



Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungs- anlagen an das Niederspannungsnetz

Auftraggeber: VBEW Verband der Bayerischen
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Akademiestraße 7
D-80799 München

Ersteller: Dipl.-Ing. Georg Kerber
Tel.: +49-89-289-25090
georg.kerber@tum.de

Umfang: 56 Seiten
8 Seiten Anhang

1. Einleitung

1	EINLEITUNG.....	3
2	RAHMENBEDINGUNGEN VON NETZ UND EINSPEISEANLAGEN.....	4
2.1	Allgemeine Definitionen und Anforderungen	4
2.2	Netzbelastbarkeit	5
2.2.1	Betriebsmittelbelastbarkeit	5
2.2.2	Spannungsgrenzwerte	6
2.3	Beschreibung von Einspeiseschwankungen aus PV-Anlagen	12
2.4	Spannungsbeeinflussung in Niederspannungsnetzen	15
3	BLINDSTROMBEREITSTELLUNG DURCH EINSPEISEANLAGEN.....	17
3.1	Möglichkeiten einer dezentralen Blindleistungsbereitstellung	17
3.1.1	Lokale Blindstromkompensation	18
3.1.2	Dämpfung von Spannungsfuktuationen	19
3.1.3	Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes	23
3.1.4	Zusammenfassende Aussagen zur Blindleistungsregelung	25
3.2	Vorschlag für eine Blindstrom-Spannungskennlinie	25
3.2.1	Grundlegende Definitionen und Annahmen	25
3.2.2	Beschreibung der Kennlinie und deren Funktionsweise	27
3.2.3	Stabilität der Blindstromanteil-Spannungskennlinie	29
3.2.4	Resultierende Anforderungen an die Wechselrichterherauslegung	29
3.2.5	Anwendung des $\Delta U \leq 3\%$ Kriteriums bei Verwendung der Kennlinie	31
3.2.6	Auswirkungen der Blindstromanteil-Spannungskennlinie	32
4	VERHALTEN IM FEHLERFALL	35
4.1	Dynamische Netzstützung	35
4.2	Spannungsabweichung	35
4.3	Frequenzabweichung	36
5	ANFORDERUNGEN AN EINE KOMMUNIKATIONSSCHNITTSTELLE	38
5.1	Information	38
5.2	Beeinflussung des Netzes	39
5.2.1	Lokale Beeinflussung (Niederspannung)	39
5.2.2	Regionale Beeinflussung (Mittelspannung)	40
5.2.3	Überregionale Beeinflussung in der HS-Ebene	40
5.3	Zusammenfassung	40
6	DATENUMFANG FÜR DEN NETZANSCHLUSS VON PV-ANLAGEN.....	42
7	TYPISCHE BETRIEBSBEREICHE VON PV-WECHSELRICHTERN	43
8	ZUSAMMENFASSUNG	51
9	LITERATURVERZEICHNIS UND NORMEN:	52
10	ANHANG	56
10.1	Fragebogen an die Wechselrichterhersteller	56
10.2	Veröffentlichung: Voltage Limitation by Autonomous Reactive Power Control of Grid Connected Photovoltaic Inverters	56

1 Einleitung

Im Auftrag des Vereins der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft (VBEW) wurde am Fachgebiet für Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München von Juni 2005 bis April 2008 eine Studie zur Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaik-(PV) Anlagen durchgeführt.

Diese Untersuchungen beinhalten:

- Eine Klassifizierung von Niederspannungsnetzen
- Die Bestimmung des Photovoltaikpotentials in den verschiedenen Netzklassen
- Eine statistische Untersuchung einer Vielzahl vorhandener Netze der Klassen Land, Dorf und Vorstadt und die Ableitung entsprechender Referenznetze
- Eine Analyse der Einspeisecharakteristika aus Photovoltaikanlagen
- Berechnungen zur Belastbarkeit von Betriebsmitteln bei PV-Einspeisung
- Eine Untersuchung zur Anrechenbarkeit von Verbraucherlasten in Niederspannungsnetzen
- Berechnungen zur Auswirkung einer Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter auf die Aufnahmefähigkeit der Netze
- Entwurf und Simulation einer konkreten Blindleistungs-Kennlinienregelung.

Die Richtlinie zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen ans Niederspannungsnetz beim Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN) befindet sich derzeit in Überarbeitung. Da dort unter anderem eine Blindstrombereitstellung durch Niederspannungseinspeiser vorgesehen ist, wurde die TU-München vom VBEW beauftragt, eine Empfehlung für diese Richtlinie zu verfassen.

In dieser Empfehlung werden die verschiedenen Aspekte der Ergebnisse der bisherigen Untersuchungen im Hinblick auf eine allgemeine Richtlinie zusammen gestellt, sowie die Resultate weiterer Recherchen zu den Betriebsbereichen von Photovoltaik-Wechselrichtern eingebunden. Es werden Vorschläge für den Betrieb der Anlagen sowie die Auslegung von Betriebsparametern ausgearbeitet und begründet. Dabei wird Bezug auf die BDEW-Mittelspannungsrichtlinie für den Anschluss von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz genommen, die getroffenen Aussagen gelten im Allgemeinen jedoch nur für die Niederspannungsebene.

Die grundsätzlichen Möglichkeiten von Wechselrichtereinspeiseanlagen werden diskutiert und mögliche Auswirkungen auf den Netzbetrieb abgeleitet. In allen Fällen erfolgt eine Aussage zum empfohlenen weiteren Vorgehen. Es wurde versucht, diese Aussage so praxisnah wie möglich zu gestalten.

Im Fall der Blindstromanforderung werden eine eigene Kennlinie und eine Möglichkeit zur Berechnung der maximalen Aufnahmeleistung im Netz vorgeschlagen.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, durch das Einbringen von Ergebnissen vorhandener Arbeiten und die Erörterung neuer Aspekte eine konstruktive Diskussion des Richtlinienentwurfes beim FNN zu fördern und so die Entwicklung einer allseitig zufrieden stellenden Richtlinie voranzutreiben.

2 Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

2.1 Allgemeine Definitionen und Anforderungen

Die Empfehlung bezieht sich im Allgemeinen auf alle Einspeiseanlagen in 400V/230V Niederspannungsnetzen.

In der vorliegenden Empfehlung werden keine Aussagen getroffen zu:

- rechtlichen Rahmenbedingungen (speziell EEG)
- Abrechnungsproblematik
- technischen Ausführungen der vorgeschlagenen Funktionen
- Kosten der vorgeschlagenen Funktionen

Werden eigene Untersuchungen zitiert, so wurden diese an Referenznetzen durchgeführt, welche aus einer statistischen Netzuntersuchung einer Vielzahl von Niederspannungsverteilsnetzen in Bayern entstanden sind [KER-08a]. Die Aussagekraft der Untersuchung ist damit für Netzstrukturen in Bayern hoch. Inwieweit strukturelle Unterschiede zu anderen Niederspannungsnetzen in Deutschland bestehen, kann mangels Vergleichsmöglichkeit nicht beurteilt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Verhältnisse in anderen Niederspannungsnetzen nicht grundlegend anders sind und damit die qualitativen Ergebnisse, auf welche sich die Empfehlung ausschließlich bezieht, die gleichen sind.

Betrachtet wurden Land-, Dorf- und Vorstadtnetze, da in diesen Netzstrukturen die größten Probleme hinsichtlich der Einhaltung der geforderten Spannungswerte aus der betrachteten Photovoltaikeinspeisung zu erwarten sind [KER-06]. Aufgrund der unterschiedlichen Randbedingungen weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen (z. B. Gasanschluss, Wärmeabnahme etc. bei BHKWs) können auch bisher nicht betrachtete Netzstrukturen stärker betroffen sein. Allgemein ist jedoch festzuhalten, dass das Auftreten von Spannungsproblemen in ländlichen und dörflichen Strukturen aufgrund der Netztopologie wahrscheinlicher ist als in Netzen mit einer größer Lastdichte (z. B. Blockbebauung, Stadt- und Gewerbegebiete) [KER-06; SCH-02].

Um Missverständnissen vorzubeugen werden folgende Definitionen getroffen:

- Unter der Modulleistung oder Peakleistung von Photovoltaikanlagen wird die maximale Leistungsabgabe verstanden bei Standardprüfbedingungen nach DIN-EN 60904-3, Bestrahlungsstärke 1000 W/m², Temperatur. 25 °C, entsprechend DIN-EN 60904-1 / VDE 0126-1-1
- Es werden im Allgemeinen keine detaillierten Aussagen zu Oberschwingungen, unsymmetrischer Einspeisung, Verhalten im gestörten Betrieb und baulichen und rechtlichen Anforderungen getroffen.

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

- Die vereinbarte Versorgungsspannung U_C am Anschlusspunkt der Kundenanlage an das öffentliche Netz (Übergabestelle) wird analog zur DIN-EN 50160 bezeichnet. Es wird des Weiteren angenommen, dass die vereinbarte Versorgungsspannung der Netznennspannung $U_{N,n}$ entspricht.
- Die Netznennspannung in deutschen Niederspannungsnetzen beträgt nach DIN-IEC 60038 / VDE-0175 $U_{N,n} = 400V$.

2.2 Netzbelastbarkeit

Die maximale Belastbarkeit des Netzes ergibt sich einerseits aus der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel und der damit verbundenen Auslegung der Schutzgeräte (in NS-Netzen meist Niederspannungs-Hochleistungssicherungen) sowie den einzuhaltenden Vorschriften und Anforderungen an die Spannungsqualität.

2.2.1 Betriebsmittelbelastbarkeit

Die Belastbarkeit der Betriebsmittel wird durch die Zustände definiert, welche bei der Dimensionierung des Betriebsmittels zugrunde gelegt worden sind. Eine Überschreitung der angegebenen Belastbarkeiten führt zu einer Verkürzung der Lebensdauer oder zur Zerstörung des Betriebsmittels. Die maßgeblichen elektrischen Größen für die Dimensionierung der Betriebsmittel sind Spannung und Strom.

2.2.1.1 Spannungsbelastung

Eine Erhöhung der Spannungsbelastung führt vor allem zu einer erhöhten Beanspruchung der Isolation durch elektrische Felder, durch höhere ohmsche- und dielektrische Verluste sowie durch Teilentladungen. (Die bei einer erhöhten Netzspannung in den meisten Fällen erhöhte Strombelastung wird hier nicht betrachtet.)

Die Isolation von Geräten in der NS-Ebene ist jedoch für mindestens 1000 V geeignet (VDE-0110). Deshalb kann dieser Mechanismus bei der Ermittlung der Netzbelastbarkeit in dieser Spannungsebene vernachlässigt werden.

2.2.1.2 Strombelastung

Durch den Belastungsstrom entstehen in allen elektrischen Betriebsmitteln Verluste, sie erwärmen sich und die thermische Belastung steigt. Bei einer zu hohen thermischen Belastung beginnt eine verstärkte Alterung des Betriebsmittels, welche zu einer Verkürzung der Lebensdauer führt, bei Kurzschlussströmen bis auf wenige Sekunden.

Die zulässige Belastung unter bestimmten Randbedingungen - Umgebungstemperatur, externe Wärmeabfuhr etc. - ist in den einschlägigen Normen der Betriebsmittel angegeben. Die wesentlichsten Betriebsmittel in Niederspannungsverteilnetzen sind Transformatoren und Energiekabel. Eckpunkte hierfür sind

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

- bei Öl-Verteilnetztransformatoren 40°C Umgebungstemperatur sowie Dauerlast. (DIN EN 60076-2 / VDE 0532 Teil 102)
- bei Niederspannungsenergiekabeln die Verlegeart sowie die Belastungscharakteristik, die so genannte „EVU-Last“. (DIN-VDE 0276-603)

Bei anderen Bedingungen kann unter Umständen von den Bemessungsangaben abgewichen werden.

Für Niederspannungsenergiekabel und Öl-Verteilnetztransformatoren bei einer Belastung mit einer Einspeisung aus PV-Anlagen bei einer Aufstellung in Süddeutschland wurde eine solche Betrachtung durchgeführt. Die Untersuchung ergab eine Belastbarkeit von Öl-Verteilnetztransformatoren im Fall von PV-Einspeisung vom 1,5-fachen der Bemessungsscheinleistung. Bei Niederspannungsenergiekabeln kann der angegebene Bemessungsstrom verwendet werden [KER-08b].

Bei anderen Einspeisecharakteristika, z. B. Konstantstromeinspeisung durch Kleinkraftwerke, ist ebenfalls auf die gültige Belastungsgrenze der Betriebsmittel zu achten.

Die für die Betriebsmittel für den jeweiligen Anwendungsfall ermittelten Grenzen dürfen nicht überschritten werden und stellen eine absolute Grenze der Netzbelastung dar.

2.2.2 Spannungsgrenzwerte

Um die Funktion und den sicheren Betrieb des Netzes und der angeschlossenen Anlagen zu gewährleisten, sind Anforderungen an die Spannung definiert. Eine erste Definition der Netznennspannungen sowie der einzuhaltenden Spannungspegel ist in der DIN-IEC 60038/VDE-0175 enthalten. Detaillierter sind die Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen in der Norm DIN-EN 50160 angegeben.

Zur Sicherstellung dieser Anforderungen wurden von verschiedenen Gremien weitere Richtlinien erstellt. Insbesondere bezieht sich diese Empfehlung auf die Anforderung an die maximale Spannungsänderung durch Einspeiseanlagen, wie sie in der VDEW-Richtlinie zum Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz [VDE-01] beschrieben ist.

2.2.2.1 Anforderungen das Spannungsband

In der DIN-EN 50160 sind die Anforderungen an die Netzspannung am Übergabepunkt zum Kunden definiert. In Niederspannungsnetzen ist dieser in der Regel der Hausanschluss. In den Kundenanlagen können weitere Veränderungen der Netzspannung auftreten. Die Anforderungen an die Störaussendungen sowie die EMV-Beständigkeit von Einspeiseanlagen sind in eigenen Gerätenormen definiert. Maßgeblich hierfür ist die DIN-EN 61000-3-11. Da in dem vorliegenden Dokument der Fokus auf dem öffentlichen Energieversorgungsnetz liegt, wird darauf nicht weiter eingegangen.

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

Aufgrund der Angleichung der Spannungen in den europäischen Niederspannungsnetzen wurde die Bemessungsspannung von 380 V auf 400 V angehoben. Um vorhandene Geräte weiterhin betreiben zu können galt in Deutschland bis 2007 die Festlegung, dass 95 % aller 10-min-Mittelwerte einer Woche im Bereich von +6 %/ - 10 % der vereinbarten Versorgungsspannung U_c (im Niederspannungsnetz gilt $U_c = 400V$) liegen müssen.

Mit dem Ende der Übergangsregelung ist die Spannung im Bereich von $\pm 10 \% U_c$ zu halten.

2.2.2.2 $\Delta U < 3 \%$ Kriterium

In den VDEW-Richtlinien zum Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz von 2001 [VDE-01] wird die maximale Spannungsänderung durch (alle) Einspeiseanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz am ungünstigsten Verknüpfungspunkt auf $\Delta U \leq 2 \%$ begrenzt.

Vermutlich aufgrund der Erweiterung der zulässigen Spannung am Übergabepunkt von $106 \% U_c$ auf $110 \% U_c$ wurde die Kopplung von Mittel- und Niederspannungsnetz bezüglich der maximalen Spannungsänderung aufgehoben. In der aktuellen BDEW-Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz wird die maximale Spannungsänderung am ungünstigsten Verknüpfungspunkt zwar nach wie vor auf $\Delta U \leq 2 \%$ begrenzt, es werden jedoch ausschließlich Einspeiseanlagen in das Mittelspannungsnetz berücksichtigt.

Folgerichtig werden im vorliegenden Entwurf der FNN-Niederspannungsrichtlinie [FNN-08] voraussichtlich nur die Einspeiseanlagen in der Niederspannungsebene (ohne Mittelspannung) berücksichtigt. Des Weiteren wird die maximale Spannungsänderung am ungünstigsten Verknüpfungspunkt auf $\Delta U \leq 3 \%$ angehoben. Damit entspricht die Regelung den bestehenden Regeln in Tschechien, Österreich und der Schweiz [VDN-07a].

Grundsätzlich sind die Netzbetreiber nicht an die Einhaltung dieser Richtlinie gebunden, sondern haben lediglich die Anforderungen an die Spannung nach DIN-50160 einzuhalten. Da diese Richtlinien allerdings in den technischen Anschlussbedingungen von allen Netzbetreibern gefordert werden, sind sie faktisch immer bindend. Eine Abweichung durch den Netzbetreiber ist jedoch grundsätzlich möglich.

Bei Einhaltung der maximalen Spannungsänderung nach dieser Richtlinie ist die Einhaltung der DIN-50160 in praktisch allen Fällen gegeben. Auch ist nicht davon auszugehen, dass es bei Einhaltung dieser Grenze in typischen Netzstrukturen zu Problemen mit der Betriebsmittelbelastbarkeit kommt [KER-06]. Damit handelt es sich um eine Maximalforderung, an der praktisch ausschließlich die Aufnahmefähigkeit des Netzes festgemacht wird.

Eine schriftliche Begründung zu den Grundlagen dieser Anforderung an die Spannungsänderung ist nicht bekannt.

Denkbar ist:

- Eine Begrenzung der Spannungs-Fluktuationen durch die nicht planbare Einspeisung von Eigenerzeugungsanlagen als Erweiterung zum zulässigen Flickerpegel nach DIN-EN 50160
- Sicherstellung der Versorgungsfähigkeit des Netzes bei Ausfall
- Eigene Anforderungen an die Spannungsqualität
- Pauschale Aufteilung des Spannungsbandes auf verschiedene Netzteile und damit Hilfsmittel zur planerischen Netzauslegung

Der technisch sinnvollste und daher wahrscheinlichste Ansatz ist die Aufteilung des Spannungsbandes für die Netzplanung.

Bisher sind das Mittel- und Niederspannungsnetz starr mit einander gekoppelt. Die letzte Möglichkeit, die Netzspannung aktiv zu verändern, ist in der Regel der Speisetransformator des Mittelspannungsnetzes. Diese Transformatoren (z. B.: 110/20 kV) sind in der Regel mit einem unter Last schaltbaren Stufenschalter ausgestattet und können ihr Übersetzungsverhältnis im Betrieb ändern. Damit wird die Spannung an der 20-kV-Sammelschiene weitgehend von der Spannung im 110-kV-Netz entkoppelt.

Ab der 20-kV-Sammelschiene ergibt sich die Spannung an den einzelnen Netzknoten aus den momentanen Lastverhältnissen. Daher muss das Netz so dimensioniert sein, dass die Spannungsabfälle zu jedem Zeitpunkt im zulässigen Bereich liegen. Die Netzplanung geht dabei vom „schlimmsten“ noch wahrscheinlichen Fall aus. Zur Veranschaulichung ist ein solches System stark vereinfacht in Abbildung 1 dargestellt.

Der Netzstrang 1 stellt einen Starklastfall mit vielen Verbrauchern und ohne Einspeisung dar. Das Netz ist so ausgelegt, dass in diesem Fall die Spannung am letzten Hausanschluss in der Niederspannung (Netzstrang 1-NS4) mit 1 % Reserve gerade noch im Band gehalten wird. Dafür ist die Spannung an der 20-kV-Sammelschiene auf den Maximalwert von 104 % zu erhöhen. [BAS-08]. Die Aufteilung der Spannungsabfälle ist:

- 5 % Spannungsabfall im Niederspannungsnetz
- 3 % Längsspannungsfall am Ortsnetztransformator
- 5 % Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz
- 1 % Reserve

Die Aufteilung der Spannungsabfälle ist schematisch in Abbildung 2 dargestellt.

