- BHKW: Wicklungsschluss, Synchrongenerator wird 1 : 1 getauscht
→ *Nein*
- BHKW: Aggregat wird generalüberholt und hat nun x-% mehr Leistung
→ *kommt darauf an*
- PV-Park von 2005: 1,5 MW,; aktueller 30 kW String, Wechselrichter mit Zertifikat am Lebensdauerende; 1 : 1-Tausch nicht möglich (Hersteller existiert nicht mehr)
→ *eher nicht*

Forderungen an den Anlagenbetreiber

- Rechtzeitiges Kümmern um das Anlagenzertifikat
- Kein Anlagenbetrieb ohne Zertifikat
- Keine Inbetriebnahme der Kabeleinschleifung ohne Abnahme und Freigabe der Station durch den Anlagenbetreiber
(Steuerkabel, LWL, Brandmeldeanlage etc. muss installiert sein)
- Keine endgültige Betriebserlaubnis ohne Konformitätserklärung
- Anzuwenden ab 27.04.2019 mit einer Übergangsfrist bis zum 30.06.2020
- Auf der Erfahrung: Rechtzeitiges Abklären wer sich beim Bau des Anschlusses um die Fragen zur Regelung der Anlage kümmert
- Ein Voranfrage ist nicht ausreichend um in die Übergangsregelung zu kommen



Konformitätserklärung

Grundlagen der Konformitätserklärung:

Gültiges Anlagenzertifikat
Inbetriebsetzungserklärung
Schutzprüfprotokolle

Falls gefordert wird dem NB das EZA-Modell übergeben

Neu:

Konformitätserklärungen dürfen nur durch akkreditierte Stellen (Zert.Stellen) ausgestellt werden.

Achtung!

Ohne Konformitätserklärung erlischt die vorrübergehende Betriebserlaubnis

Nach der Konformitätserklärung- der normale Betrieb? Erfüllung Art. 41 RfG

- Änderungen müssen dem NB mitgeteilt werden
- Änderungen durch den Hersteller müssen durch diesen der EZE Zert. Stelle mitgeteilt werden
- Beim Zurückziehen eines Einheitszertifikates informiert der Hersteller den AB
- Der AB nennt dem NB die Gründe hierfür
- Alle 4 Jahre erstellt der AB folgende Unterlagen und legt diese auf Verlangen dem NB vor:
 - Der letzte Netzbetreiber-Abfragebogen
 - Schutzprüfungsprotokolle
 - Funktionsprüfungen der USVs
 - Funktionsweise der Wirk- und Blindleistungsregelung und Regelfunktion (Netzsicherheitsmanagement) falls nicht in diesem Zeitraum durch NB genutzt
 - Einstellprotokolle der Erzeugungseinheiten und Komponenten

Umzug Bestandsanlagen ohne Einheitenzertifikat

- Umgezogene Erzeugungseinheiten sind keine Bestandsanlagen
- Neu: Anlagenzertifikat Typ C (Einzelnachweisverfahren)
- Anwendbar für Einzelstücke, umgezogene BHKs, große Anlagen und Notstromanlagen
- Simulation durch eine Zertifizierungsstelle
- Messung nach der Inbetriebnahme durch Zertifizierungsstelle
- Erweiterte Konformitätserklärung
- Installation eines Störschreibers mit halbjährlicher Übersendung der Daten an die Zertifizierungsstelle

=> Verfahren ist aufwändig; bestehende Einheiten können die Anforderungen in der Regel nicht erfüllen

Lösungsmöglichkeiten für den Umzug von Bestandsanlagen ohne Einheitenzertifikat

- Neue Steuerung für die Einheit (möglichst mit Komponentenzertifikat)
- Neue Regelung für den Generator (möglichst mit Komponentenzertifikat)
- Evtl. Wirkleistungsreduktion um Blindleistungsanforderungen zu erfüllen
- => Erstellung Anlagenzertifikat Typ C
- Alternative: Einheit wird vom Inhaber eines Einheitenzertifikates so umgebaut, dass sie diesem entspricht (bei BHKW's durchaus üblich)