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

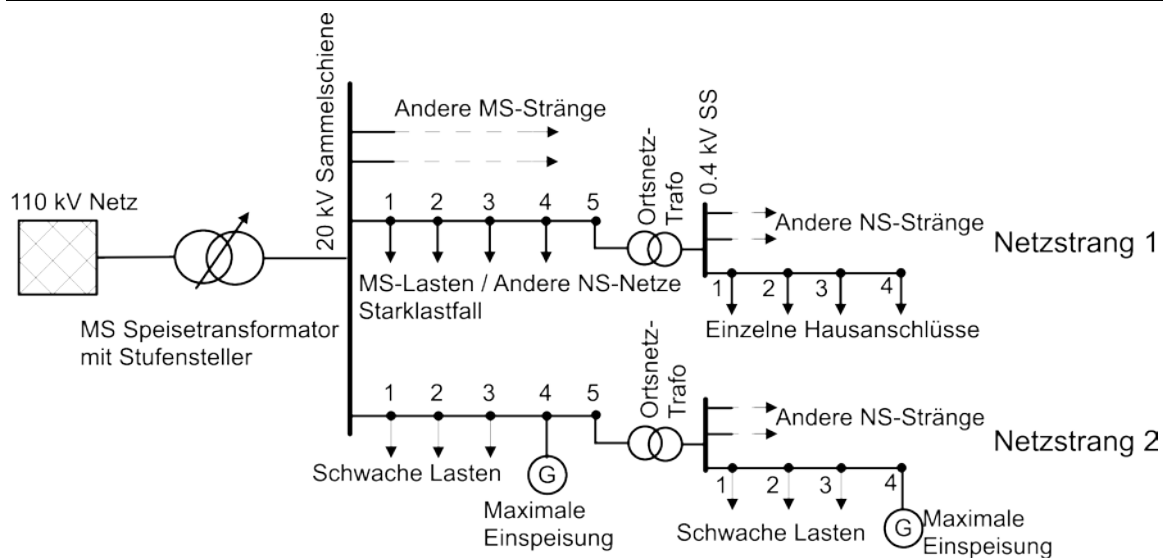


Abbildung 1: Vereinfachtes Netzschema zur Veranschaulichung der Spannungsaufteilung auf Mittel- und Niederspannung

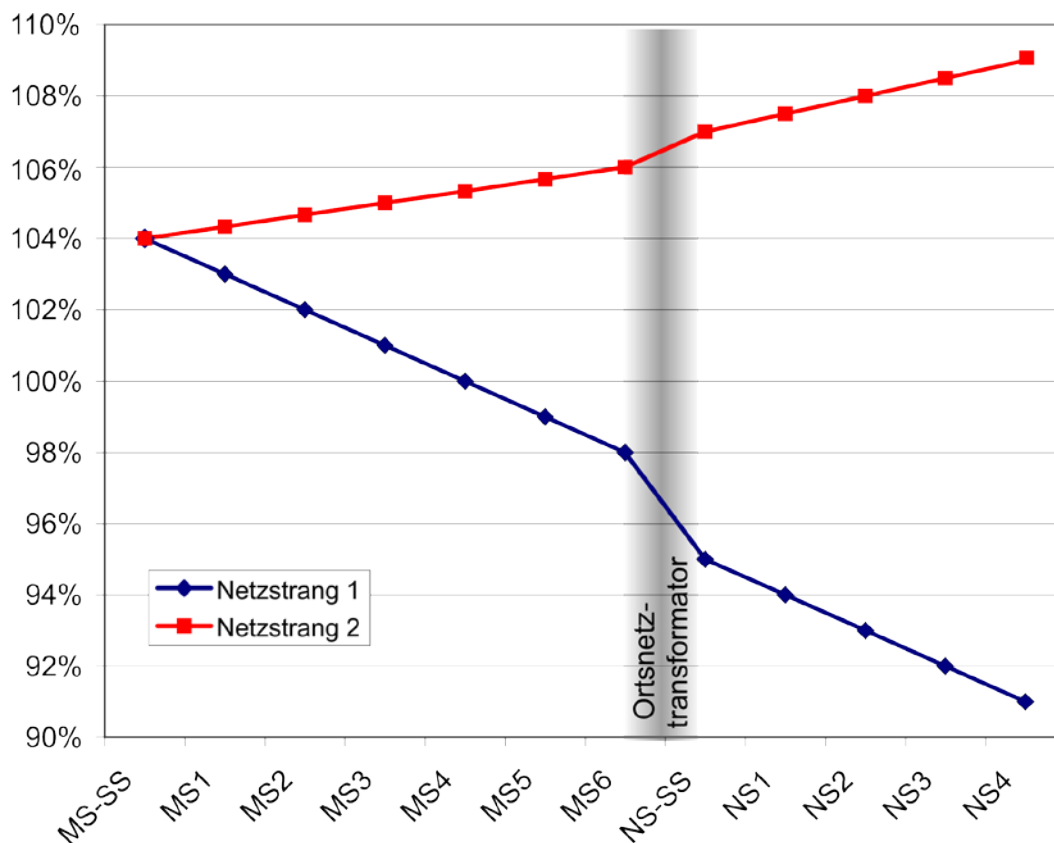


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Spannungsaufteilung auf Mittel- und Niederspannung

Ist zum selben Zeitpunkt nun im Netzstrang 2 Schwachlast bzw. keine Last vorhanden und zugleich die maximale Einspeisung aus den Eigenerzeugungsanlagen gegeben, muss die Spannung am Hausanschluss (Netzstrang 2-NS4) ebenfalls noch eingehalten werden. Eine Absenkung der Spannung an der 20-kV-Sammelschiene ist aufgrund des Netzstranges 1 nicht möglich. Damit teilen sich die verbleibenden Spannungsabfälle bis zur oberen Grenze von 110 % am Hausanschluss wie folgt auf:

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

- 3 % Spannungsabfall im Niederspannungsnetz incl. Transformator
- 2 % Spannungsabfall im Mittelspannungsnetz
- 1 % Reserve

Aus dieser Überlegung kann das 2-%-Kriterium der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie sowie das 3-%-Kriterium der künftigen FNN-Niederspannungsrichtlinie abgeleitet werden. Dass ähnliche Fälle in der Praxis auftreten, wird in [BAE-08] beschrieben.

Da in diesem Szenario nicht die Spannungsänderung, sondern die Spannungsanhebung von der OS-Seite des Ortsnetztransformators bis zum Knoten der maximalen Spannung maßgeblich ist, wird empfohlen, das Kriterium nicht „Spannungsänderung $\Delta U \leq 3 \%$ “ zu bezeichnen sondern „Spannungsanhebung $\Delta U_{\text{MAX}} \leq 3 \%$ “

Damit erschließt sich dem Leser der Richtlinie direkt, weshalb „alle Einspeiseanlagen“ im Netzgebiet betrachtet werden und die Spannungsanhebung „an einem Netzknoten“ und nicht am Einspeiseknoten der zu berücksichtigten Anlage maßgeblich ist.

Zur bestmöglichen Nutzung der Übertragungsfähigkeit des Netzes und der damit verbundenen kostengünstigen Versorgung der Verbraucher mit elektrischem Strom sollte überlegt werden, ob diese Maximalforderung nicht erweitert werden kann und zugleich die in der DIN-EN 50160 definierten Merkmale der Spannung in öffentlichen Versorgungsnetzen eingehalten werden können.

Die größte Auswirkung auf die zulässige Spannungsanhebung durch Einspeiseanlagen geht von der Annahme aus, dass in einem Netzstrang voller Verbrauch vorliegt und im anderen praktisch kein Verbrauch aber volle Einspeisung. Voraussetzung dafür sind grundlegend verschiedene Verbrauchscharakteristika an den Netzsträngen 1 und 2. Ein Beispiel wäre Industrie im 3-Schichtbetrieb in Netzstrang 1 und Haushaltsverbraucher an Strang 2. Wären die Verbrauchercharakteristika im Netz homogen, so könnte die Spannung an der 20-kV-Sammelschiene abgesenkt werden, da bei Schwachlast die Spannungsabfälle in Netzstrang 1 ebenfalls geringer sind.

Treten solch stark inhomogene Fälle häufig bei Abgängen von Umspannwerken (mehr als 5 %) auf, so handelt es sich nicht um einen Einzelfall und die Formulierung sollte beibehalten werden. Ist dies nicht der Fall, so sollte eine andere Lösung gefunden werden.

Falls keine Daten zur Häufigkeitsverteilung vorliegen, so könnten die Lastgänge an den einzelnen 20-kV-Abgängen in Umspannwerken miteinander verglichen werden. Die Auswahl der Abgänge sollte hierbei zufällig bzw. repräsentativ sein.

Da in vielen Fällen eine Strommessung der Abgangsfelder mit Protokollierung erfolgt, sollte dies relativ leicht realisierbar sein. Zur Überprüfung der Ergebnisse werden punktuelle Spannungsmessungen an den Niederspannungsnetzen (ON-Transformator) und Netzausläufern empfohlen.

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

Mit einer solchen Messung könnte zudem nachgewiesen werden, inwieweit das hier zugrunde gelegte Spannungsprofil der Realität entspricht.

Die algebraische Aufteilung der Spannungsabfälle bzw. -anhebungen, wie sie für diese Überlegungen durchgeführt wurde, ist eine grobe Näherung. Sie ist nur bei ähnlichen Verhältnisse von Wirkwiderstand R zur Reaktanz X in den einzelnen Teilen (MS-Netz; ON-Trafo; NS-Netz) zulässig. Diese ist zwischen den genannten Teilen in der Regel nicht gegeben und die Spannungsabfälle müssen komplex addiert werden.

So ergibt ein Spannungsabfall im Niederspannungsnetz von $\Delta U_L = 5\%$ bei einem typischen Verhältnis $R/X = 2,5$ und ein Spannungsabfall von $\Delta U_T = 3\%$ am ON-Transformator ($R/X \sim 0,3-0,5$) einen Gesamtspannungsabfall von $7,3-7,5\%$. (Abbildung 3)

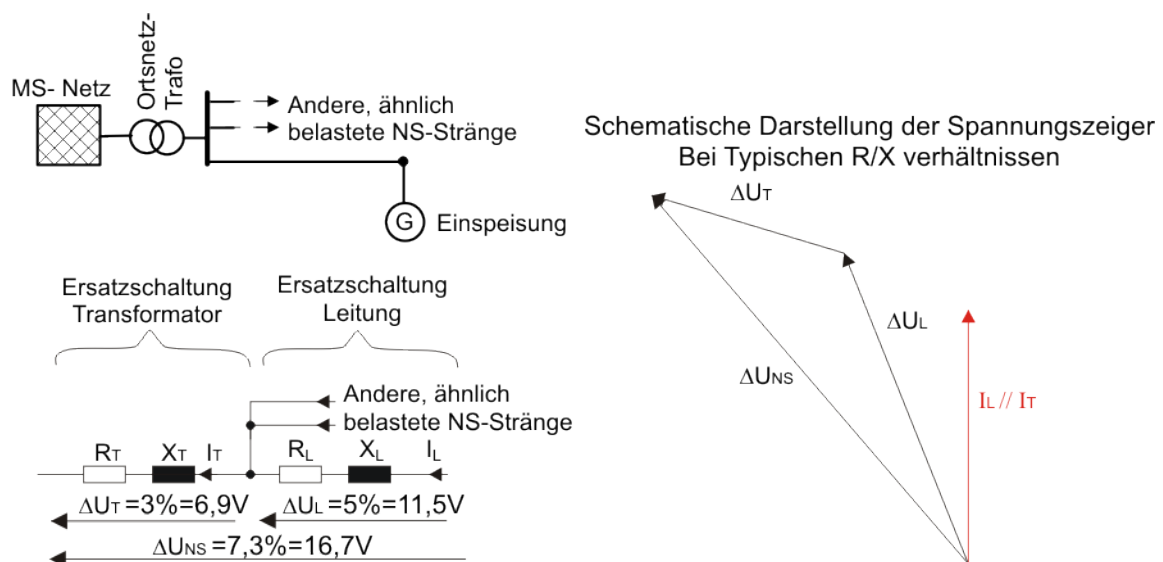


Abbildung 3: Schematisches Zeigerdiagramm bei typischen Netzverhältnissen im Niederspannungsnetz ($R_T/X_T=0,3$; $R_L/X_L=2,5$)

Hier sollten anhand typischer Werte für die Netze bzw. Netzteile und die Transformatoren die Abweichung zwischen der algebraischen und der komplexen Summe ermittelt werden

Für Niederspannungsnetze wurden solche Werte von der TUM für Süddeutschland bereits ermittelt [KER-08a]. Die Werte für die ON-Transformatoren können Tabellenbüchern entnommen werden.

Typische Werte von Mittelspannungsnetzen sind nicht bekannt. Durch eine Auswertung von R/X -Verhältnissen an den Knoten der Mittelspannungsnetze, welche in der Regel bereits digital in Lastfluss-Kurzschluss-Berechnungsprogrammen der Netzbetreiber vorliegen, sollte eine Ermittlung der Werte kein großes Problem darstellen.

2.3 Beschreibung von Einspeiseschwankungen aus PV-Anlagen

Die Einspeisung aus PV-Anlagen ist starken Fluktuationen unterworfen. Für die Beurteilung von Netzurückwirkungen ist eine Beschreibung von typischen Einspeiseschwankungen sinnvoll.

Die Einspeiseschwankungen resultieren in erster Linie aus den Fluktuationen der Einstrahlungsleistung durch Wolkenzug. Untersuchungen zu den Einstrahlungsfluktuationen zeigen, dass sehr kurzfristige Einstrahlungsänderungen von bis zu 30 % in 5 Sekunden [WOY-03; WOY-06] bzw. 600 W/m² in 2 Sekunden [MAN-91] möglich sind. Die Auswirkungen auf das Netz sind jedoch durch die Zeitkonstanten der Module und des Wechselrichters mit MPP-tracking verändert.

Da diese Zeitkonstanten nicht bekannt sind, erfolgt eine Beschreibung der Einspeiseschwankungen daher im einfachsten Fall auf Basis von gemessenen Einspeiseleistungen von realen Anlagen. Leider ist das kleinste Messintervall von Kleinanlagen typischerweise zwischen 5 min und 10 min. Basierend auf Messwerten der PV-Anlage Messe München, welche für das gesamte Jahr 2005 in 1-Minuten-Intervallen vorliegen, lässt sich zeigen, dass eine Charakterisierung mit 5-Minuten-Werten unzureichend ist. Ob eine höher aufgelöste Messung als in 1-Minuten-Intervallen erforderlich ist, kann mangels vorhandener Messdaten nicht beurteilt werden.

Am Beispiel der PV-Anlage Messe München wurden die maximalen Leistungsgradienten sowie deren Häufigkeit ermittelt.

Es treten sowohl lang andauernde Leistungsänderungen als auch kürzere Perioden auf. Am häufigsten treten geringe (< 0,5 p.u.), kurz andauernde (< 20 min) Fluktuationen der Einspeiseleistung auf (siehe blau ausgefüllter Bereich in Abbildung 4). Ihr Einfluss auf das Verteilnetz ist marginal. Größere Auswirkungen haben vergleichsweise hohe Leistungsänderungen (im Bereich der Nennleistung) in einigen wenigen Minuten (Punkte links und rechts unten). Die Gradienten der Leistungsänderung pro Minute werden dadurch entsprechend groß. Länger andauernde Änderungen (> 1 Stunde, oberer Teil der Abbildung) deuten auf einen monoton steigend oder fallenden Verlauf der Einspeiseleistung an einem durchgehend klaren Tag hin. Diese Änderungen in der Leistungseinspeisung dezentraler Erzeuger müssen durch andere Kraftwerke ausgeglichen werden.

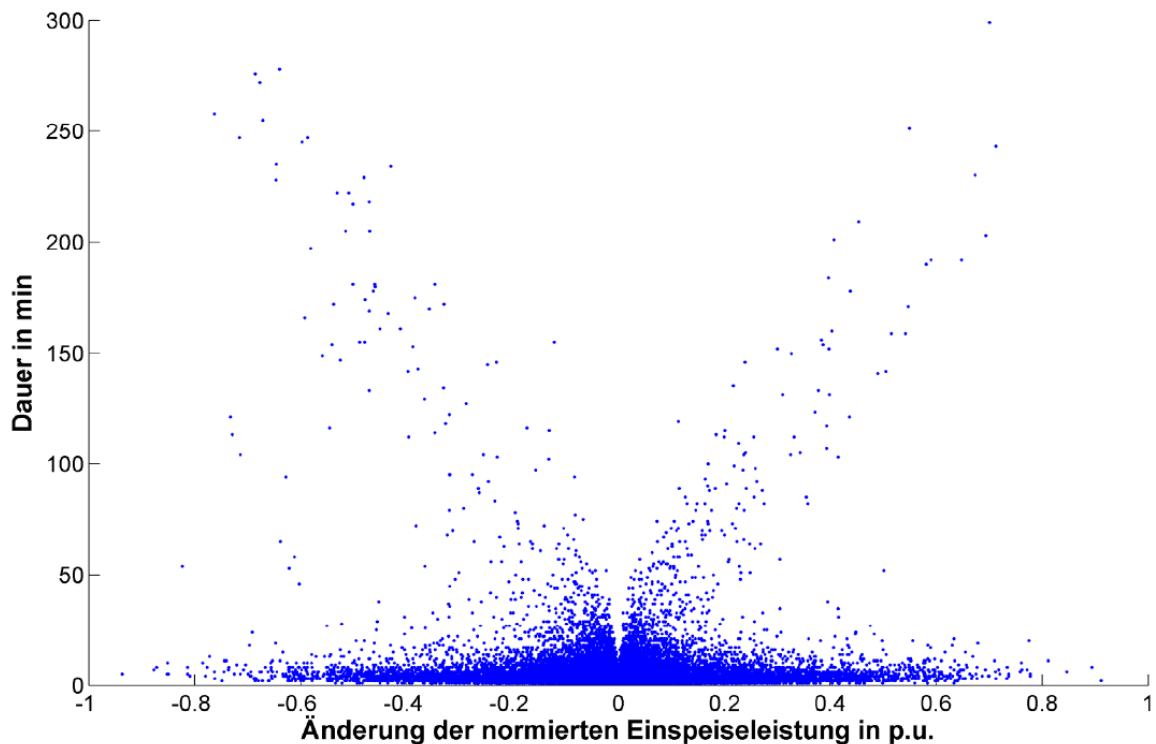


Abbildung 4: Änderung der AC-Einspeiseleistung und deren Dauer der PV-Anlage in Messe München

In Abbildung 5 ist die Häufigkeitsverteilung der Leistungsgradienten im Jahr 2005 dargestellt. Die maximal aufgetretene Leistungsänderung war ein Einbruch von 80 % der Nennleistung pro Minute. Der maximale Leistungsanstieg betrug ca. 65 % pro Minute. Dabei handelt es sich jedoch um sehr seltene Erscheinungen. Die Häufigkeit der Leistungsänderungen steigt bei Leistungsgradienten von kleiner ± 20 % pro Minute sehr stark an. Dies bedeutet, dass mit solchen Ereignissen regelmäßig gerechnet werden muss. Während eines Wolkenzugs können die Photovoltaikmodule etwas abkühlen. Scheint anschließend die Sonne wieder mit voller Leistung auf die Anlage, so ist kurzzeitig eine etwas höhere Einspeiseleistung möglich, die sich mit erneuter Erwärmung der Module wieder leicht verringert (siehe Abbildung 6). In der Literatur werden Werte für die Leistungsreduktion der Modulleistung bei Temperaturerhöhung von ca. 0,5 % je Kelvin [SCH-02] angegeben.

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeisanlagen

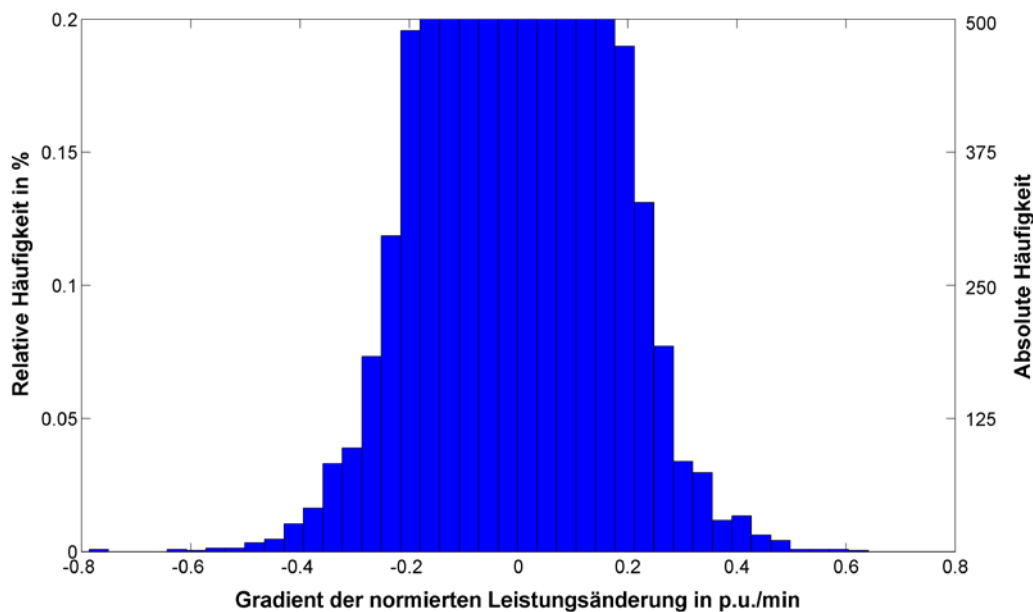


Abbildung 5: Häufigkeit der Leistungsänderung der PV-Anlage Messe München des Jahres 2005

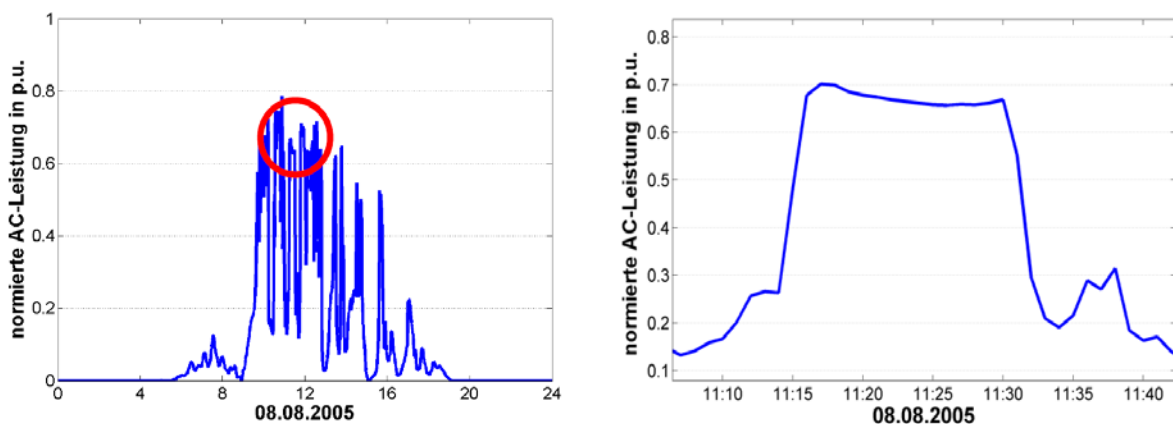


Abbildung 6: zur Verdeutlichung des Leistungsrückgangs bei Erwärmung der Module (links: Tagesverlauf; rechts: Ausschnitt über 40 Minuten)

Die PV-Einspeisung der Anlage Messe München und die gemessene Globalstrahlung wurden ausgewertet, um daraus die Zeitkonstante der Änderung der Einspeiseleistung zu ermitteln. Nach einem Wolkenzug und steilem Einspeisesprung wird bei konstanter Solarstrahlung die Reduzierung der PV-Leistung durch eine Exponentialfunktion angenähert. Bei der Betrachtung verschiedener Jahres- und Tageszeiten wurden Zeitkonstanten ermittelt, die im Bereich von 4,5 Minuten bis 6 Minuten liegen. Die Einspeiseleistung sinkt bei konstanter Solarstrahlung dabei um bis zu 8 % des ursprünglichen Werts ab. Im Vergleich dazu gibt [SCH-02] Zeitkonstanten zwischen fünf und 15 Minuten an.

Mit einer Vergleichmäßigung der Anstiegsgeschwindigkeiten oder Fluktuationen ist in einem typischen, von einem einzelnen Ortsnetz-(ON)Transformator versorgten Netzgebiet nicht zu rechnen, da die Ausdehnung in Relation zur Wolkenzuggeschwindigkeit sowie der typischen Wolkengröße zu gering ist.

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

Durch die große Ausdehnung von Mittelspannungsnetzstrahlen ist in der Mittelspannungsebene hingegen mit einer Vergleichmäßigung der Einspeisefluktuationen zu rechnen. [HUE-95]

Eine Auswertung und Beurteilung der Einspeisefluktuationen mittels einer Fourieranalyse wurde durchgeführt. Es konnten jedoch keine charakteristischen Frequenzen unterhalb von 0,5 1/min (begrenzt durch das Abtasttheorem) ermittelt werden.

Eine Flickerwirksamkeit von großen PV-Einspeisungen ist gegeben. Bei Einhaltung des $\Delta U \leq 2\%$ sind bisher Überschreitungen des in der DIN-EN 50160 genannten Grenzwertes von $P_{it} = 1$ nicht bekannt [BLE-05].

Die ermittelten Werte können als Anhaltswerte für die maximal notwendige Regelgeschwindigkeit und Schalthäufigkeit einer Spannungsregelung sowohl am Ortsnetztransformator als auch bei einer aktiven Dämpfung durch eine dezentrale Blindleistungsregelung dienen. Für allgemein gültige Aussagen sind detaillierte Untersuchungen an einer repräsentativen Menge von Aufdachanlagen durchzuführen.

2.4 Spannungsbeeinflussung in Niederspannungsnetzen

In Niederspannungsverteilstrecken beträgt das Verhältnis von ohmschem Widerstandsbelag R' zu Reaktanzbelag X' meist $R'/X' \sim 2,5$ [KER-08a]. Aufgrund dieses Verhältnisses hat der Wirkleistungstransport einen deutlich größeren Einfluss auf die Netzspannung als der Blindleistungstransport. Es ist daher im Gegensatz zum Hochspannungsnetz im Niederspannungsnetz nicht sinnvoll, die Spannungshaltung mittels Blindleistung zu realisieren. Wesentlich effektiver wäre eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung. Für die hier betrachteten EEG-Anlagen gilt allerdings eine Bevorzugung der Einspeiseleistung und bei Engpässen ein unverzüglicher Netzausbau nach dem EEG [EEG-09]. Eine allgemeine Wirkleistungsrosselung zur Verbesserung der Netzspannungsqualität ist daher im Allgemeinen nicht möglich.

Die Einspeiseleistung von EEG-Anlagen ergibt sich aus der optimalen Ausnutzung des Primärenergiedangebotes. Eine gezielte Einspeisung bei geringen Netzspannungen ist bei den meisten Anlagen daher ebenfalls nicht möglich.

Bei Anlagen mit einer Speichermöglichkeit, z. B. Biomasseanlagen, Brennstoffzellensysteme oder PV-Anlagen mit Batteriespeicher ist eine Verschiebung der Einspeiseleistung die beste Möglichkeit, die Spannungsqualität zu erhöhen. Wären diese Bedingungen gegeben, so könnten durch Reduktion der Wirkleistungseinspeisung bei zu hohen Spannungen die Netze deutlich besser ausgenutzt werden, ohne die eingespeiste regenerative Energiemenge zu reduzieren.

Da der Fokus der bisherigen Untersuchungen jedoch auf der Einspeisung aus PV-Anlagen lag, welche nicht über diese Möglichkeit verfügen, wird auf diesen Punkt nicht weiter eingegangen.

Die Spannungsanhebung durch die Transformatorimpedanz \underline{Z}_T von 0,01-0,06 Ω im Vergleich zur deutlich größeren Leitungsimpedanz \underline{Z}_L ist bei Einzelanlagen in der Regel vernachlässigbar. Bei einem hohen Anteil von Einspeiseanlagen im Netz ist diese Vernachlässigung nicht mehr zulässig, da sich der Strom aller Anlagen am Trans-

2. Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

transformator addiert und einen entsprechend höheren Spannungsabfall erzeugt. Bei einer Belastung mit seiner Bemessungsleistung hat der Transformator in der Regel einen Längsspannungsfall von $4\% U_r$ (bei Ortsnetztransformatoren typisch $u_k = 4\%$).

Der Spannungsabfall am Transformator kann so einen wesentlichen Teil der gesamten Spannungsanhebung betragen und darf daher nicht vernachlässigt werden. Aufgrund des deutlich unterschiedlichen Verhältnisses von R/X am Transformator $R_T/X_T \sim 0,5-0,25$ ist der Winkel zwischen den Spannungsabfällen an der Leitung und am Transformator sehr unterschiedlich. Eine algebraische Addition ist nicht zulässig und der gesamte Spannungsabfall muss komplex berechnet werden. (Vgl. Abbildung 3)

Der nicht zu vernachlässigende Spannungsabfall am Transformator mit dem hier dominierenden reaktiven Anteil führt dazu, dass eine Blindleistungsregelung eine effektive Möglichkeit zur Beeinflussung der Spannung im Niederspannungsnetz darstellt.

3 Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

3.1 Möglichkeiten einer dezentralen Blindleistungsbereitstellung

Die Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen mit Vier-Quadranten-Umrichtern kann bei Nennspannung und voller Wirkleistungseinspeisung durch eine geringe Erhöhung der Wechselrichterleistung erreicht werden. So ist beispielsweise bei einer größeren Dimensionierung eines Wechselrichters mit einem Bemessungsstrom von 10 A auf 11,1 A bei derselben Wirkstromspeisung von $I_W = 10$ A ein zusätzlicher Blindstrom von $I_B = 4,8$ A möglich. Dies entspricht einem Verschiebungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,9_{\text{ind}}$ (Abbildung 7)

Soll derselbe Blindstrom von einem eigenständigen Gerät (Drossel) zur Verfügung gestellt werden, so erfordert dies beim obigen Beispiel nicht eine zusätzliche Strombelastung um 1,1 A, die Drossel muss für den gesamten Blindstrom von 4,8 A bemessen werden. Die Integration der Blindstrombereitstellung in vorhandene Umrichteranlagen wird daher als zweckmäßig erachtet.

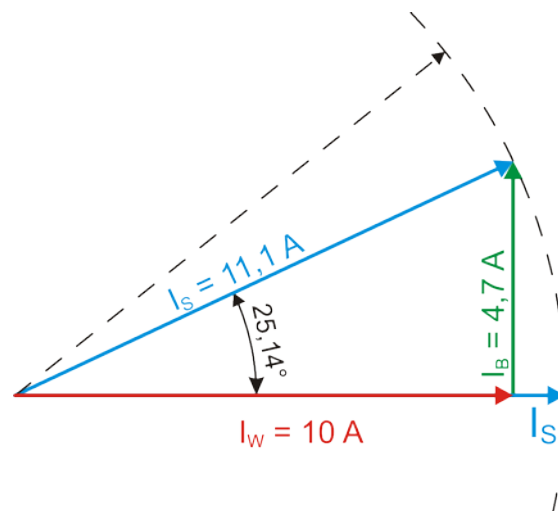


Abbildung 7: Zeigerdiagramm der Ströme bei $\cos(\varphi) = 0,9_{\text{ind}}$ und 10 A Einspeisung

Mit einer Blindleistungsbereitstellung durch Umrichteranlagen lassen sich grundsätzlich verschiedene Ziele erreichen.

1. Lokale Blindstromkompensation
2. Dämpfung von Fluktuationen
3. Einhaltung des Spannungsbandes

3.1.1 Lokale Blindstromkompensation

Die Verbraucher stellen in der Regel eine ohmsch-induktive Netzlast dar. Die von den Verbrauchern benötigte Blindleistung wird vom Kraftwerk mit einer Blindleistungsbereitstellung (übererregte Synchronmaschine) über das Mittelspannungsnetz bis in die Niederspannung transportiert. Dadurch erhöht sich die Strombelastung im gesamten Netz und es entstehen erhöhte Netzverluste. Des Weiteren erhöht sich der Spannungsabfall und die Netzspannung sinkt. Dieser Effekt wird dadurch verstärkt, dass durch einen hohen Belastungsstrom im Netz ein zusätzlicher induktiver Blindleistungsbedarf hauptsächlich resultierend aus den Längsreaktanzen der Transformatoren und Leitungen erzeugt wird. Dieser Blindleistungsbedarf bei hoher Netzlast übersteigt deutlich die durch die Querkapazitäten bereitgestellte Blindleistung.

Diese Effekte treten verstärkt in Freileitungsnetzen mit einem dominierenden reaktiven Anteil auf. Aufgrund der geringeren übertragbaren Leistung und der geringeren Kosten bei großem Flächenbedarf sind sie vor allem bei niedrigen Lastdichten in Land und Dorfnetzen anzutreffen. Aufgrund der größeren Strecken und der größeren Entfernung zu bebautem Gebiet sind sie in der Mittelspannungsebene häufiger als in der Niederspannungsebene zu finden.

Kann die benötigte Blindleistung lokal bereitgestellt werden (Kompensation), so entfällt der benötigte Transport. Der Belastungsstrom im Netz sinkt und damit sinken auch die Transportverluste. Die Spannungsabfälle im Netz werden ebenfalls geringer.

Bei einer geringen Leistungsabnahme des Netzes sinkt auch der induktive Leistungsbedarf des Netzes aufgrund des geringen Belastungsstromes der Längsreaktanzen. In weiterer Folge steigt die Spannung im Netz und es wird vermehrt Blindleistung durch die Querkapazitäten im Netz bereitgestellt.

Bei Schwachlast ist es daher möglich, dass mehr kapazitive Blindleistung im Netz zur Verfügung steht als benötigt wird und Blindleistung in die übergeordnete Spannungsebene abgegeben wird. Diese Blindleistungsrückspeisung kann zu einer Spannungsanhebung am Leitungsende gegenüber der Spannung am Speisepunkt führen.

Dieser Effekt tritt vor allem bei ausgedehnten Kabelnetzen auf. Kabelnetze stellen die große Mehrheit der Niederspannungsnetze dar (Kabelanteil 86 %¹) [KER-08a], sind aber auch immer häufiger in der Mittelspannung zu finden (Kabelanteil 52 %¹).

Ziel einer Blindleistungskompensation ist es daher immer, den lokalen Bedarf an Blindleistung zu decken und so unnötige Transporte zu verhindern.

Ein fest eingestellter $\cos(\varphi)$ bei Einspeiseanlagen kann dies nur sehr eingeschränkt erfüllen, da der schwankende Blindleistungsbedarf der Verbraucher nicht berücksichtigt wird.

¹ Werte für Bayern (Stand 2009) nach mündlicher Angabe des VBEW Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

Um die Verbraucherleistung nachzubilden, wäre je nach Netz eine zeitabhängige Blindleistungsbereitstellung bzw. ein Fahrplan, angelehnt an das VDEW-Standardlastprofil zu bevorzugen. Idealerweise würde die Kompensation lokal im jeweiligen Niederspannungsnetzbezirk erfolgen, was eine Leistungsmessung am Ortsnetztransformator und eine Kommunikation erfordert.

Wird jedoch eine Kommunikation als gegeben angenommen, so könnten Umrichteranlagen eine sehr effiziente Möglichkeit zur Blindstromkompensation bieten. Möglichkeiten hierzu werden unter anderem in einer Studie „Dezentrale Überwachung und Verbesserung der Netzqualität unter Einsatz von Leistungselektronik und neuen IKT Technologien - NetzQ“ unter Mitwirkung der TU-München untersucht [EEN-09]. Eine flächendeckende Anwendung einer kommunikationsbasierten Lösung ist Mittelfristig, aufgrund der im Rahmen dieser Projekte erst zu entwickelnden Technologien, nicht zu erwarten.

Ohne Kommunikationseinrichtung ist nur eine statische Regelung oder eine vorgegebene zeitabhängige Regelung (Fahrplan) möglich. Für diese Anwendung erscheint eine statische Regelung der Kompensationseinrichtung zweckmäßiger, da diese im Dauerbetrieb geringere Verluste aufweist.

In allen Fällen sind eine wechselseitige Kompensation von Einzelanlagen im Netz oder negative Rückwirkungen auf eine Spannungsbandeinhaltung zu vermeiden.

3.1.2 Dämpfung von Spannungsfuktuationen

Spannungsänderungen im Netz ergeben sich vor allem durch Änderungen im Lastfluss und damit durch Änderungen bei der abgenommenen oder eingespeisten Leistung. Die Änderungen der Leistungsabnahme resultieren aus dem Ein- und Ausschalten von Verbrauchern, dem so genannten Lastrauschen. Dieses ist stochastisch verteilt und wird bei einer größeren Anzahl von Verbrauchern in Relation zum Mittelwert der Last, welcher durch das VDEW-Lastprofil nachgebildet wird, immer geringer [ENG-00]. In der Konsequenz ist bei geringen Verbraucherzahlen das Lastrauschen besonders hoch.

Bei einem hohen Leistungsanteil von Einspeiseanlagen resultieren die Fluktuationen der Netzspannung auch vermehrt aus den Schwankungen der Einspeiseleitung selbst. Bei Einspeiseanlagen ohne Speichermöglichkeiten, die aus derselben Primärenergiequelle gespeist werden, tritt häufig ein gleichzeitiges Verhalten auf, wodurch keine Vergleichmäßigung durch die Anzahl der Einspeiseanlagen stattfindet. Bei Windkraftanlagen ist von einem gemeinsamen Dargebot über große Gebiete auszugehen, wodurch auch in Mittelspannungsnetzgebieten keine Ausgleichswirkung zu erwarten ist. Bei der Photovoltaikanlagen wirken sich vor allem Wolkenfelder aus. Aufgrund deren Größe und Wolkenzuggeschwindigkeit [HUE-95] ist in Niederspannungsnetzgebieten nicht von einer Vergleichmäßigung auszugehen. Die Fluktuationen von PV-Anlagen finden im Minutenbereich statt und sind in Kapitel 2.3 beschrieben.

Diese Spannungsfuktuationen erhöhen den Flickerpegel. Der Flickerpegel ist ein Maß für die Wahrnehmbarkeit der von Spannungsänderungen hervorgerufenen Leuchtdichteänderung einer 230 V/ 60 W-Glühlampe [DIN-EN 60868]. Der Grenzwert

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

der Flickerstärke im öffentlichen Energieversorgungsnetz beträgt $P_{it} = 1$ [DIN-EN 50160].

Bisherige Untersuchungen zeigen eine Erhöhung des Flickerpegels durch PV-Einspeiseanlagen, jedoch keine Überschreitungen des Grenzwertes [BLE-05]. Aus diesem Grund wird eine zusätzliche Forderung neben den bestehenden Begrenzungen nach der DIN-EN-61000-3-11 / VDE-0838 Teil 3-11 als nicht erforderlich angesehen.

Sollten sich jedoch speziell bei PV-Anlagen durch das gemeinsame Einspeiseverhalten und der daraus resultierenden erhöhten Spannungsänderung Annäherungen an den Grenzwert oder Überschreitungen des Flickerpegels ergeben, so sind 2 Lösungen denkbar.

1. Begrenzung der Einspeisefluktuationen durch eine kurzzeitige Energiespeicherung in der Anlage.
2. Ausgleich der Spannungsfluktuationen mittels schneller Blindleistungsregelung.

Aus Netztechnischer Sicht wäre Variante 1 zu bevorzugen, da hier der Glättungseffekt sowohl in der Spannung als auch in der Erzeugungsleistung auftritt. Die Energiespeicherung verursacht jedoch hohe Kosten im Vergleich zu einer Blindleistungsregelung und wird heute praktisch nicht eingesetzt.

Bei einer Dämpfung der Fluktuationen mittels Blindleistung erfolgt ein vermehrter Blindleistungsbezug bei einer positiven Spannungsflanke und eine Blindleistungseinspeisung bei negativen Spannungsflanken.

Dieses Verhalten wurde in einer Simulation nachgebildet. Dabei wurden verteilte Wechselrichter ohne Kommunikationsverbindung angenommen und ein Tag mit hohen Fluktuationen der PV-Einspeisung simuliert.

Das verwendete Niederspannungsnetzmodell ist in Abbildung 8 dargestellt. An jedem Verbraucherknoten ist ein PV-Einspeiser mit Blindleistungsregelfähigkeit (Last + blauer Kasten) angeschlossen.

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

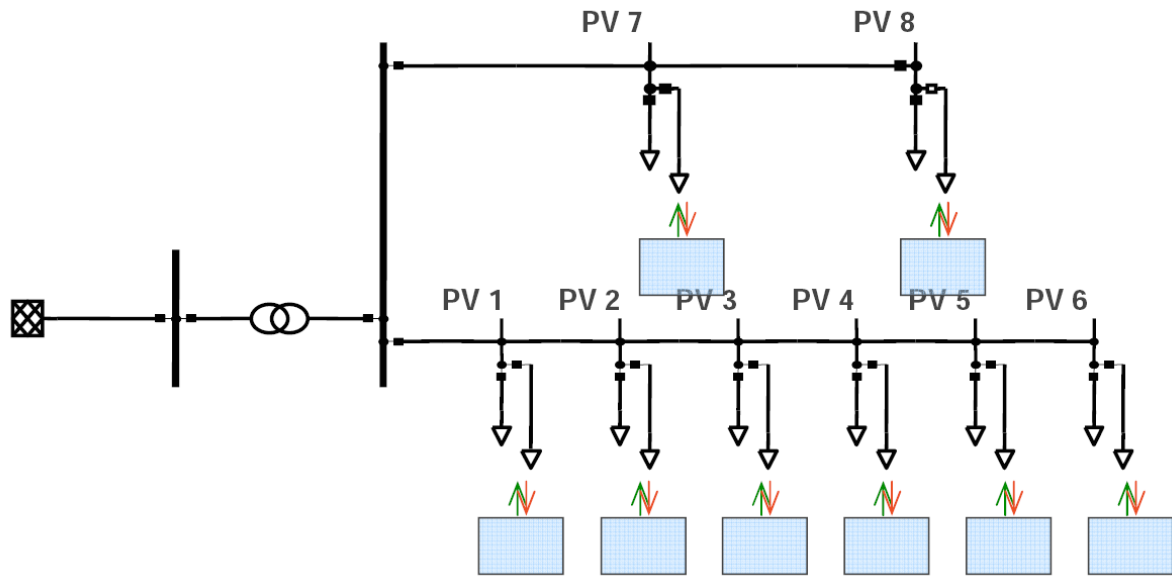


Abbildung 8: Niederspannungsnetzmodell zur Simulation einer Dämpfung von Spannungsfrequenzen

Ein Simulationsergebnis (Ausschnitt) ist in Abbildung 9 dargestellt. Dabei ist der Verlauf der Spannung am Leitungsende ohne Dämpfung in blau und gedämpft mit einer Zeitkonstanten von 1 min (rot) und 2,5 min (violett) dargestellt. Die glättende Wirkung ist vor allem bei dem starken Spannungseinbruch ab Punkt A in zu erkennen, aber auch die geringere Tiefe des Spannungseinbruchs bei kurzzeitigen Änderungen ist deutlich sichtbar.