- EZE mit wesentlicher technischer Weiterentwicklung oder Neuerung
- Anwendbarkeit der Prototypenregelung max. 2 Jahre nach IBN der ersten EZE
- Anforderungen der VDE-AR-N 4110 gelten auch hier
- Einheitszertifikat wird durch Prototypenerklärung ersetzt (Basis hierfür Herstellererklärung)
- Bestätigung der Zert. Stelle, dass Einheit grundsätzlich in der Lage ist die Anforderungen zu erfüllen
- Neubeginn der Frist am 27.01.2019
- Nach Vorliegen des Einheitszertifikates beginnt die Frist von einem Jahr für die Erstellung des Anlagenzertifikates

Regelungen für Notstromaggregate

- NEAs benötigen eine automatische allpolig Umschalteneinrichtung
- > 1 MVA ist ein Leistungsschalter zu installieren
- Bei Spannungswiederkehr darf frühestens nach 5 min. zurücksynchronisiert werden, nachdem die Spannung und die Frequenz mindestens 95 % U_c und 49,9 Hz beträgt
- Maximal 100 ms Netzparallelbetrieb
- Synchronisierung und Umschaltung müssen automatisiert erfolgen
- **Längerer netzparalleler Betrieb führt dazu, dass die NEA als eine netzparallele Erzeugungseinheit gilt und alle Anforderungen aus dieser Richtlinie erfüllen muss**
- Ausnahme: Gesetzlich vorgeschriebener Probetrieb mit max. 1h/Monat mit mindestens 50 % der Nennlast
- Bei Probetrieben ist ein Entkupplungsschutz gefordert
- NB kann vorgeben wann der Probetrieb zu erfolgen hat; Grenzen für Netzurückwirkungen müssen eingehalten werden
- Wichtig: Regelungen des EEGs gelten teilweise auch für NEA (Abrechnungskonzepte, EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch, Meldepflichten...)

Notstromaggregate des Verteilnetzes heißen Netzersatzanlagen, diese sind hiervon nicht betroffen (vgl. 3.1.41)

Netzsicherheitsmanagement (NSM), (Einspeisemanagement)

EEG-Fernsteuerungen MÜSSEN mindestens die Wirkleistung regeln und einen Rückkanal für die Messung haben.

- Mindestanforderung: 4 potentialfreie Kontakte
- Stufen 100/60/30/0
- Besser Vorgabe in feineren Stufen (4-20 mA); offset-zero-Signal bzw. life-zero-Signal zur Drahtbruchüberwachung
- Zusatzfunktionen sinnvoll (U, I, P, Q, Q_{soll} , Erdschluss, Kurzschluss, Hand/Ort,...)
- Große Anlagen sollte mit Digitalschnittstelle ausgestattet werden
 - Realisierung z.B. über IEC60870-101/104 Protokollwandler
 - ISMS/Kritis-Grenzen sind zu beachten

Probleme:

Was kann/soll die Anlage liefern?

Woher kommen die Daten?

Was wird wie übertragen?

Wer ist schuld wenn etwas nicht klappt? (trägt die Verantwortung)

Besonderheiten bei Mischanlagen

10.2.2.6 Blindleistung

Ist (wie bei reinen EZA) am NAP bereitzustellen, die Lasten bleiben dabei unberücksichtigt bis $P_{\text{inst}} \text{ EZA} \leq 50\% P_{\text{AV,B}}$ vereinfachte Lösung möglich: dez. Messung des Parkreglers und rechnerische Korrektur auf den NAP