Der Vergleich der aufgetretenen Spannungsgradienten und deren Häufigkeiten in Abbildung 10 zeigt, dass - wie erwünscht - vor allem starke Fluktuationen, $\Delta U/\Delta T > 0,015$ p.u./min, am Leitungsende eliminiert werden.

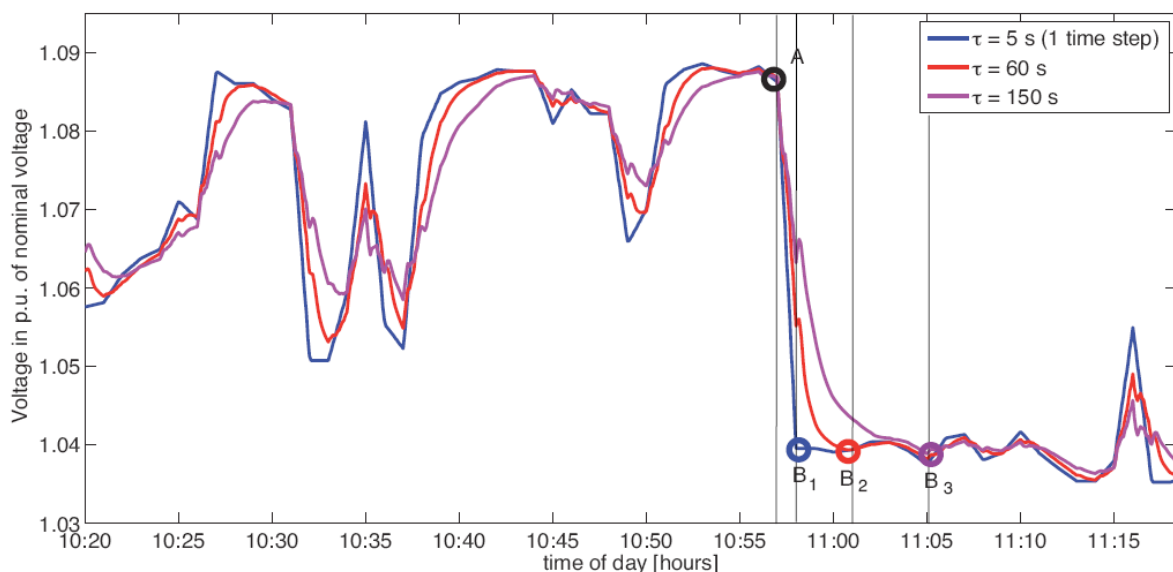


Abbildung 9: Beispiel der Dämpfung von einspeiseinduzierten Spannungsfrequenzen mittels Blindleistung aus PV-Wechselrichter.

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

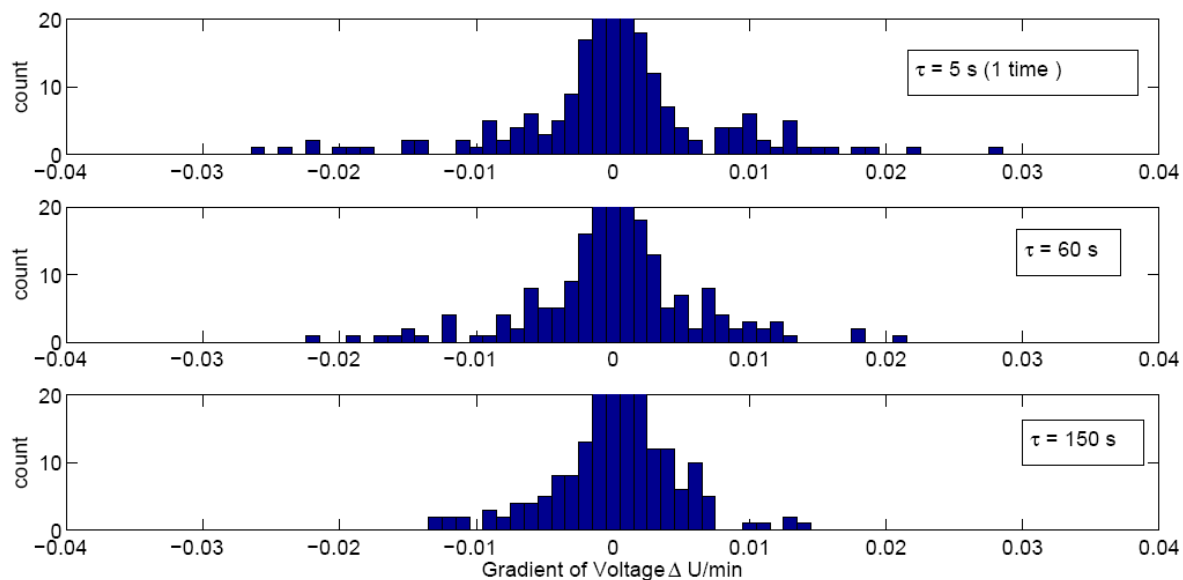


Abbildung 10: Spannungsgradienten an einem wechselhaften Tag bei verschiedenen Dämpfungszeitkonstanten

Untersuchungen und Simulationen an verschiedenen Netzstrukturen haben gezeigt, dass eine solche aktive Dämpfung auch ohne Kommunikation problemlos möglich ist. Eine Anpassung auf die grundsätzlichen Netzgegebenheiten (Land, Dorf, Vorstadt bzw. Freileitung oder Kabel) ist jedoch erforderlich.

Der Blindleistungsbedarf einer solchen Regelung ist gering, da sie nur kurzzeitig (max. $5 \cdot \tau$) und auch nur bei starken Fluktuationen wirkt. Der positive Effekt auf die Spannungsqualität ist erheblich. Eine Kombination der Fluktuationsdämpfung mit einer Blindleistungsregelung zur Spannungsbandeinhaltung (Kap. 3.1.3) ist möglich und führt nicht zu wechselseitigen Problemen. Bei einer vorhandenen Möglichkeit zur Blindstrombereitstellung scheinen die Mehrkosten gering zu sein. Aus diesem Grund wird eine solche Regelung als Zusatznutzung vorhandener Potenziale empfohlen.

Vor einer allgemeinen Anwendung einer Fluktuationsdämpfung werden jedoch Feldtests mit Prototypen auch unterschiedlicher Hersteller in verschiedenen Netzen empfohlen, da keine Simulation alle in der Praxis auftretenden Effekte vollständig nachbilden kann.

Durch eine Blindstrom-Spannungskennlinie nach Abbildung 11, wie sie im aktuellen Entwurf der NS-Richtlinie vorgeschlagen ist, wird ein ähnlicher Effekt erzielt, da bei hohen Einspeiseleistungen tendenziell hohe Netzspannungen auftreten und diese abgesenkt werden. Dies führt dazu, dass die Amplitude der Spannungsänderungen beeinflusst wird. Die flickerrelevantere Spannungsänderungsgeschwindigkeit wird allerdings nur indirekt verändert. Des Weiteren erfordert diese Regelkennlinie auch eine Blindstrombereitstellung, wenn keine Spannungsänderung vorliegt.

Aus diesem Grund wird eine solche Kennlinie zur Dämpfung von Spannungsänderungen als ineffektiv erachtet.

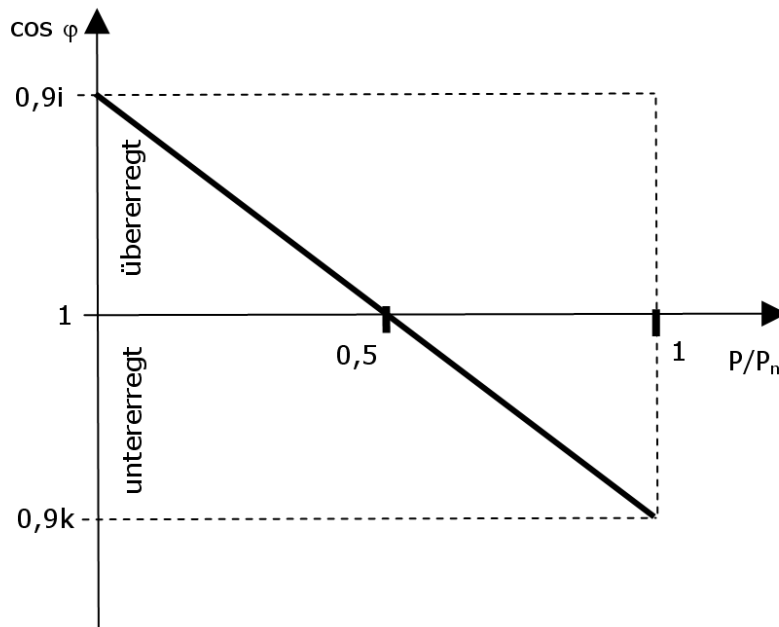


Abbildung 11: Standard $\cos(\varphi)=f(P)$ -Kennlinie [FNN-08]

3.1.3 Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes

Durch einen gemeinsamen Blindleistungsbezug der Wechselrichter im Fall einer drohenden Spannungsüberschreitung kann die Aufnahmefähigkeit des Niederspannungsnetzes für eine Wirkleistungseinspeisung ohne Netzausbau gesteigert werden.

Ziel einer Blindleistungsregelung zur Einhaltung des Spannungsbandes ist es, möglichst alle Wechselrichter an der Regelung zu beteiligen, da nur der gemeinsame Bezug aller Anlagen, welche auch die Spannungsanhebung verursachen, den erforderlichen Effekt hat. Weiteres Ziel ist es, den Blindstrombedarf der Regelung zu minimieren, da dieser zu einer Erhöhung von Netzbelastung und Netzverlusten führt.

Ein statischer Blindleistungsbezug mit einer festen Vorgabe des $\cos(\varphi)$ verhindert zwar in jedem Fall eine Überschreitung des Spannungsbandes, führt aber bei jeder Einspeisung, unabhängig vom Netzzustand, zu Blindleistungsbezug und somit zu erhöhten Verlusten. Da das dem $\Delta U \leq 3\%$ -Kriterium zugrunde gelegte Szenario einen seltenen Netzbetriebszustand darstellt (Kap. 2.2.2.2), der feste Verschiebungsfaktor jedoch bei jeder Einspeisung Verluste erzeugt, sollte von solch einer Regelung abgesehen werden.

Die Kennlinie, wie sie im Entwurf der Niederspannungsrichtlinie enthalten ist und in Abbildung 11 dargestellt ist, stellt eine Verbesserung dar. Dabei wird angenommen, dass die Einspeiser die Spannungsanhebung durch die Wirkleistungseinspeisung maßgeblich selbst erzeugen. Damit kann der aktuelle Netzzustand durch die Kopplung der Netzspannung an die Einspeiseleistung abgeschätzt werden. Da zur Einhaltung des Kriteriums $\Delta U \leq 3\%$ allerdings eine Spannung der überlagerten Netzebene von $107\% U_c$ erforderlich ist, um den Grenzwert von $110\% U_c$ am Hausanschluss zu überschreiten und diese $107\% U_c$ nicht nur von der Einspeiseleistung einer Art von Einspeisern (z.B. PV-Anlagen) hervorgerufen werden, ist eine Regelung nach

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

dieser Kennlinie im Bezug auf den Blindstrombedarf ähnlich ineffektiv wie eine statische Vorgabe des Verschiebungsfaktors $\cos(\varphi) = \text{const.}$

Die Vorteile beider Methoden sind:

- Der volle Blindstrombezug bei maximaler Einspeisung ist sichergestellt. Damit ist der Blindstrombezug bei der maximalen Spannungsanhebung ebenfalls sichergestellt und kann in die Berechnung der 3-%-Spannungsänderung aufgenommen werden.
- Durch die nicht vorhandene Rückkopplung der Ausgangsgröße „Blindstrom“ auf die Eingangsgröße „Einspeiseleistung“ existiert keine gegenseitige Beeinflussung der Anlagen und Instabilitäten durch die Regelung (in diesem Fall Steuerung) sind ausgeschlossen.

Um den Blindleistungsbedarf und damit Netzverluste zu reduzieren sollte eine spannungsabhängige Blindstrombereitstellung angewendet werden. Jede spannungsabhängige Blindstrom-Bereitstellung bzw. -Bezug ist effektiver als eine statische Vorgabe oder eine einspeiseleistungsabhängige Kennlinie, da nur Blindstrom bezogen und damit auch zusätzliche Verluste generiert werden, wenn dies zur Einhaltung des Spannungsbandes erforderlich ist. Zu einem vergleichbaren Ergebnis ist auch Herr Basse in seiner Diplomarbeit gekommen [BAS-08].

An der TUM wurde unabhängig davon eine Kennlinienregelung entworfen, welche sich ohne zusätzliche Kommunikation automatisch an die Netzverhältnisse anpasst und so den Blindstrombedarf im Netz bei maximaler Einspeisung minimiert.

Zu dieser Regelung wurden umfangreiche Untersuchungen durchgeführt. Die entsprechenden Berichte sind jedoch noch nicht öffentlich. Die Ergebnisse werden im Mai 2009 veröffentlicht [KER-09]. Um auf technische Details der untersuchten Regelung in der hier vorliegenden Empfehlung möglichst verzichten zu können liegt der angenommene Text der Veröffentlichung als Anlage zu diesem Dokument bei.

Grundannahme für die beschriebene Regelung stellt eine maximale Spannung auf der Oberspannungsseite des Ortsnetztransformators von 102 % U_C dar (ohne Anpassung des Übersetzungsverhältnisses durch den Stufensteller), wie er auch in der Literatur genannt ist [SCH-02; ENG-00] und in Gesprächen mit Netzbetreibern nicht korrigiert wurde. Damit wird ein Spannungsabfall von insgesamt 8 % U_C zugelassen. Das VDEW-Kriterium mit $\Delta U < 2\%$ bzw. $\Delta U < 3\%$ wurde für diese Untersuchungen nicht beachtet. Dies führt dazu, dass die Problematik von Überspannungen abgeschwächt wird, da sich in diesem Fall meist die Betriebsmittelbelastungen als Belastungsgrenzen herausgestellt haben. Des Weiteren führt dieser Spannungsabfall zu einer stark unterschiedlichen Spannung an allen Knotenpunkten im Netz, was die automatische Einstellung eines gemeinsamen Regelverhaltens der Wechselrichter an jedem Hausanschluss erschwert.

Trotz dieser erhöhten Anforderungen an die Regelung konnte in der Simulation gezeigt werden, dass die implementierte Variante stabil und nahe dem optimalen Blindstrombedarf operiert. In Netzen mit Spannungsproblemen können diese in praktisch allen Fällen vermieden und die Aufnahmefähigkeit für weitere Einspeiser erhöht werden. Durch die Kennlinie ist der Blindleistungsbezug in Netzen ohne

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

Spannungsprobleme so gering, dass keine nennenswerte Erhöhung der Netzbelastung und somit der Netzverluste auftritt.

3.1.4 Zusammenfassende Aussagen zur Blindleistungsregelung

Die Eckpunkte der Empfehlungen zur Spannungsregelung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Eine statische Blindleistungskennlinie mit induktivem Blindleistungsbezug ($\cos(\varphi)=\text{const}$) führt zu unnötig hohen Netzverlusten und ist daher nicht zu empfehlen.
- Eine Regelung mittels Spannungs-Blindleistungskennlinien sollte nur aktiv werden, wenn eine Über- oder Unterschreitung des Spannungsbandes ($\pm 10\%$) unmittelbar bevorsteht.
- Eine aktive Dämpfung von schnellen Spannungsänderungen ist vorteilhaft für die Spannungsqualität im Netz.
- Der notwendige und wirtschaftlich sinnvolle Leistungsbereich zur Spannungsbandeinhaltung kann zu $\cos(\varphi) > 0,9$ abgeschätzt werden, auch wenn nicht in jedem möglichen Betriebszustand und für jedes Netz eine Einhaltung des Spannungsbandes garantiert werden kann (z.B. bei MS-seitigen Spannungen von $106\% U_N$). Sofern die Spannung als konstant angenommen wird, ergibt sich hieraus eine zusätzlich erforderliche Stromtragfähigkeit der Wechselrichter von ca. 11% . Deutlich kleinere geforderte $\cos(\varphi)$ -Werte sind wesentlich aufwändiger, da die erforderliche Stromtragfähigkeitsvergrößerung nicht linear ist.
- Eine Regelbarkeit des Wechselrichters auf die volle Scheinleistung bei Teillast ist für eine Einhaltung des Spannungsbandes nicht zwingend erforderlich, für eine Dämpfung von Spannungsschwankungen jedoch wünschenswert, zumal der benötigte Mehraufwand gering ist.

3.2 Vorschlag für eine Blindstrom-Spannungskennlinie

3.2.1 Grundlegende Definitionen und Annahmen

Da sowohl für die Betriebsmittelbelastung als auch für die Spannungsanhebung sowie für die Dimensionierung der Wechselrichter der Strom und nicht die Leistung maßgeblich ist wird empfohlen, beim Netzanschluss nicht primär Leistungswerte sondern den maximalen Strombetrag der Anlagen (Scheinstrom I_S) zu verwenden.

Da im Fall einer geforderten Einhaltung des Kriteriums $\Delta U \leq 3\%$ eine Spannung an der OS-Seite des ON-Transformators von $107\% U_C$ erforderlich ist, damit der Grenzwert von $110\% U_C$ der DIN-EN-50160 nicht überschritten wird, kann unter Berücksichtigung des Längsspannungsfalles am Transformator (ca. 1%), eine Spannung an der NS-Sammelschiene von ca. $108\% U_C$ angenommen werden.

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

Damit befindet sich die Spannung aller Anschlusspunkte im Bereich von 108 %-110 % U_c .

Somit lassen sich 5 spannungsabhängige Betriebsbereiche definieren.

Bereich 1: 92 % - 108 % U_c

Hier ist durch die Anwendung des $\Delta U \leq 3\%$ Kriteriums sichergestellt, dass durch Einspeiseanlagen weder Über- noch Unterspannungen im Netz auftreten. Dies wird im realen Betrieb sowohl im Bezug auf die Anlagenzahl als auch auf die Zeiträume, in denen dieser Zustand vorherrscht, der weitaus häufigste Fall sein. Damit steht hier die Optimierung der Einspeise- und Netzverluste im Vordergrund und es ist kein Eingreifen einer Blindleistungsregelung erwünscht. Ein Toleranzband für netzgeführte Wechselrichter und rotierende Maschinen sollte wie bei Verbraucheranlagen vorgesehen werden. Dieses könnte z. B. als $\cos(\varphi) \geq 0,95$ definiert werden, wobei ein $\cos(\varphi) = 1$ oder eine leicht kapazitive Blindleistungsbereitstellung anzustreben ist.

Die Optimierung des Leistungsfaktors in diesem Betriebszustand liegt sowohl im Interesse des Anlagenbetreibers bzw. Herstellers als auch im Interesse des Netzbetreibers.

Bereich 2: 108 % - 110 % U_c

In diesem Bereich sollte ein Blindstrombezug durch die Einspeiseanlagen erfolgen um einen weiteren Spannungsanstieg und damit ein Überschreiten der maximalen Netzspannung zu verhindern. Der Blindstrombezug sollte vornehmlich von den Anlagen mit der höchsten Spannung erfolgen, da diese die größte Auswirkung auf die Netzspannung je kVAr Blindleistungsbezug haben. Eine Wirkleistungsreduktion ist zu vermeiden, da sich das Netz noch im zulässigen Betriebsbereich befindet.

Bereich 3: > 110 % U_c

Über 110 % der Netznennspannung existiert ein gestörter Netzbetrieb. Damit ist in diesem Bereich eine Drosselung der Wirkleistungseinspeisung bzw. Abschaltung der Anlagen zweckmäßig, um Einspeiseanlagen und Verbraucher zu schützen.

Bereich 4: 92% - 90 % U_c

Nach Abbildung 2 ist eine Unterschreitung des Spannungsbandes bei Spannungen an der NS-Sammelschiene von < 95 % U_c möglich. Da der Einfluss der Einspeiseanlagen jedoch durch das Kriterium $\Delta U < 3 \%$ auf diesen Wert begrenzt ist, sollten diese sich erst bei entsprechend kleinen Spannungen an der Spannungsstützung beteiligen. Dies erfolgt am effektivsten durch die maximal mögliche Wirkstromeinspeisung aller Anlagen, da diese die Spannung stärker als der Blindstrom beeinflusst. Stehen jedoch keine Wirkleistungsreserven zur Verfügung (z. B. geringe Sonneneinstrahlung bei PV-Anlagen), so sollte zu einer kapazitiven Stromeinspeisung übergegangen werden, um die vorhandenen Möglichkeiten optimal zu nutzen.

Bereich 5: < 90 % U_c

Hier liegt ebenfalls gestörter Netzbetrieb vor. Kann ausgeschlossen werden dass diese Störung durch einen Erd- oder Kurzschluss verursacht ist, so sollte ebenfalls versucht werden, die Spannung bevorzugt durch Wirkstromeinspeisung und alternativ durch Blindstromeinspeisung zu stützen. Eine Abschaltung von Anlagen sollte nach kurzer Zeit erfolgen, um Anlagen und Verbraucher zu schützen. Geeignete Zeitkonstanten und Erkennungsmechanismen für diesen Fall sind zu definieren. Als Möglichkeit bietet sich analog zur VDE-0126-1-1 eine 3-phasige Spannungsmessung unter Berücksichtigung der Transformatorschaltgruppen (typ. Dyn5) sowie eine Netzimpedanzsprungerfassung an.

3.2.2 Beschreibung der Kennlinie und deren Funktionsweise

Um das gewünschte Verhalten in allen Bereichen durch eine möglichst einfache Kennlinie zu erreichen, wird folgende Blindstromanteil-Spannungskennlinie vorgeschlagen (Abbildung 12):

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

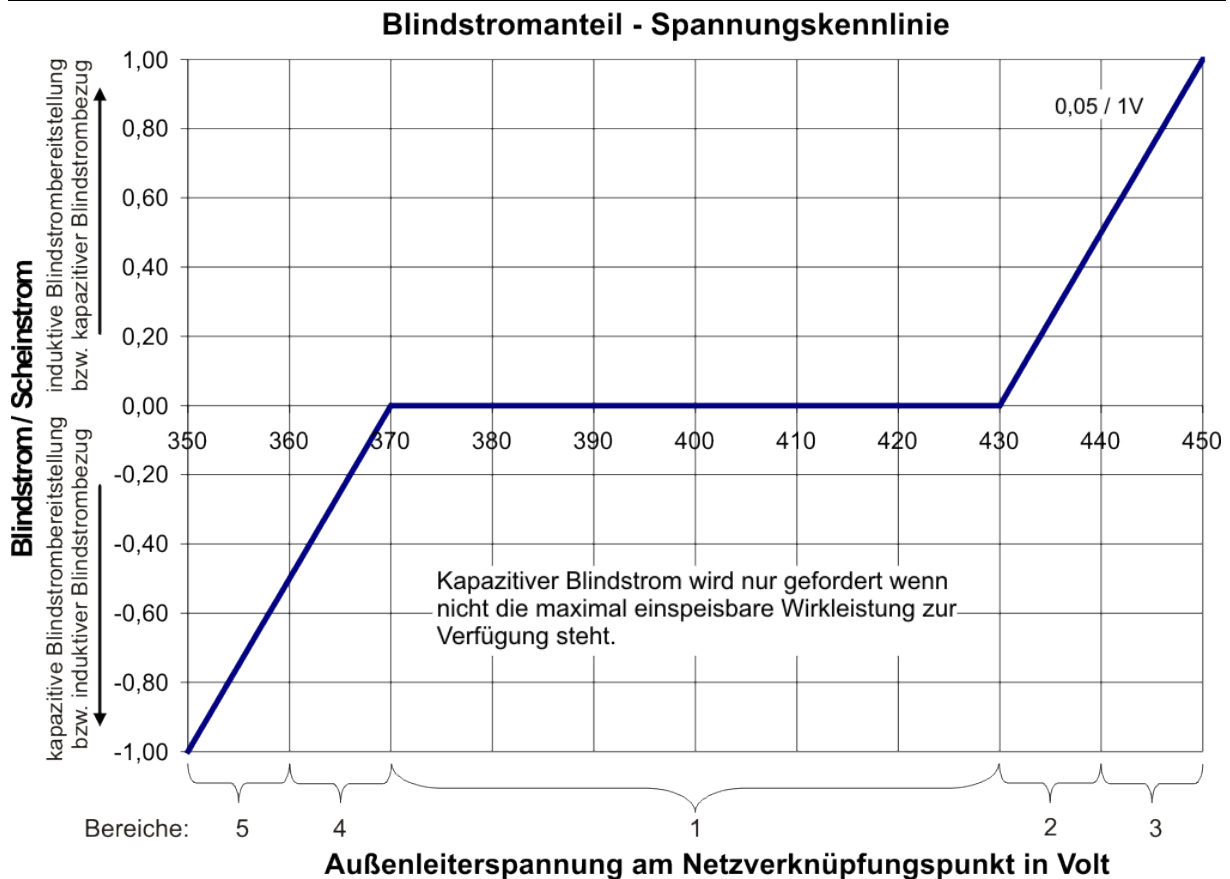


Abbildung 12: Vorgeschlagene Blindstromanteil - Spannungskennlinie

Im Bereich 1 wird kein Blindstromanteil am Einspeisestrom gefordert. Es ist nur die beschriebene Toleranz einzuhalten.

Im Bereich 2 wird ein induktiver Blindstromanteil gefordert. Aufgrund des geringen Spannungsfalles im NS-Netz von 2 % kann von einer netzimpedanzabhängigen Kennlinienanpassung, wie sie in [KER-09] beschrieben ist, abgesehen werden. Eine allgemeine, lineare Blindstromanteil – Spannungskennlinie erscheint ausreichend, um einen mittleren Blindstrombezug von ca. 50 % des Auslegungspunktes aller Anlagen zu erreichen. Die Steilheit der Kennlinie beträgt ab $U > 430 \text{ V}$ $5 \% I_B/I_S$ je Volt. Damit wird bei 440 V (110 % U_C) ein Blindstromanteil von 50 % gefordert, was einem $\cos(\varphi) = 0,86_{\text{ind}}$ entspricht.

Im Bereich 3 bleibt die Steigung der Kennlinie weiterhin konstant. Damit wird bei einer Spannung von 450 V (112,5% U_C) ein Blindstromanteil von 100 % erreicht, wodurch keine Wirkleistungseinspeisung mehr möglich ist. Ein Betrieb in diesem Bereich sollte nur kurzzeitig stattfinden. Eine harte Abschaltung der Einspeiseanlagen abhängig von festen Spannungs- oder Zeitgrenzen wird nicht empfohlen, da dies zu einer gleichzeitigen Abschaltung vieler Anlagen führen kann, was unnötige Spannungssprünge zur Folge hat. Durch die Kennlinie wird eine kontinuierliche Wirkleistungsreduktion mit einem erhöhten Blindleistungsbezug kombiniert, um einem weiteren Spannungsanstieg entgegenzuwirken. Um nicht auf einen stationären Arbeitspunkt einzuregulieren wird eine zeitverzögerte Komplettabschaltung der Anlagen vorgeschlagen. Wird die Zeitverzögerung abhängig vom Betrag der Überspannung gewählt, so kann erreicht werden, dass die Anlagen mit dem größten anhebenden

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

Effekt auf die Spannung am Leitungsende zuerst vom Netz gehen. Weiterhin wird ein gleichzeitiges Abschalten vieler Anlagen vermieden.

In den Bereichen 4 und 5 ist die Kennlinie analog zu der in den Bereichen 2 und 3 mit der Einschränkung, dass der geforderte kapazitive Blindstrom nur bereitgestellt werden muss, wenn keine Wirkleistungseinspeisung möglich ist. Es handelt sich damit um einen Mindeststrom. Die Anlagenabschaltung im Bereich 5 sollte analog zu der im Bereich 3 erfolgen. Eine absolute Begrenzung des maximalen Blindstromes auf einen bestimmten Wert (z. B. 50 % I_S) kann erwogen werden, wenn eine Blindstrombereitstellung in vollem Umfang (100 % I_S) zu unverhältnismäßig zu hohen technischen Anforderungen führen würde.

3.2.3 Stabilität der Blindstromanteil-Spannungskennlinie

Die Steilheit der Kennlinie wird durch das schmale verbleibende Spannungsband bestimmt. Daraus resultierende mögliche Instabilitäten werden dadurch begünstigt, sind aber wenig wahrscheinlich. Eine geeignete Dämpfung wird empfohlen (z. B. PT1), um Störungen durch die Eigenfrequenzen und Messverzögerungen der verschiedenen Wechselrichter auszuschließen. Eigenen Simulationen zeigen, dass Zeitkonstanten im Sekundenbereich ausreichen sollten. Dies entspricht auch den Erfahrungen in anderen Arbeiten [BAS-08].

Da die Spannung im Netz im Mittel bei maximal 109 % liegt, ist von einem mittleren Blindstromanteil von 25 %-30 % auszugehen, was einem $\cos(\varphi)$ von ca. 0,96_{ind} entspricht.

3.2.4 Resultierende Anforderungen an die Wechselrichterauslegung

Eine größere Dimensionierung der Einspeiseanlagen wird bei Anwendung dieser Kennlinie nicht grundsätzlich erforderlich. Die Dimensionierung von Wechselrichter und Maschinen ist vom Bemessungsstrom abhängig. Wird eine Anlage so ausgelegt, dass sie bei 95 % U_C immer noch die gesamte, von der Primärenergiequelle (Antriebsmaschine, PV-Modul) bereitgestellte Wirkleistung einspeisen kann, so könnte sie bei höheren Netzspannungen eine deutlich größere Leistung einspeisen, als die Primärenergiequelle liefern kann. Diese Reserven werden für die Blindstrombereitstellung genutzt.

Soll z. B. ein Einspeiser bei 95 % der Netzspannung 10 kW Wirkleistung einspeisen können ($P_{0,95} = 10 \text{ kW}$) so muss er mindestens eine Stromtragfähigkeit von $I_S = 15,2 \text{ A}$ ($\cos(\varphi) = 1$) aufweisen. Diese 15,2 A führen bei höheren Spannungen zu einer höheren möglichen Einspeisekapazität als 10 kW. Durch die vorgegebene Blindstromanteil-Spannungskennlinie wird ab 108 % U_C ein Blindstromanteil gefordert, der die mögliche Wirkleistungseinspeisung reduzieren kann. Bei 110 % U_C sind dies 50 % I_B/I_S . Die maximal mögliche Wirkleistungseinspeisung ergibt sich jedoch nach Gl. 1

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

$$P_{110} = \sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_C \cdot I_W = \sqrt{3} \cdot 1,1 \cdot U_C \cdot I_S \cdot \sqrt{1-0,5^2} = \sqrt{3} \cdot U_C \cdot I_S \cdot 0,953 \quad \text{Gl. 1}$$

$$\frac{P_{110}}{P_{0,95}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot I_S \cdot 0,953}{\sqrt{3} \cdot U_C \cdot I_S \cdot 0,95} = 1,0028 \quad \text{Gl. 2}$$

Aus Gl. 2 ist ersichtlich, dass bei 110 % Netzspannung trotz Berücksichtigung der Kennlinie noch $P_{110}/P_{0,95} = 100,28 \%$ der Auslegungswirkleistung eingespeist werden könnte. Die Forderung des spannungsabhängigen Blindstromanteils führt daher nicht zu einer größeren Dimensionierung der Wechselrichterventile. Eine Anpassung der Kapazitäten im Gleichstromzwischenkreis kann erforderlich werden. Bei rotierenden Maschinen ist ebenfalls keine erhöhte Ständerbelastung zu erwarten. Eine Anpassung des Erregerkreises ist bei induktivem Blindleistungsbezug nicht zu erwarten (untererregt). Durch die geforderte kapazitive Blindleistungsbereitstellung kann hier jedoch eine Anpassung erforderlich werden. In jedem Fall sind die typischen Regelgrenzen von Synchronmaschinen zu beachten.

Die theoretisch mögliche Wirkleistungseinspeisung sowie die mögliche Wirkleistungseinspeisung unter Berücksichtigung der Blindstromanteil-Spannungskennlinie sind in Abbildung 13 beispielhaft dargestellt.

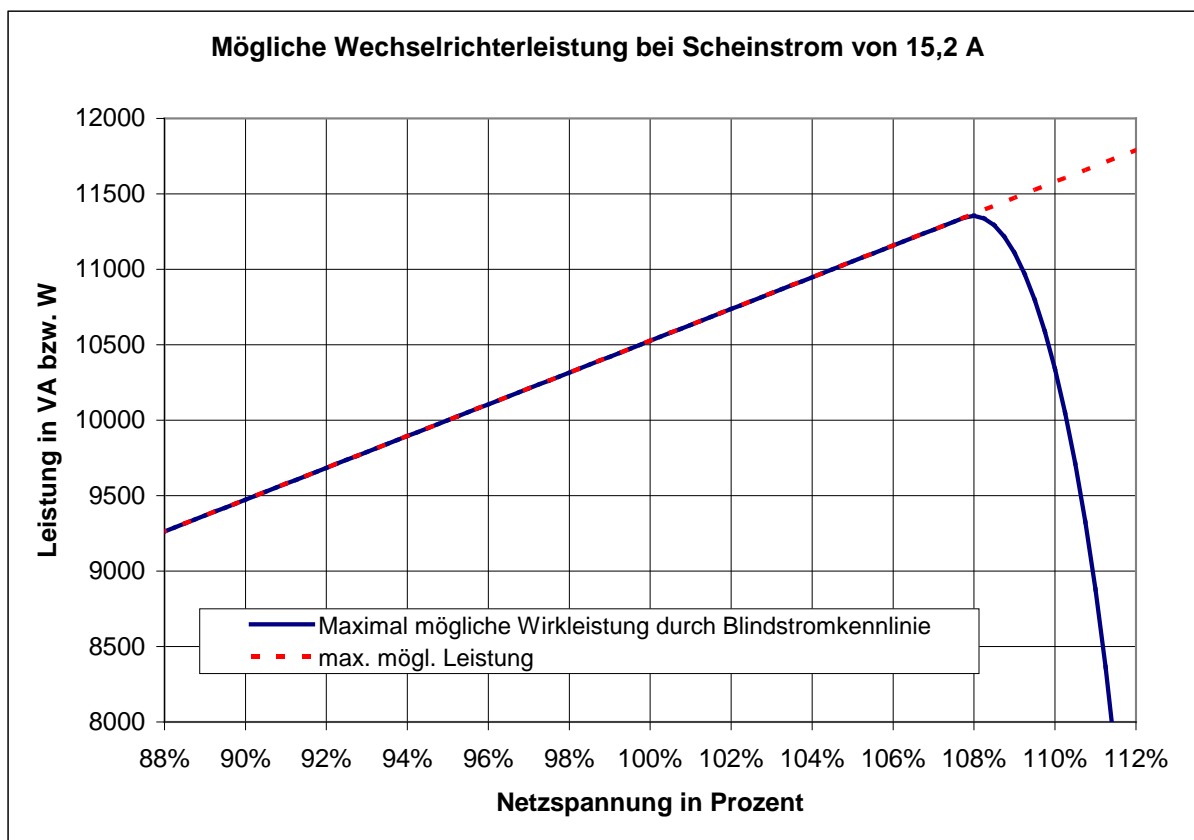


Abbildung 13: Mögliche Einspeiseleistung bei einem Scheinstrom von 15,2 A je Phase

3.2.5 Anwendung des $\Delta U \leq 3\%$ Kriteriums bei Verwendung der Kennlinie

Derzeit erfolgt die Berechnung der Spannungsanhebung zur Einhaltung des 3%-Kriteriums anhand eines konkreten Lastfalles und der vorliegenden Spannung. Da die Spannung an der Mittelspannungsseite in der Regel nicht bekannt ist und auch die Verbraucherlastschätzung in der Niederspannung nicht wirklich möglich ist, wird in den meisten Fällen die Bemessungsspannung (400 V) und keine Verbraucherlast angesetzt. Die Einspeisung wird mit Ihrer Bemessungsleistung und $\cos(\varphi) = 1$ angenommen.

Bei Verwendung der Blindstromanteil-Spannungskennlinie und eines dimensionierungsrelevanten maximalen Strombetrages I_s der Einspeiseanlage stellt dieses Szenario nicht den für die Einhaltung des $\Delta U \leq 3\%$ Kriteriums maßgeblichen Fall dar. Stattdessen sollte der kritische Fall nachgebildet werden, wie er in Kap. 3.2.1 erläutert ist.

Hierbei wird die Spannung an der Oberspannungsseite des Transformators zu $107\% U_C$ angenommen so dass bei Erreichen der Grenze $\Delta U = 3\%$ der eigentlich maßgebliche Spannungsgrenzwert an einem Knoten von $110\% U_C$ nicht überschritten wird. Unter anderem wegen des Längsspannungsfalls am Transformator kann davon ausgegangen werden, dass der mittlere Verschiebungsfaktor aller Einspeiser mit Blindstromanteil-Spannungskennlinie ca. $\cos(\varphi) = 0,96_{\text{ind}}$ beträgt (siehe Abschnitt 3.2.3).

Die Nachbildung der Einspeiser sollte als Stromquelle mit ihrem angegebenen Scheinstrom I_s und einer Phasendrehung von Strom und Spannung von $\varphi_{UI} = -16^\circ = -\arccos(0,96)$ erfolgen.

Eine Nachbildung der Verbraucherlast ist denkbar. Es ist jedoch nur die minimale, bei Einspeisung vorhandene Verbraucherlast anzusetzen. Diese ist von der Charakteristik des Einspeisers abhängig.

- Bei BHKW, Wasserkraft, Biomasse und ähnlichen Anlagen, welche zu jeder Tageszeit die Möglichkeit der Einspeisung haben, kann nur die Grundlast sowie ab 10 Haushalten der Personenunabhängige Verbrauch angesetzt werden welcher ca. 150 W je Haushalt beträgt [SCH-02]. Im Vergleich mit der typischen Netzbelastbarkeit von einigen Kilowatt je Hausanschluss ist dies nahezu vernachlässigbar.
- Bei der durch den Sonnengang vorgegebenen zeitlichen Begrenzung der Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen ergibt sich eine höhere Korrelation zwischen Verbrauch und Einspeisung. Da der Verbrauch von wenigen Haushalten jedoch nicht vorhersehbar ist und nur die minimale zu erwartende Einspeiseleistung verwendet werden kann, kann nach bisher unveröffentlichten Berechnungen des Fachgebiets für Elektrische Energieversorgungsnetze der TUM ab ca. 50 Haushalten eine Verbraucherlast in der Größenordnung von 300 W je Haushalt angenommen werden.

Aufgrund der unsicheren Datenlage bei der Anrechnung der Verbraucherlast und den geringen zu erwartenden Auswirkungen sollte vorerst auf deren Berücksichtigung verzichtet werden.

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

Die Berechnung nach dieser Methodik ist relativ einfach durchzuführen.

- Die Kenntnis der Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt ist durch die Vorgabe der Netzspannung an der Transformator-Oberspannungsseite nicht erforderlich.
- Die Berücksichtigung der Verschiebungsfaktoren und der verschiedenen R/X Verhältnisse erfordert eine Berechnung der Spannungen mittels komplexer Rechnung.
- Durch die Verwendung des maximalen Einspeisestromes statt der Leistung ist eine direkte Berechnung der Lastflüsse im Netz möglich und es ist kein iteratives Verfahren erforderlich. Eine Implementierung der Berechnung ist in allen gängigen Tabellenkalkulationsprogrammen (Microsoft Excel, OpenOffice Calc etc.) möglich.