10.2.4.2 Netzsicherheitsmanagement

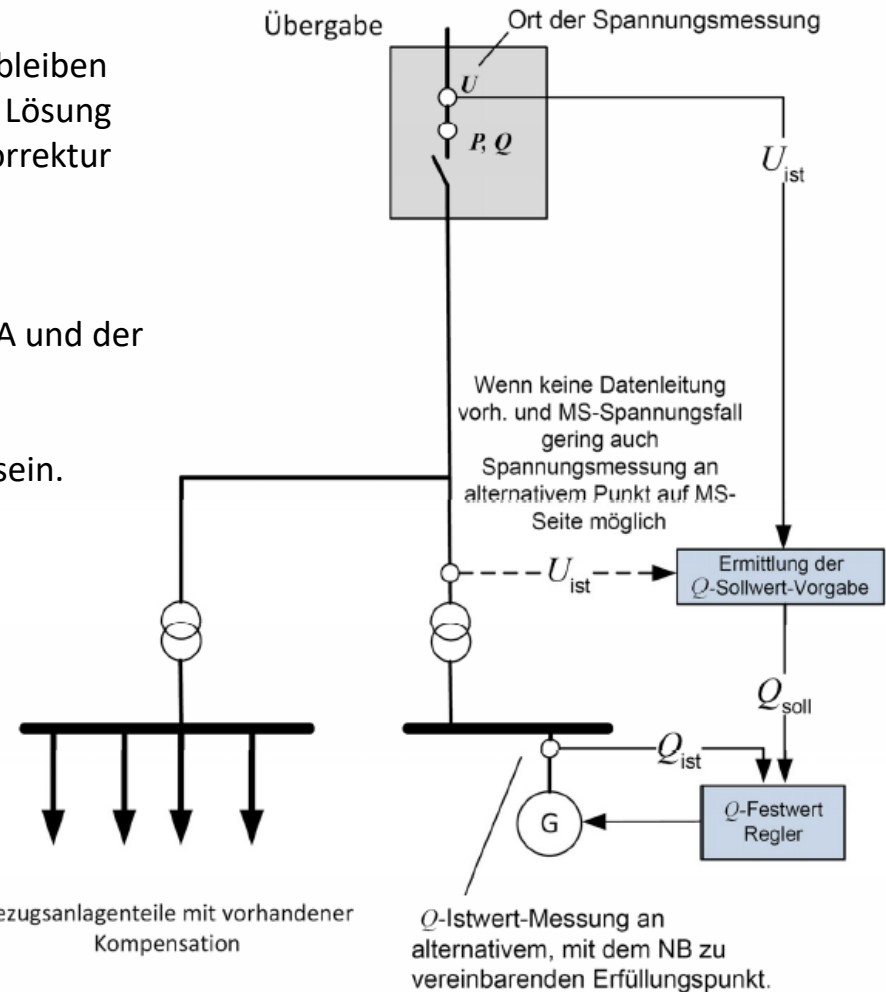
Gesamtwirkung am NAP ergibt sich aus der Leistung der EZA und der Leistung der Bezugsanlage; Die Umsetzung der Reduktionsanforderung der NB muss über Messkonzept oder über fernwirktechnische Anbindung für den NB nachvollziehbar sein.

10.3.6 Schutzkonzept

$U >>$, $U >$ und $U <$ am NAP mit Wirkung auf EZA
(Signalweg gegen Drahtbruch sichern!)

Unter best. Bedingungen (Bestandsanlage, kleine Spannungsdifferenz bis zum NAP...) kann $U >>$, $U >$ und $U <$ an der EZA aufgebaut werden

Q-U-Schutz direkt an der EZA



**Eigenverbrauch einer Biogasanlage
ist keine Mischanlage**

Quelle: VDE-AR-N 4110

Inzwischen existieren in Deutschland Netzstrukturen mit höherer installierter Erzeugungskapazität als die Verbraucherlast.