3.2.6 Auswirkungen der Blindstromanteil-Spannungskennlinie

Zur Plausibilisierung der getroffenen Aussagen wurden Simulationen in den auf Basis der statistischen Netzanalyse [KER-08a] entwickelten Referenznetzen durchgeführt. Bei allen Berechnungen wurde eine identische Einspeiseleistung an jedem Hausanschluss angenommen. Diese wurde so lange erhöht, bis die jeweilige Spannungsgrenze ($\Delta U < 3\%$ bzw. $U_{\max} = 110\%$) erreicht wurde. Die Berechnungen wurden mittels einer komplexen Lastflussrechnung durchgeführt. Es wurden keine vereinfachenden Annahmen bezüglich der Kabelkapazitäten oder der komplexen Rechnung getroffen. Auch die Spannungsabhängigkeit des Einspeisestromes von der Spannung bei vorgegebener Leistung wurde berücksichtigt.

In Abbildung 14 ist das Spannungsfalldiagramm eines Netzstrahles in einem Landnetz von der Niederspannungssammelschiene des Transformators bis zum letzten Hausanschluss dargestellt. Die Abzweigungen von der Hauptlinie stellen die Hausanschlussleitungen dar. Die Spannung an der Oberspannungsseite des ON-Transformators wurde bei 1,07 p.u. konstant gehalten. Die Einspeiseleistung aller Anlagen wurde beim jeweiligen $\cos(\varphi)$ so weit erhöht, bis die maximale Netzspannung $110\% U_C$ erreichte.

Im vorliegenden Beispiel konnte durch einen Verschiebungsfaktor aller Anlagen von $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{ind}}$ die maximale Einspeiseleistung von 8,3 kW je Hausanschluss auf 13,75 kW je Hausanschluss erhöht werden. Dies entspricht einer um 65 % größeren Einspeisung als beim Fall ohne Blindleistungsbezug. Dass die Spannung an der Niederspannungssammelschiene trotz des größeren Lastflusses abnimmt, liegt am Blindleistungsbezug durch die Umrichter, welcher, wie in Kap. 2.2.2.2 beschrieben, vor allem an der Transformatorlängsreaktanz Spannungsabfälle verursacht. Die Steilheit der Spannungsfallkennlinie wird bei erhöhtem Lastfluss dennoch größer, da der durch den Wirklastfluss hervorgerufene Spannungsabfall an der Leitung nicht vollständig durch die zusätzlichen Blindlastfluss kompensiert werden kann. ($R_L/X_L \sim 2,5$). (Anm.: Für einen mittleren $\cos(\varphi) = 0,95$ aller Anlagen müssen bei einer spannungsabhängigen Kennlinie einzelne Umrichter kleinere Werte annehmen können)

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

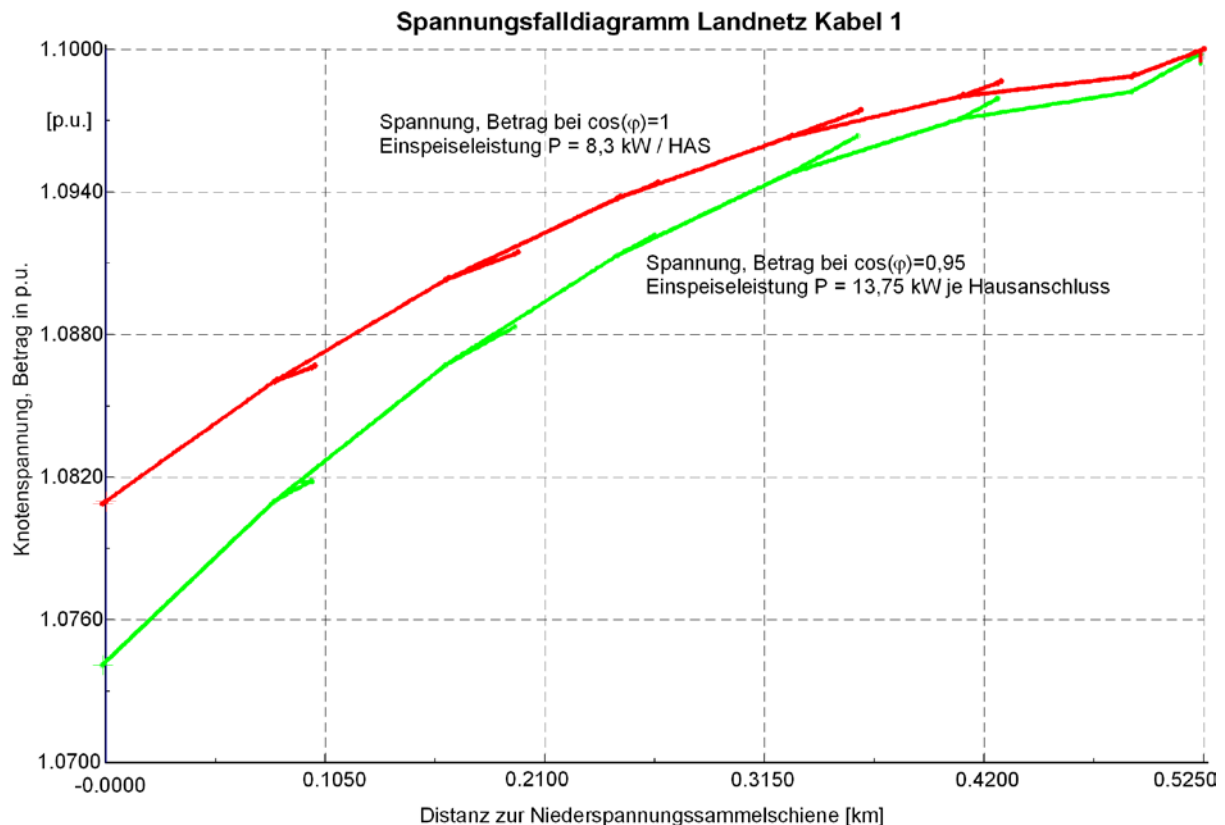


Abbildung 14: Spannungsfalldiagramm in einem Landnetz bei gleicher Einspeisung an jedem Hausanschluss und unterschiedlichen Verschiebungsfaktoren bis zum Erreichen der Netzlastgrenze ($U_{OS} = 1,07 \text{ p.u.}$)

Um diesen Effekt sowie die Auswirkung der angenommenen Spannung an der OS-Seite des Transformators bei der Berechnung des Spannungsabfalles zu veranschaulichen wurden 3 verschiedene Berechnungen in verschiedenen Referenznetzen der Kategorien Land, Dorf und Vorstadt durchgeführt. Die Einspeisung erfolgte wiederum identisch an jedem Hausanschluss. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt.

In der ersten Spalte wird die maximal mögliche Einspeiseleistung bei der konventionellen Annahme einer Einspeisung mit $\cos(\varphi) = 1$ und $100 \% U_C$ an der Oberspannungsseite des ON-Transformators ermittelt. Die Werte liegen je nach Netz im Bereich zwischen $3,1$ und $8,7 \text{ kW je Hausanschluss}$.

Durch die Berücksichtigung des geringeren Stromes bei einer Netzspannung $U_{OS} = 107 \% U_C$ erhöht sich die mittlere mögliche Einspeiseleistung um ca. $6-7 \%$ (Spalte 2).

Wird bei einer Netzspannung $U_{OS} = 107 \% U_C$ eine Blindleistungseinspeisung durch die Erzeugungsanlagen mit $\cos(\varphi) = 0,96_{ind.}$ entsprechend dem Vorschlag nach Kap. 3.2.5 angenommen, so erhöht sich die mittlere mögliche Einspeiseleistung bis zum Erreichen der $110 \% U_C$ (dies entspricht eine Spannungserhöhung von $\Delta U = 3 \%$) um 59% gegenüber den ursprünglichen Werten. Zu beachten ist, dass bei den mit „*“ gekennzeichneten Werten eine Belastung des ON-Transformators über seiner Bemessungsscheinleistung auftritt (max. 122%). Dies ist bei PV-Anlagen aufgrund

3. Blindstrombereitstellung durch Einspeiseanlagen

ihrer Charakteristik unproblematisch [KER-08b], nicht jedoch bei anderen Einspeiseanlagen. Wird die Grenze bei 100 % S_{Tr} belassen, so beträgt die Erhöhung immer noch 48 %

	Leistung je Wechselrichter $U_{OS} = 1,0 \text{ p.u.}; U_{max} = 1,03 \text{ p.u.}$ $\cos(\varphi) = 1,00$	Leistung je Wechselrichter $U_{OS} = 1,07 \text{ p.u.};$ $U_{max} = 1,10 \text{ p.u.} \cos(\varphi) = 1,00$	Leistung je Wechselrichter $U_{OS} = 1,07 \text{ p.u.};$ $U_{max} = 1,10 \text{ p.u.}; \cos(\varphi) = 0,96$
Netz 1	3,1 kW	3,4 kW	5,6* kW
Netz 2	4,6 kW	4,9 kW	7,5* kW
Netz 3	8,3 kW	8,9 kW	12,9 kW
Netz 4	4,8 kW	5,1 kW	7,0 kW

Tabelle 1: Vergleich der mittleren möglichen Leistungseinspeisung je Hausanschluss in verschiedenen Netzen bis zum Erreichen eines Grenzwertes.
(* Transformatorbelastung > 100 % S_{Tr})

In der praktischen Anwendung sind grössere Toleranzen vorhanden, welche die mögliche Mehrleistung reduzieren. Auch spielt die Anlagenverteilung im Netz eine erhebliche Rolle, wodurch im Einzelfall deutliche Abweichungen entstehen können. Die Wirksamkeit eines Blindleistungsbezuges im Niederspannungsnetz durch Beteiligung aller Anlagen ist jedoch deutlich erkennbar.

Für die vorliegenden Berechnungen wurden identische Anlagen an jedem Hausanschluss verwendet. Dabei müssen sich alle Anlagen an der Regelung beteiligen. Eine häufig angesprochene Ausnahmeregelung für Anlagen kleiner Leistung würde in diesem Fall dazu führen dass sich entweder alle oder keine Anlagen an der Regelung beteiligen.

In realen Netzen sind zwar Anlagen verschiedener Leistung vorhanden, die Verteilung hängt jedoch stark vom vorhandenen Dachflächenpotential ab. In Vorstadtnetzen beträgt das mittlere Dachflächenpotenzial ca. 10 kW je Hausanschluss [KER-06]. Eine Ausnahme der Blindstrombereitstellung für Anlagen kleiner 10 kW würde dazu führen, dass sich in solchen Netzen kein nennenswerter Blindstrombezug und damit keine absenkende Wirkung auf die Netzspannung einstellt.

4 Verhalten im Fehlerfall

4.1 Dynamische Netzstützung

Eine dynamische Netzstützung, wie sie in der Mittelspannungsrichtlinie gefordert ist, wird nicht empfohlen, da es durch die Einspeisung in den Fehlerort zu Problemen bei der Lichtbogenlöschung kommen kann. Diese Problematik ist durch eine Behandlung des gesamten Niederspannungsnetzknötens als Einspeiseknoten in die Mittelspannung und entsprechende Ausrüstung mit Schutzgeräten oder eine Verteilung der Schaltfunktion auf die Niederspannungseinspeiser durch eine Kommunikation lösbar.

Da derzeit noch kein Bedarf für eine dynamische Netzstützung besteht und die Einrichtung eines solchen Systems mit hohen Kosten verbunden ist, sollte von einer Blindstromeinspeisung im Fehlerfall abgesehen werden. Ob sich dies bei einem weiteren Ausbau ändert, sollte in weiteren Untersuchungen abgeklärt werden.

4.2 Spannungsabweichung

Die Forderung der Netztrennung bei $U/U_C \leq 80\%$ (VDE-0126-1-1) erscheint zweckmäßig, da ein zweipoliger Fehler im Mittelspannungsnetz bei typischen Ortsnetztransformatoren der Schaltgruppe Dyn5 zu einem Spannungseinbruch auf nur 80 % auf einer Phase im Niederspannungsnetz führen kann. Eine Einspeisung in den Fehlerort könnte zudem die Löschung des Lichtbogens bei einer Kurzunterbrechung verhindern.

Durch solche Fehler bedingte Ausfälle beziehen sich meist auf einen Teil eines Mittelspannungsnetzes. Die verlorene Leistungseinspeisung durch Niederspannungseinspeiser bzw. eine Wiedereinspeisung des Teiles sollte aufgrund der hohen Kurzschlussleistung des überlagerten Netzes keine größeren Probleme bereiten.

Überlegt werden sollte, ob eine schnelle Wiedersynchronisierung und Einspeisung mit der vorhergehenden Leistung der Umrichteranlagen nach der Abschaltzeit oder KU-Unterbrechungszeit zweckmäßig ist. Der Vorteil wäre eine rasche Wiederherstellung des ursprünglichen Lastflusses und damit des Spannungsniveaus im Netz, was häufige Umschaltungen am Stufensteller der Mittelspannungseinspeisung verhindern könnte.

Bei Überschreitung einer Spannung am Netzanschlusspunkt² von $U/U_C \geq 110\%$ liegt ein gestörter Netzbetrieb vor. Hier wird empfohlen, die Wirkleistung zu reduzieren und die maximal mögliche induktive Blindleistung zu beziehen um die Spannung in den normalen Betriebsbereich zurück zu bringen (vgl. Kap. 3.2.1).

Bei Überschreitung der Spannung über einen bestimmten Zeitraum (z.B. 5 Min) sollte auch im Fall einer Stabilisierung, z.B. durch einen Blindstrombezug nach Kap. 3.2.2, eine Abschaltung erfolgen. Die Wiedereinspeisung sollte erst erfolgen, wenn

² Der Spannungsfall an der Zuleitung bis zur Messeinrichtung (Anlage) ist zu kompensieren.

4. Verhalten im Fehlerfall

die Netzspannung über mindestens den doppelten Abschaltzeitraum (z.B. 10 Min) im vorgeschriebenen Spannungsband bleibt.

4.3 Frequenzabweichung

Abweichungen in der Netzfrequenz resultieren aus einer Leistungsdifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Frequenzhaltung wird von der Primär- und Sekundärregelung der Kraftwerke vorgenommen und tritt bei größeren Abweichungen auf, in der Regel durch Ausfälle von großen Einspeise- oder Verbrauchereinheiten, sowie bei Netzfehlern, wenn eine Inselnetzbildung droht bzw. erfolgt ist. [UCT-07].

Abweichungen der Netzfrequenz sind in der Regel überregionale Phänomene. Grundsätzlich ist bei Frequenzen $f > 50$ Hz ein Überangebot an Wirkleistung im Gesamtnetz vorhanden [WAG-95].

Eine Abschaltung von Einspeisungen unterstützt grundsätzlich die Rückführung der Frequenz durch die Sekundärregelung in den erwünschten Bereich. Es ist auch zweckmäßig, bei einer Frequenzanhebung zuerst die kleinen Einheiten vom Netz zu nehmen, um den Regeleinfluss der Großkraftwerke zu stärken. Derzeit führt eine Überfrequenz $f > 50,2$ Hz nach der VDE 0126-1-1 zu einer gleichzeitigen Abschaltung aller Einspeisanlagen im Niederspannungsnetz. Geht man davon aus, dass bis 2020 in den deutschen Niederspannungsnetzen Einspeiseleistungen von 10 GW [BMU-08] und mehr integriert werden, so kann eine gemeinsame Abschaltung dieser Einspeiseleistungen zu einer ungewollten Anregung des Netzes und daraus resultierenden Stabilitätsproblemen führen.

Es wird daher empfohlen, keine harte Abschaltung von Erzeugungsanlagen vorzusehen, sondern die Mechanismen aus der Mittel- und Hochspannungsrichtlinie prinzipiell zu übernehmen [BDE-08; EON-06; VDN-07b].

Dies könnte beispielhaft erfolgen, indem bei einer Überschreitung von 50,2 Hz die momentane Einspeiseleistung registriert wird. Die Einspeiseleistung bezogen auf diesen Punkt wird frequenzabhängig mit einer Leistungsänderung $\Delta P = -77$ %/Hz reduziert, so dass der Punkt an dem keine Leistung mehr eingespeist wird, mit dem Punkt der Netztrennung aller Kraftwerke bei 51,5 Hz übereinstimmt (Abbildung 15).

Hintergrund für die steilere Kennlinie als in der Mittelspannungsrichtlinie ist, dass es in einem kritischen Netzzustand, welcher bei Überschreitung dieser Frequenz vorliegt, zweckmäßig erscheint, möglichst viel Regeleinfluss auf die Großkraftwerke zu übertragen. Zu diesem Zweck sollten die Umrichteranlagen in der Niederspannung auch mit einem schnelleren Leistungsgradienten als in der Mittelspannung (10 % P_{AV} /Minute) den neuen Punkt anregen. Die Abregelung sollte deutlich schneller als die Primärregelung erfolgen, um diesen Prozess nicht zu stören. Eine ungedämpfte Anregung ist jedoch auch kritisch zu sehen, da dies ebenfalls zu unerwünschten Pendelungen führen könnte. Eine Reduktion könnte im Bereich von (50 % P_{AV} /Minute) liegen.

Die Wirkleistung darf erst bei Rückkehr der Frequenz auf einen Wert von $f \leq 50,05$ Hz wieder gesteigert werden, solange die aktuelle Frequenz 50,2 Hz nicht überschreitet [EON-06, VDN-07b]. Der Unempfindlichkeitsbereich muss kleiner

4. Verhalten im Fehlerfall

10 mHz sein. Die Leistungssteigerung der Kraftwerke in der Niederspannung muss ebenfalls zeitlich begrenzt werden, um die Frequenzhaltung nicht unnötig zu stören.

Eine langsame Steigerung von 10% P_{AV}/min oder weniger ist denkbar. Die Werte sind jedoch in jedem Fall mit den Autoritäten der Netzführung und Primär- und Sekundärregelung abzustimmen.

Die Forderung der Netztrennung bei $47,5 \text{ Hz} \geq f \geq 51,5 \text{ Hz}$ entspricht der aller Kraftwerke im UCTE Netz und dient dem Schutz von Netz und Anlage.

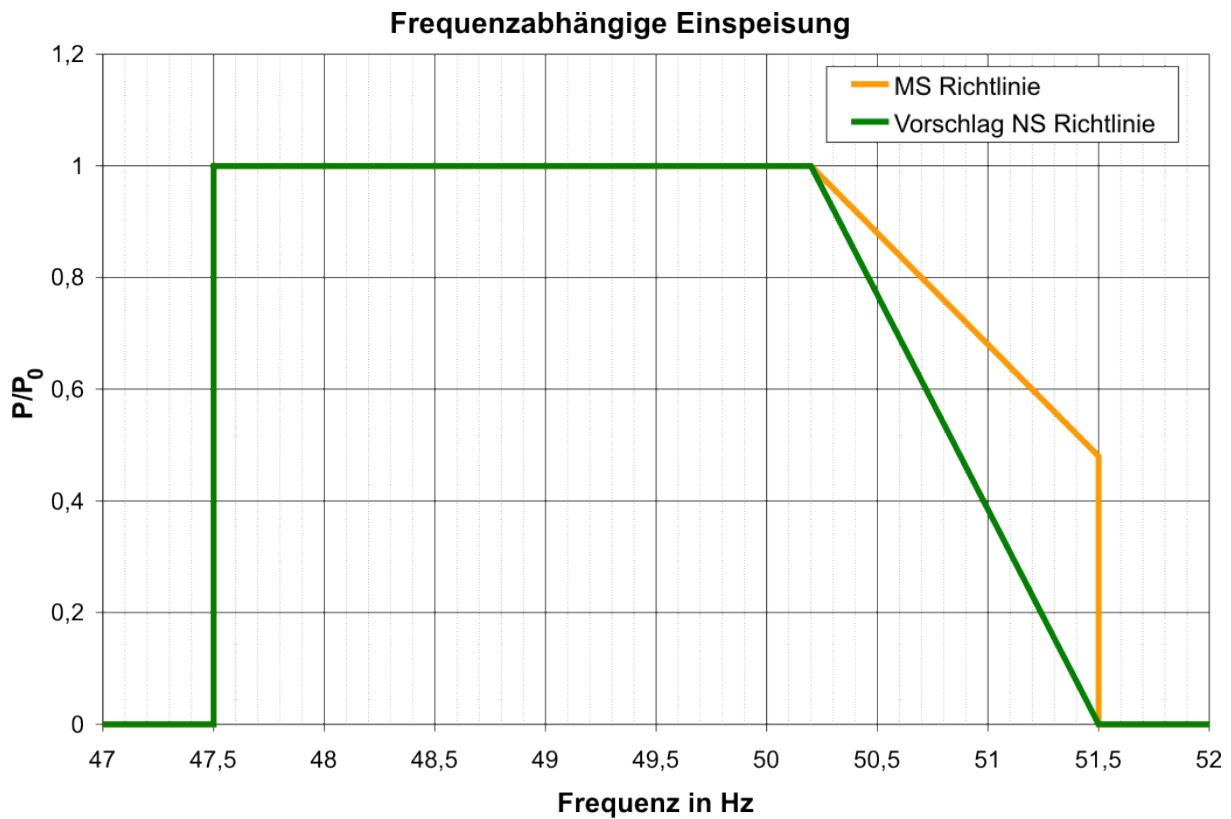


Abbildung 15: Beispielkennlinien für die Frequenz-Wirkleistungsregelung

5 Anforderungen an eine Kommunikationsschnittstelle

In der Hoch- und Mittelspannung wird eine Schaltbarkeit von Einspeiseanlagen gefordert. Es wird daher überlegt in wie weit eine entsprechende Forderung auch für Einspeiseanlagen in der Niederspannung sinnvoll ist.

5.1 Information

Ein Hauptziel einer Kommunikationsanbindung ist die Bereitstellung von Anlageninformationen nach aussen. Dies dient dem Anlagenbetreiber zur Kontrolle und Optimierung seiner Anlage. Zu diesem Zweck bieten die meisten Hersteller schon jetzt leistungsfähige Kommunikationsanbindungen. Viele Einspeiseanlagen führen jedoch auch eine kontinuierlich Messung von Netzgrößen durch, um die Anforderungen aus dem Netzschutz (VDE 0126-1-1) erfüllen zu können. Diese Informationen können dem Netzbetreiber zur Erkennung von kritischen Netzzuständen, Engpässen oder auch der Abrechnung dienen. Relevant ist hier vor allem die eingespeiste Leistung, die zugehörige Netzspannung und der Zeitpunkt.

Damit ist es möglich, die Netzberechnung mit den realen Netzzuständen abzugleichen und die Auslastung des Netzes zu ermitteln. Eine Speicherung aller Messdaten ist für diesen Zweck nicht erforderlich. Es ist nur der auslegungsrelevante, kritische Netzzustand zu erfassen. So sollte zum Beispiel eine Aufzeichnung erfolgen, wenn eine Blindstrombereitstellung gefordert wird oder eine Einspeisebegrenzung durch Über-/Unterfrequenz auftritt.

Diese Protokollierung würde Anlagen- und Netzbetreibern gleichermaßen hilfreich sein. Der Anlagenbetreiber wird informiert, ob bzw. wann und wie häufig eine Regelanforderung aufgetreten ist. Erhält der Netzbetreiber die Information, dass kritische Netzzustände vorliegen, kann er mit der Ursachenforschung beginnen oder im anderen Fall vielleicht auf aufwendige Netzberechnungen verzichten.

Bei einer Beschränkung der Datenerfassung auf diese Zeitpunkte könnten die Anforderungen an den Datenschutz bei der Übermittlung und Speicherung der Daten geringer sein als bei der Übermittlung abrechnungsrelevanter Daten.

Die Übertragung von solchen Daten ist nicht zeitkritisch. Ähnliche Anforderungen existieren für die bereits entwickelte Technik der fernablesbaren Zähler. Da diese ab 2010 bei jeder Neuanlage gefordert werden [ENW-05] sollte, auf diese Technik zurückgegriffen bzw. diese erweitert werden.

5.2 Beeinflussung des Netzes

Ein weiteres Ziel, das durch Kommunikation erreicht werden kann, ist die aktive Netzbeeinflussung durch den Netzbetreiber. Gründe hierfür sind:

- Netz- und Anlagenschutz
- Lastflusssteuerung

Der Netz- und Anlagenschutz dient dazu, Schalthandlungen in kritischen Netzzuständen vorzunehmen bzw. für eine sichere Abschaltung der Einspeisung zu sorgen.

Ziel der Lastflusssteuerung ist es, optimale Korrelation von Verbrauch und Einspeisung zu erreichen. Damit werden zum einen Netzverluste vermieden, andererseits kann mehr Einspeiseleistung integriert werden, da sich kritische Netzzustände vermeiden lassen. Dadurch sind eine Erhöhung der Netzausnutzung und eine Kostenersparnis realisierbar.

Abhängig vom angestrebten Wirkungsbereich der Beeinflussung werden unterschiedliche Anforderungen zum Erreichen dieser Ziele an Niederspannungseinspeiseanlagen gestellt.

5.2.1 Lokale Beeinflussung (Niederspannung)

Zur Verhinderung der Einspeisung bei Wartungs- und Reparaturarbeiten wurden bisher eine dem Netzbetreiber zugängliche Freischaltstelle bzw. geeignete Schutzmechanismen in der ENS gefordert (VDE 0126-1-1). Mit einer sicheren Kommunikationsverbindung könnte diese Abschaltung auch von aussen erfolgen. Die Abschaltung und die Erkennung des Netzzustandes müssen weiterhin sichergestellt sein. Eine Möglichkeit wäre ein periodisch ausgesandtes Signal aus der Transformatorstation, das ein gesundes Netz signalisiert. Entfällt dieses Signal aus einem Grund, so trennen sich die Anlagen vom Netz. Eine Abschaltung ist somit sichergestellt.

Soll eine Lastflusssteuerung im Niederspannungsnetz durch die Regelung der Erzeugungseinheiten erfolgen, so muss deren Wirk- und Blindleistung feinstufig, optimalerweise kontinuierlich regelbar sein.

Bei einer verteilten Einspeisung ist für eine gezielte Lastflusssteuerung eine leistungsstarke Kommunikation erforderlich, welche die Erfassung des momentanen Netzzustandes und eine zeitnahe Übermittlung der zu treffenden Massnahmen an die Einspeiser ermöglicht.

Solche Techniken befinden sich derzeit im Entwicklungsstadium [EEN-09]. Eine Anwendung für die aktuelle Richtlinie wird daher nicht empfohlen

5.2.2 Regionale Beeinflussung (Mittelspannung)

Wie in Kap. 4 beschrieben sind bei einem weiteren Ausbau der Einspeisung irgendwann die Niederspannungsnetzknotten der Mittelspannungsnetze als Einspeiseknotten zu betrachten. Mittels einer geeigneten Kommunikation könnte dabei von Leistungsschaltern abgesehen werden und die Schutzfunktion auf die vorhandenen Schaltmöglichkeiten der Einspeiser in der Niederspannung übertragen werden.

Zur Beeinflussung des Lastflusses in der Mittelspannung ist es nicht erforderlich, jede Anlage in der Niederspannung individuell anzusteuern. Als kleinste Regelgrösse ist hier ein einzelnes Niederspannungsnetz zu betrachten. Daher ist nur ein Ein-Aus-Signal für alle Niederspannungseinspeiser erforderlich. Eine Ansteuerung in Stufen ist optional.

Für die Kommunikation ist keine gesicherte Verbindung zu jeder einzelnen Einspeiseanlage erforderlich. Eine Ansteuerung in Gruppen ist ausreichend.

5.2.3 Überregionale Beeinflussung in der HS-Ebene

Eine Beeinflussung der Hochspannungsebene durch Niederspannungseinspeiser ist erst durch eine gemeinsame Reaktion einer sehr hohen Zahl von Einspeiseanlagen möglich (vgl. Kap. 4.3). Aufgrund der erwarteten Ausbauszenarien [BMU-08] sollte jedoch auch hier eine Einflussmöglichkeit überlegt werden. Grundsätzlich sind Anlagen grösserer Leistung zwar effektiver als Niederspannungsanlagen, aufgrund der höheren Anforderungen sind diese jedoch auch besser kontrollierbar. Daher sollten in kritischen Netzsituationen zuerst Niederspannungseinspeiser vom Netz genommen werden.

Ob die von der UCTE gewünschte Ansprechbarkeit der Anlagen [UCT-07] durch eine geeignete frequenzabhängige Kennlinie abgedeckt werden kann, ist zu überprüfen. Wird eine Ansprechbarkeit von Niederspannungsanlagen für die anderen Wirkungsbereiche realisiert, so genügt diese auch für das Hochspannungsnetz. Daher sollte eine Ansprechbarkeit aus der Hochspannung als Option enthalten sein.

5.3 Zusammenfassung

Für die Bereitstellung von Informationen sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für den Netzbetreiber sollte eine Anbindung an die Kommunikationsstandards der fernablesbaren Zähler vorgesehen werden. Damit ist standardisierter, gemeinsamer Fernzugriff gewährleistet und es können herstellerunabhängige Methoden zur Datenauswertung verwendet werden. Da diese Informationsbereitstellung sowohl Netz- wie auch Anlagenbetreibern dient, wird eine Realisierung empfohlen.

Konkrete technische Realisierungen zur Kommunikation mit Niederspannungseinspeisern für den flächendeckenden Einsatz sind derzeit nicht vorhanden. Diese müssen entsprechend den Anforderungen entwickelt und in den Netzen installiert werden.

5. Anforderungen an eine Kommunikationsschnittstelle

Aus diesem Grund wird empfohlen, zwischenzeitlich von einer gezielten Lastflusssteuerung in der Niederspannungsebene abzusehen. Eine Anforderung zur gezielten Ansteuerung einzelner Einspeiser bzw. einer direkten Rückmeldung derselben ist damit nicht gegeben.

Ein Ein-Aus-Signal kann als Ersatz bzw. Ergänzung zur manuell zugänglichen Freischaltstelle bzw. Inselnetzerkennung etc. dienen. Ansprechmöglichkeiten wären eine für den Informationsaustausch gegebene Busverbindung, oder ein geschalteter Eingang. Da alle Einspeiser im Niederspannungsnetzgebiet gemeinsam angesprochen werden und kein Rückkanal erforderlich ist, könnte die Übertragung z. B. durch die Anpassung folgender Technologien gelöst werden:

- Erweiterung der Datenverbindung zu den fernauslesbaren Zählern für schnelle „Broadcast-Übertragungen“
- Erweiterung von vorhanden Rundsteuersignalen

Sollte in Zukunft eine Beeinflussbarkeit aus der Mittel und Hochspannung erforderlich werden, so könnte ein solches System entsprechend erweitert werden. Die entsprechende Implementierung eines solchen Ein-Aus-Signales wird daher empfohlen.

6 Datenumfang für den Netzanschluss von PV-Anlagen

In diesem Abschnitt werden die, für das Anschlussverfahren und den Betrieb notwendigen bzw. sinnvoll zu erhebenden Daten zusammengefasst. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen über eine Blindstromkennlinienregelung nach Kap. 3.2.2 sowie einer Frequenz-Leistungskennlinie nach Kap. 4.3 verfügen.

Es werden nur die Daten genannt und begründet, welche für ein Anschlussverfahren dieser oder weiterer Anlagen im Netzgebiet als relevant erachtet werden. Auf Daten für die Abrechnung, den Anlagenschutz oder den Betrieb (z.B. Baujahr, Zugängliche Freischaltstelle, Betreiber, Abnahmedatum, etc.) wird nicht weiter eingegangen.

Nr.	Größe	Einheit
1	Anlagenstandort bzw. Netzverknüpfungspunkt	
2	Anlagenleistung (Modulleistung)	kW _p
3	Wechselrichterbemessungsstrom	A
4	Ausrichtung der Module bzw. deren Normalvektor (Drehung $\pm 2,5^\circ$, Neigung $\pm 2^\circ$)	Grad

Tabelle 2: Vorgeschlagener Umfang der Datenerhebung von PV-Anlagen

In Tabelle 2 wird vorgeschlagen die Anlagenleistung und den Wechselrichterbemessungsstrom aufzunehmen. Für den Netzanschluss ist der kleinere der beiden Werte zu verwenden, da diese die jeweilige Leistungsabgabe in das Netz begrenzt.

Ist, entsprechend der empfohlenen Dimensionierung der Wechselrichterhersteller (vgl. Kap.7 – Frage 10), die Wechselrichterleistung geringer als die Anlagenleistung, ist entsprechend Kap. 3.2.5 der maximale Scheinstrom maßgeblich.

Bei hohen Durchdringungen ist eine Vergleichmäßigung der PV-Einspeisespitze durch stark unterschiedlich ausgerichtete PV-Anlagen (z.B. Ost- und West-Ausrichtung) möglich. Um für diese Fälle gegebenenfalls eine Reduktion der Einspeisespitze annehmen zu können ist die Kenntnis der Ausrichtung der einzelnen Anlagen erforderlich.

Sind mehrere unterschiedlich ausgerichtete Anlagen vorhanden, sollten diese getrennt aufgenommen werden, auch wenn sie Abrechnungstechnisch als eine Anlage betrachtet werden.

Wird in der Richtlinie eine Kommunikationsschnittstelle vorgesehen, so ist zusätzlich zu dokumentieren, ob und wie auf der betreffende Anlage zugegriffen werden kann.

7 Typische Betriebsbereiche von PV-Wechselrichtern

Im Rahmen der Empfehlung wurde ein Fragebogen zu den typischen Kenngrößen von PV-Wechselrichtern zur Einspeisung ins Niederspannungsnetz erstellt. Eine Kopie des Fragebogens ist im Anhang zu finden. Die Fragen bezogen sich auf alle Wechselrichter der Niederspannungsserie, welche primär zum Netzparallelbetrieb verwendet werden. Daher sind häufig Bereiche angegeben. Der Fragebogen wurde an nahezu 14 Hersteller mit Vertrieb in Deutschland verteilt. Geantwortet haben 8 namhafte Hersteller. Dies repräsentiert zwar einen großen Anteil der PV-Wechselrichterhersteller, eine statistische Auswertung ist aufgrund der geringen absoluten Zahl nicht sinnvoll.

In den Fragen 1 und 3 wurden spezielle Betriebsbereiche abgefragt bzw. der erforderliche Aufwand zur Erweiterung des Wechselrichters für diesen Betriebsbereich.

Mögliche Nennungen waren:

1. Betrieb uneingeschränkt möglich
2. Betrieb durch einfache Anpassung bzw. geringe Folgekosten möglich (z.B. Software)
3. Betrieb nur eingeschränkt möglich (z.B. reduzierte Leistung, eingeschränkte Dynamik etc.)
4. Betrieb nur kurzzeitig möglich.
5. Nicht möglich bzw. nur durch Hardware-Änderung möglich.

1. Bis zu welchen Spannungswerten ist der Betrieb des Wechselrichters möglich. (Ausgehend von einer Bemessungsspannung von 400/230V, 50Hz)

Die Auswertung zeigt, dass alle Wechselrichter dauerhaft im Bereich von +15 % / - 10 % der Bemessungsspannung arbeiten können (Abbildung 16). Damit sind auch bei einer vollständigen Nutzung der Spannungstoleranzen nach DIN-EN 50160 von $\pm 10\% U_C$ keine Probleme zu erwarten, obwohl aufgrund des Spannungsfalles auf der Leitung vom Wechselrichter bis zum Hausanschluss eine weitere Spannungserhöhung auftritt. Ein Betrieb bis $-15\% U_C$ ist zumindest eingeschränkt möglich. Ein dauerhafter Betrieb bei $+120\% U_C$ oder $-120\% U_C$ würde bei ca. der Hälfte der Hersteller erheblichen Aufwand bedeuten. Dies ist jedoch entsprechend den genannten Empfehlungen nicht notwendig.

7. Typische Betriebsbereiche von PV-Wechselrichtern

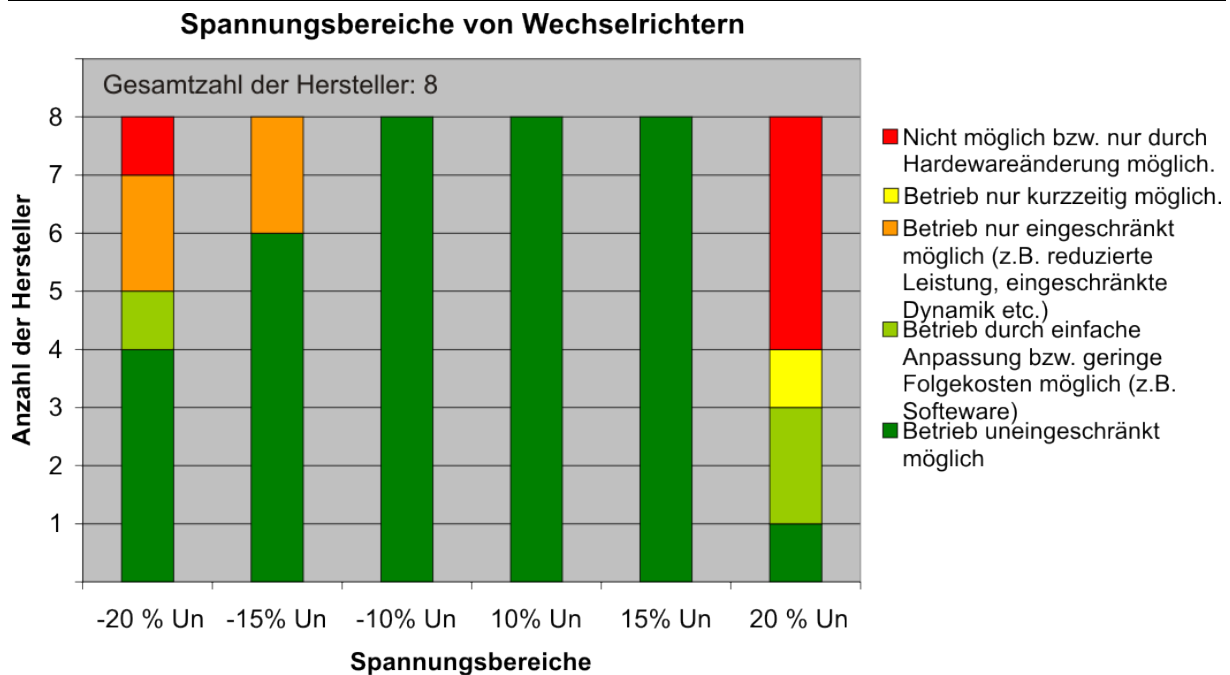


Abbildung 16: Auswertung der Spannungsbereiche von Wechselrichtern

2. Um eine konstante Leistung in das Netz einzuspeisen, steigt bei niedrigen Netzspannungen die Strombelastung. Bis zu welchem unteren Spannungswert können sie die volle Wirkleistung (Bemessungsleistung) einspeisen?

Die Auswertung zeigt, dass die Stromreserven der Wechselrichter sehr unterschiedlich bemessen sind. Bei 95 % U_c und niedriger können drei Viertel der Hersteller die volle Wirkleistung einspeisen (Abbildung 17). Für diese bedeutet die vorgeschlagene „Blindstromanteil-Spannungskennlinie“ nach Abbildung 12 keine Anpassung bezüglich der Strombelastbarkeit der Ventile (vgl. Kap. 3.2.4).

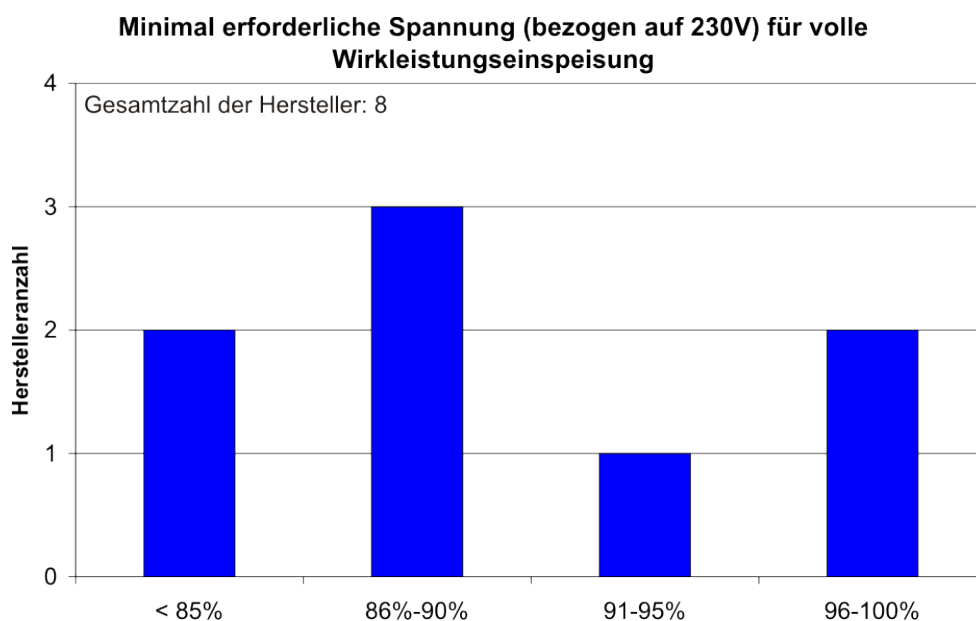


Abbildung 17: Auswertung der minimalen Spannung für Bemessungswirkleistungseinspeisung

3. Bis zu welchem Frequenzbereich könnten Ihre Wechselrichter arbeiten, wenn die Anforderungen aus dem Schutz (ENS) außer acht gelassen werden?