Die Anlagen sind „vollwertige Kraftwerke“ und unterstützen durch viele nützliche Verhaltensweisen die Wahrung der Systemstabilität

- Sie bleiben bei Fehlern am Netz
- Sie regeln frequenzabhängig die Wirkleistung
- Sie regeln spannungsabhängig die Blindleistung

Diese stabilisierenden Maßnahmen wirken nicht nur im Großen, sondern auch im Kleinen

→ die Gefahr von ungewollten und unerkannten Netzinseln wächst, speziell auf Mittelspannungsebene

Gefahr für Leib und Leben entsteht primär durch die Annahme, dass Inselnetze nicht existieren

-> Einhaltung der 5-Sicherheitsregeln

Detektion von ungewollten MS-Inselnetzen:

Dezentral kaum möglich

Durch die Verwendung der häufig vorhandenen Spannungsabgriffe MS
Inselnetze ohne große Mehrkosten erkennbar

Hat man eins gefunden:

-> **keine Panik**, abwarten, abregeln, abschalten, erden

Erzeugungsanlagen dürfen und müssen weiterhin netzstützende
Systemdienstleistungen liefern!

Kundenwunsch:

„Meine Einspeiseanlage mit Notstromfähigkeiten soll die sichere Schiene bei Störungen unterbrechungsfrei halten“

Problem:

- Anforderungen zur Netzstützung bleiben
- Frequenzgrenzen etc. dürfen nicht angepasst werden
- Abrechnungstechnisch auch schwierig (wo sitzt der Zähler, und zählt dieser auch Notstrom?)
- Das ganze ist technisch nur sehr schwer und in genau definierten Einzelfällen umsetzbar
- Ein „normales“ Ingenieurbüro kann die dynamischen Effekt auf dies es ankommt nicht rechnen und/oder die Anlage sicher auslegen

Empfehlung an die Kunden: Bleiben lassen!

USV für Computer kaufen (nie verkehrt) und danach manuell Notstrom fahren

Danke für die Aufmerksamkeit



Zeit für Ihre Fragen

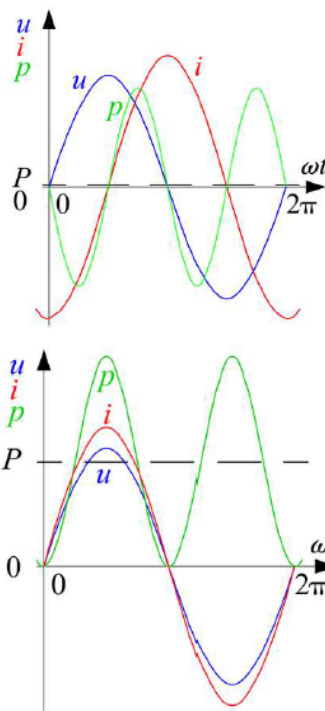


BACKUP



Definition Blindleistung

Erklärung für Nicht-Elektrotechniker

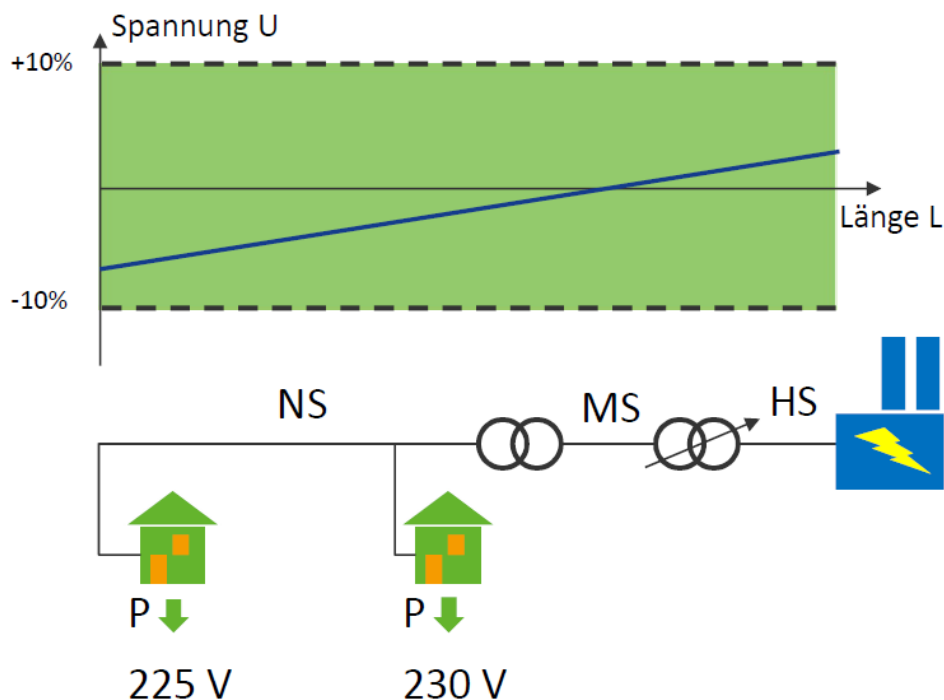


Zeitlicher Verlauf von Spannung u ,
Stromstärke i und Leistung p bei
rein **induktivem Verbraucher**
(nur **Blindleistung**)

Zeitlicher Verlauf von Spannung u ,
Stromstärke i und Leistung p bei
rein **ohmschem Verbraucher**
(nur **Wirkleistung**)

Blindleistung und Bezug

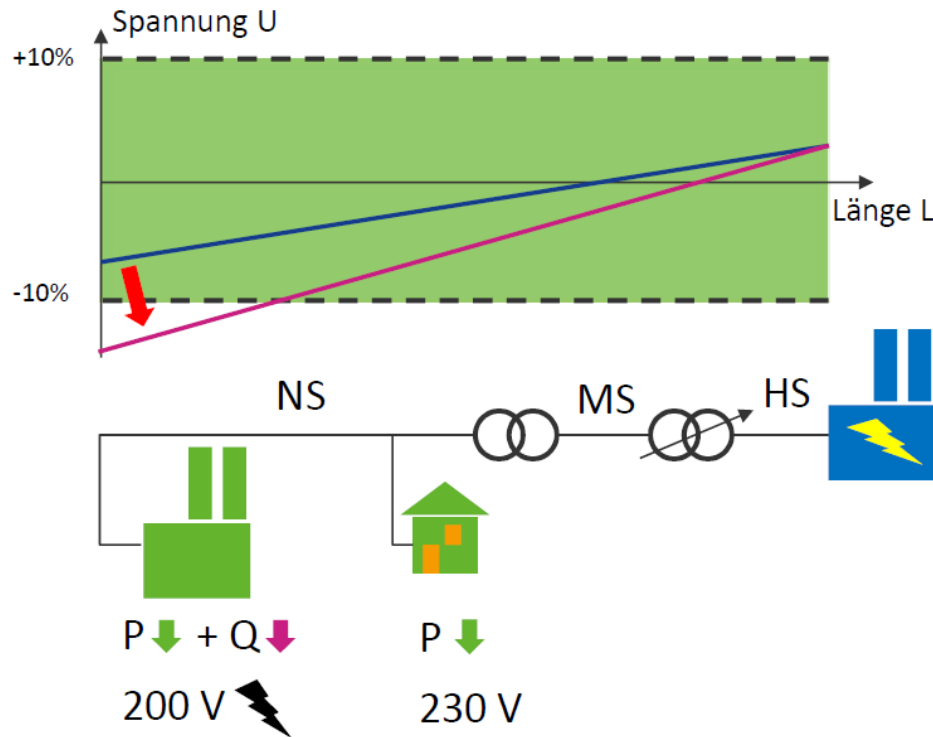
Spannungsfall im Netz



- Spannungstoleranzband über alle Spannungsebenen $\pm 10\%$
- Der letzte Haushalt muss noch mit ausreichender Qualität versorgt werden

Blindleistung und Bezug

Spannungsfall im Netz mit Verbrauchsblindleistung

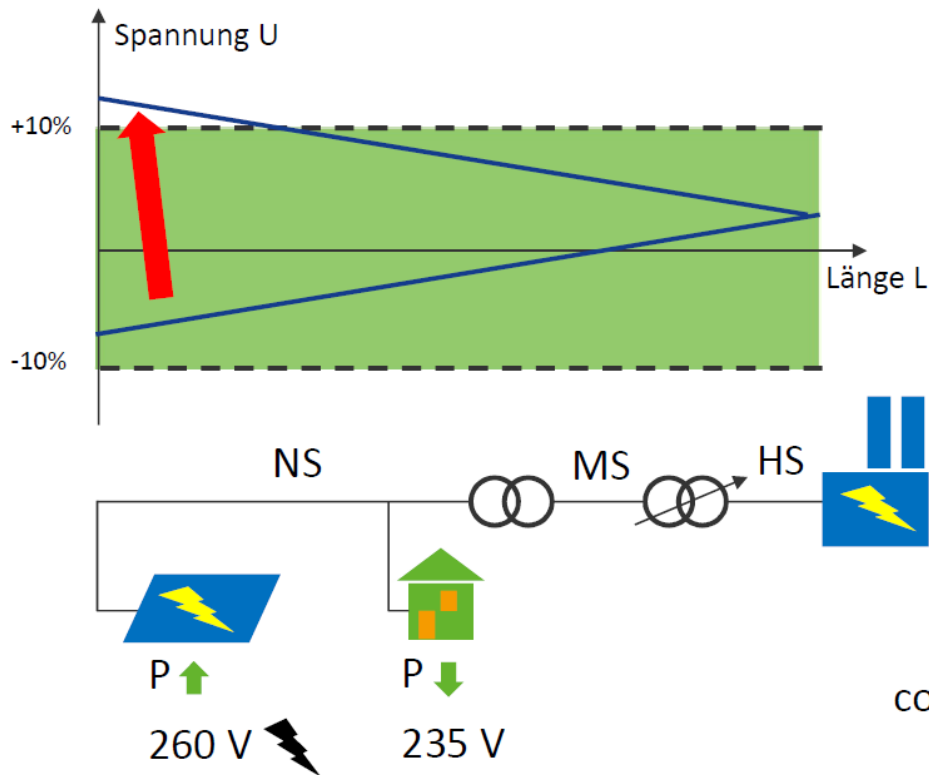


- **Problem:** Durch induktive Verbraucher (Motoren) tritt eine hohe Blindleistung auf
- **Folge:** Es wird mehr Strom zur Versorgung benötigt. Die Strombelastung der Leitung steigt und die Spannung fällt
- **Lösung:** Blindleistungskompensation

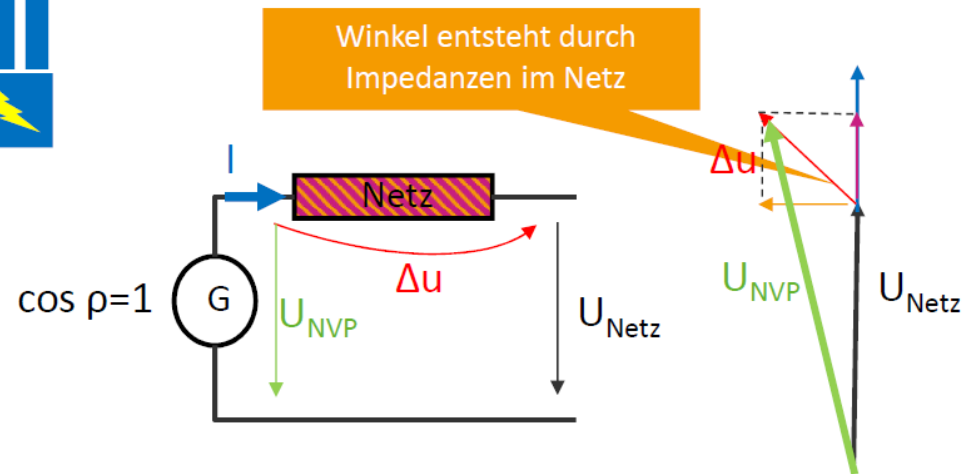


Blindleistung und Einspeisung

Spannungshub im Netz bei Einspeisung

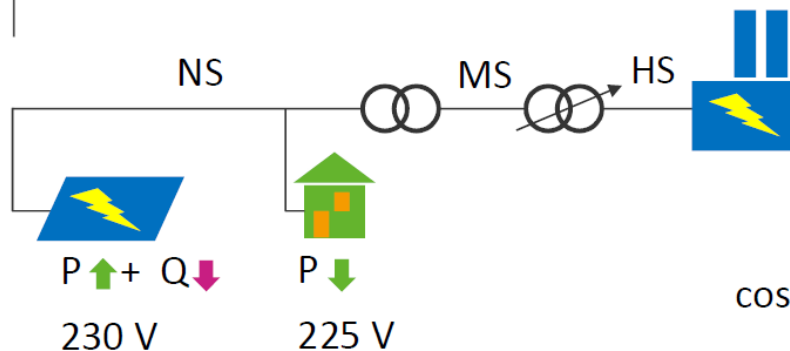
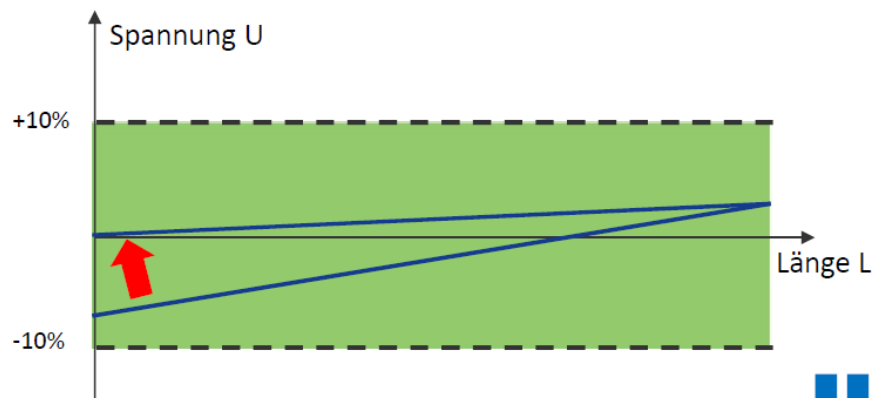


- **Problem:** Durch die Einspeisung kommt es zu einem Spannungshub
- **Folge:** Die Spannung steigt, Verbraucher trennen sich oder werden übermäßig beansprucht



Blindleistung und Einspeisung

Spannungshub im Netz bei Einspeisung

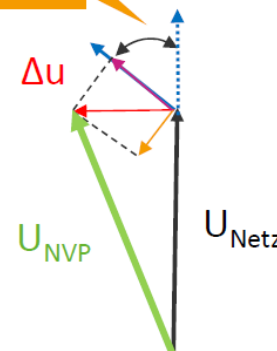
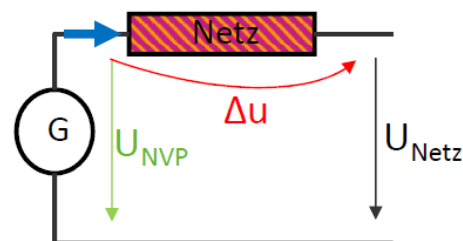


- **Lösung:**

- Absenkung des Spannungshubs
- Einspeisung mit zusätzlicher Blindleistung

Winkel entsteht durch $\cos \rho$

$\cos \rho \neq 1$



Blindleistung und Einspeisung