Ein Betrieb bei abweichenden Netzfrequenzen stellt kein großes Problem für den Wechselrichter dar. Selbst eine Erweiterung auf den extrem weiten Frequenzbereich von 45 Hz – 55 Hz erfordert nur bei zwei Herstellern Änderungen an der Hardware. Daraus kann geschlossen werden, dass eine frequenzabhängige Einspeisung nach Kap 4.3 keine größeren technischen Probleme aufwerfen würde.

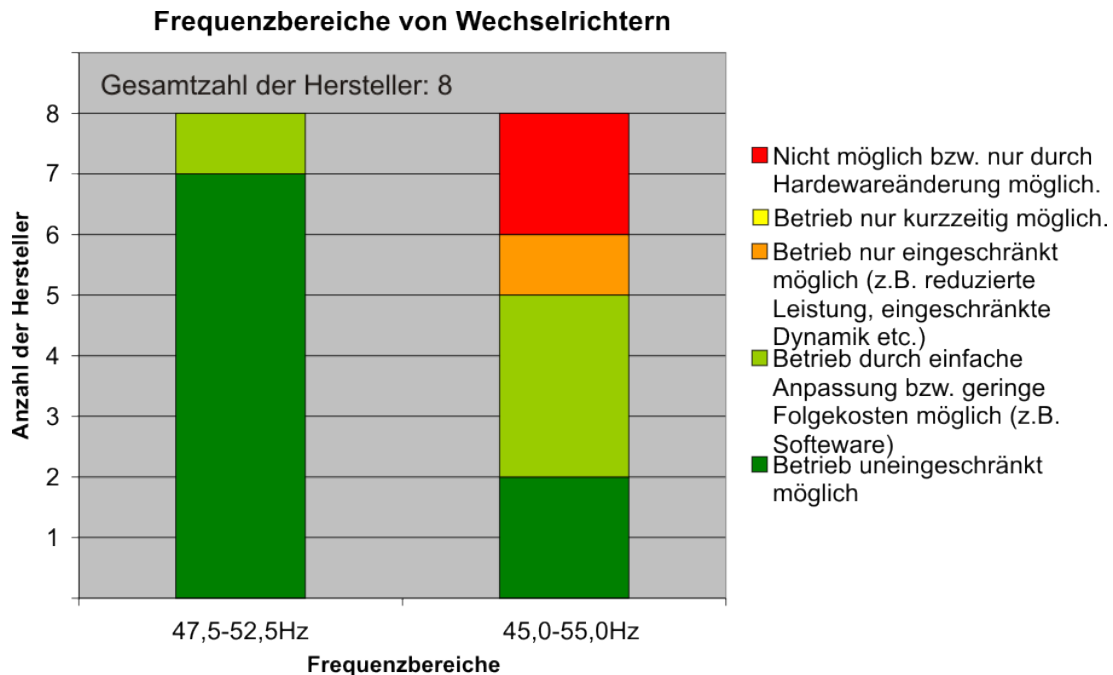


Abbildung 18: Mögliche Frequenzbereiche von PV-Wechselrichtern

4. Welche Technologie verwenden Ihre aktuellen Wechselrichterserien?

Die meisten Hersteller verwenden selbstgeführte Wechselrichter (Abbildung 19). Eine Realisierung einer Blindleistungsbereitstellung sollte hier technologisch gut möglich sein. Netzgeführte Wechselrichter mit nicht selbst abschaltbaren Ventilen (Thyristoren, Dioden, Triacs, etc.) benötigen die Netzspannung zur Kommutierung und beziehen sogenannte Kommutierungsblindleistung. Eine Bereitstellung von Blindleistung ist hier schwieriger zu realisieren.

7. Typische Betriebsbereiche von PV-Wechselrichtern

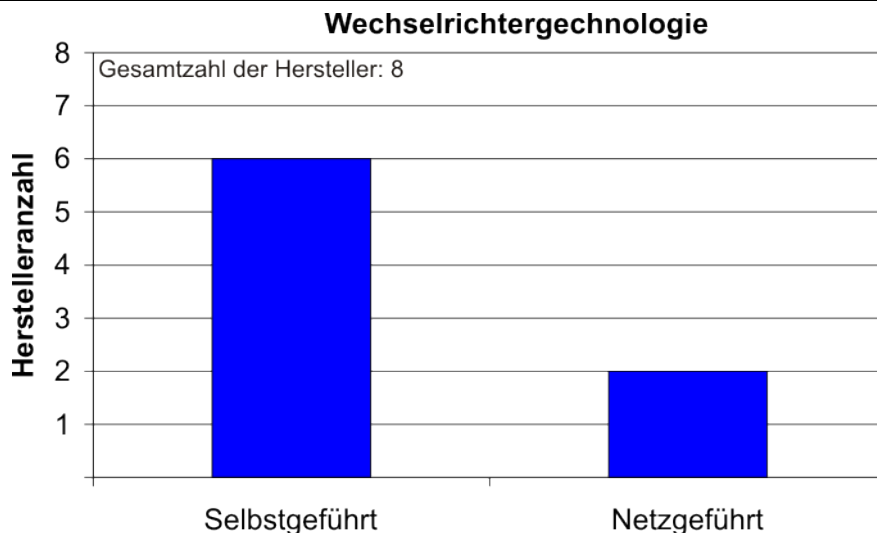


Abbildung 19: Verwendete Technologie bei PV-Wechselrichtern kleiner Leistungen

5. In welchem Bereich befinden sich die Taktfrequenzen der Ventile?

Je höher die Taktfrequenz der Ventile, desto präziser kann der Einspeisestrom der Netzspannung nachgeführt werden. Mit den hohen Taktfrequenzen von 15 kHz und mehr (Abbildung 20) sind sehr geringe Störpegel ohne nachgeschaltete Filter realisierbar. Auch ist theoretisch die Verwendung der Wechselrichter als aktives Filter für Oberschwingungen möglich [EEN-09].

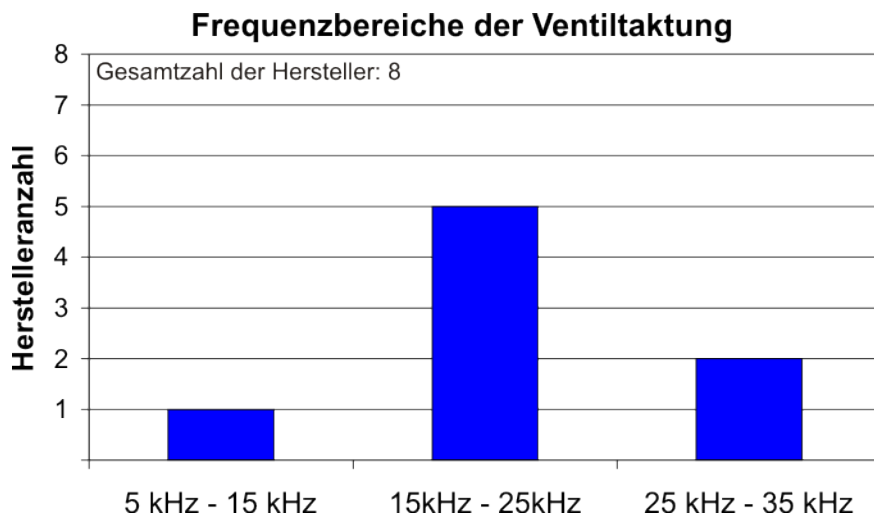


Abbildung 20: Frequenzbereiche der Ventiltaktung. Abweichende Bereiche wurden den Klasse mit der grössten Überschneidung zugeordnet.

6. In welchem Bereich befindet sich der THD?

Zur Beurteilung der Störaussendung wird die „Total Harmonic Distortion“ verwendet, welche die quadratische Summe der Oberschwingungseffektivwerte des Stromes darstellt. Die Grenzwerte sind Leistungsabhängig nach DIN-EN 61000-3-12 und DIN-EN 61000-3-2 definiert. Die Auswertung der Oberschwingungsströme erfolgt bis zur 40. Ordnung (2 kHz). Aufgrund der hohen Taktfrequenz der Ventile sind die Oberschwingungsstörpegel erwartungsgemäß gering und liegt in den meisten Fällen unter 5 % (Abbildung 21). Der minimale THD wird zwischen 0 % und 3 % angegeben, ist aber für die Netzauslegung weniger relevant.

7. Typische Betriebsbereiche von PV-Wechselrichtern

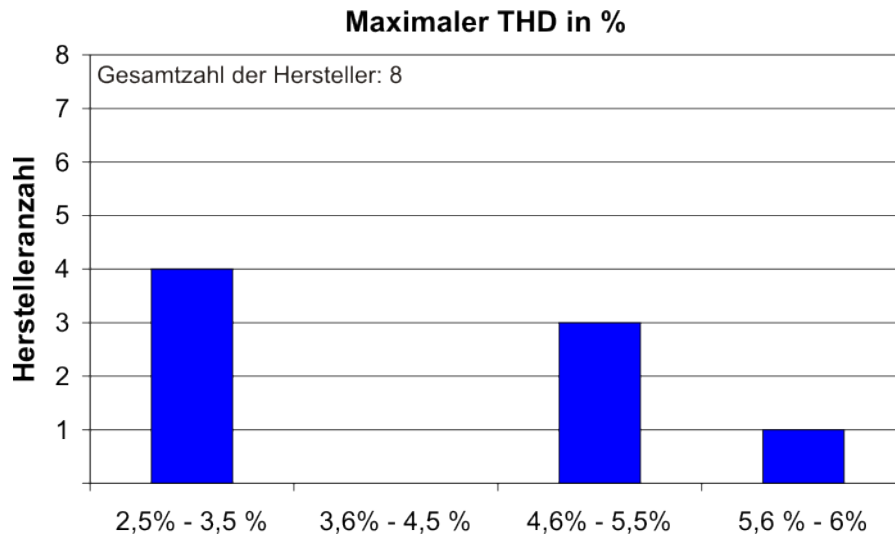


Abbildung 21: Maximaler THD aktueller PV-Wechselrichterserien verschiedener Hersteller

7. In welchem Bereich befindet sich der Europäische Wirkungsgrad Ihrer Wechselrichter?

Der Europäische Wirkungsgrad ist ein gemittelter Wirkungsgrad über den gesamten Leistungsbereich eines Wechselrichters. Die Werte von PV-Wechselrichtern liegen im Mittel bei 95,4 % (Abbildung 22). Die Grenzen liegen zwischen minimal 93 % und 98 %. Ein geforderter Blindstromanteil würde aufgrund der höheren Ströme diese Werte sicherlich reduzieren. Wird eine Blindleistungsanforderung jedoch nur wenige Stunden im Jahr gefordert, so dürften die Energieverluste gering sein.

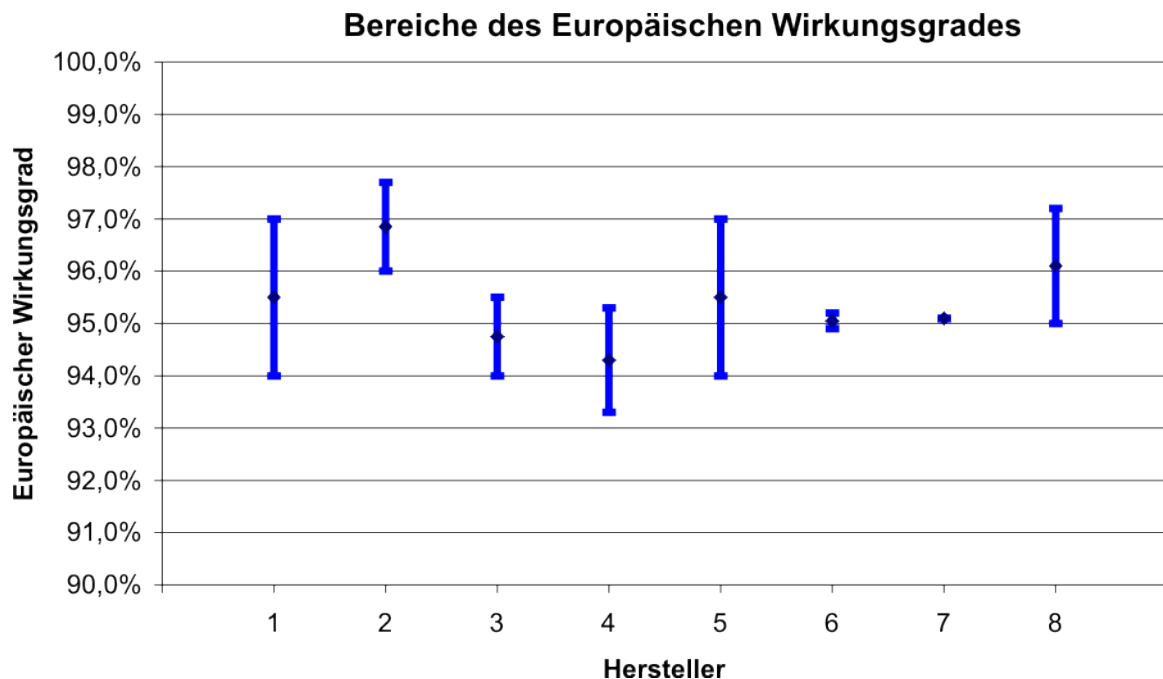


Abbildung 22: Wirkungsgradbereiche von aktuellen PV-Wechselrichterserien verschiedener Hersteller

8. Welche Technologie verwenden Sie bevorzugt zur Netzfehlererkennung der ENS?

Im aktuellen Entwurf der Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz ist die Schutzfunktion der „Netzimpedanzmessung“ entfallen [FNN-08]. Nach Abbildung 23 verwendet nur ein Hersteller die Netzimpedanzmessung als alleiniges Verfahren. Damit sollte eine Realisierung über die Messung der Phasenspannung keine großen Probleme bereiten. Davon ausgenommen sind Wechselrichter mit einer einphasigen Einspeisung ($< 4,6$ kVA), welche dann nur aus Schutzgründen 3-phasig angeschlossen werden müssten.

Ein Hersteller hat als Technologie den Schwingkreistest angeführt. Da dieser nicht in der Fragestellung enthalten war kann nicht ausgeschlossen werden, dass auch andere Hersteller diesen verwenden, dies aufgrund der Fragestellung jedoch nicht angegeben haben.

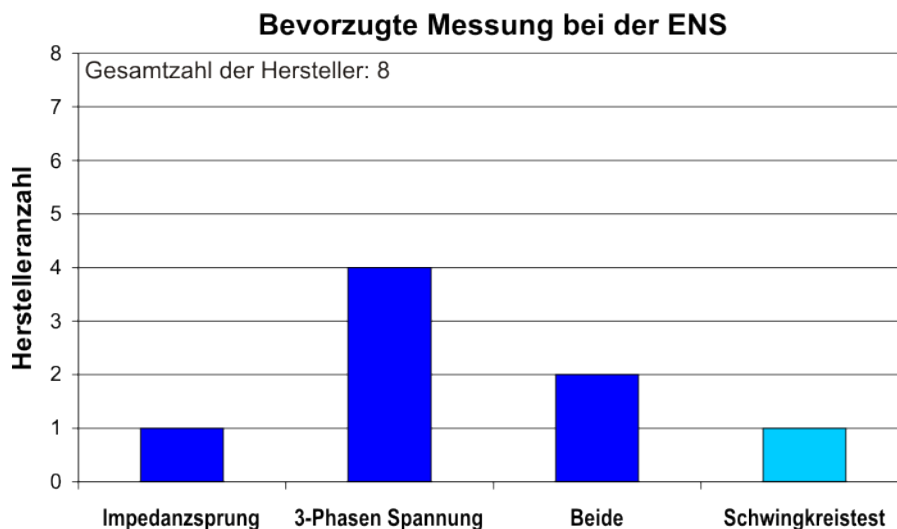


Abbildung 23: Bevorzugte Methode zur Inselnetzerkennung (ENS)

9. In der neuen Niederspannungsrichtlinie wird voraussichtlich eine Blindleistungsbereitstellung gefordert. Dadurch entstehen Mehrkosten. Was ist der Hauptgrund für diese Mehrkosten?

Aus der Umfrage ist ersichtlich, dass der erhöhte Strom am häufigsten als Problem bei der Blindleistungsbereitstellung gesehen wird (Abbildung 24). Bei Verwendung einer „Blindstromanteil-Spannungskennlinie“ nach Abbildung 12 und unter Berücksichtigung der Argumentation bei Kap. 7 - Frage 2 kann dieses Problem umgangen werden.

Da die Wechselrichter sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung aus den Kondensatoren der Gleichstromseite beziehen, werden an diese erhöhte Anforderungen gestellt. Ein einfacher Austausch der verwendeten Kondensatoren durch Kondensatoren höherer Kapazität ist aufgrund der sehr platzsparend gebauten Umrichter oft nur durch eine Veränderung des Platinenlayouts möglich. Dies betrifft nahezu die Hälfte der Hersteller.

7. Typische Betriebsbereiche von PV-Wechselrichtern

Eine grundlegende Neuentwicklung ist jedoch nur bei Topologien erforderlich, welche sich grundsätzlich nicht zu einer Blindstrombereitstellung eignen. Drei Hersteller gaben an, eine solche Topologie zu verwenden. Da diese Frage ebenfalls nicht enthalten war, ist es auch hier möglich, dass weitere Hersteller diese verwenden, es aufgrund der Fragestellung aber nicht angegeben haben.

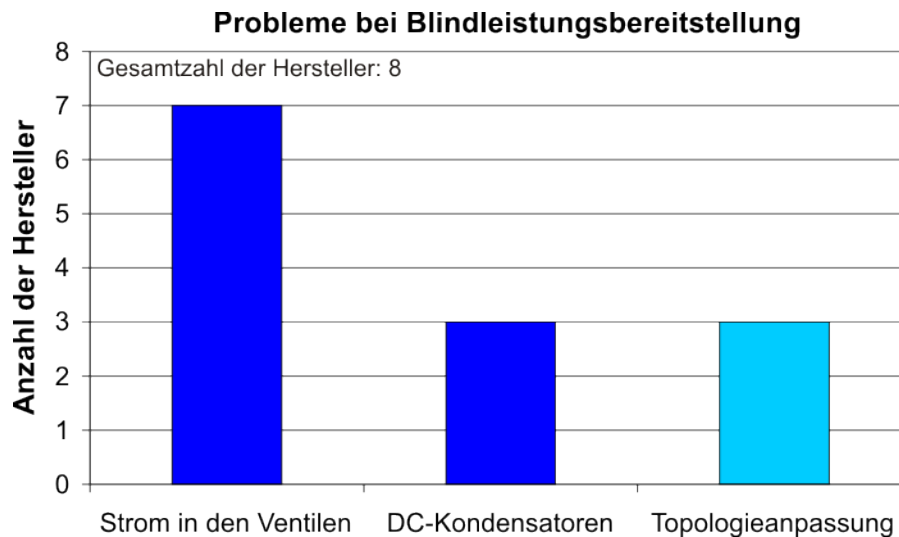


Abbildung 24: Durch die geforderte Blindleistungsbereitstellung verursachte Probleme bei PV-Wechselrichtern (Mehrfachnennungen möglich)

10. Es wird oft argumentiert, dass in Deutschland die PV-Module mit ihrer Nennleistung (Peakleistung) in Summe grösser ausgelegt werden sollen als die Wechselrichterleistung um ein Kosten/ Nutzen Optimum zu erreichen. Wie empfehlen Sie die Auslegung für Ihre Kunden?

Bei bisherigen Berechnungen wurde ein Verhältnis von $P_{PEAK}:P_{WR} = 1,10$ zugrunde gelegt. Allerdings beruhten diese Angaben auf Aussagen von einzelnen Herstellern [KER-06].

Die Auswertung des Fragebogens zeigt, dass die Annahmen eines mittleren Wertes von 1,10 korrekt ist, auch wenn einzelne Hersteller keine Überdimensionierung oder eine geringfügig größere Dimensionierung angeben.

Hersteller		1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{PEAK} : P_{WR}$	von	1,10	1,10	1,05	1,10	1,00	1,15	1,00	1,00
	Bis	1,10	1,10	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,00

Tabelle 3: Empfohlene Anpassung von Modulleistung zur Wechselrichterleistung

11. PV-Wechselrichter sind nach Aussagen einiger Vertreter zum Teil kurzzeitig bis 110 % überlastbar. Ist dies auch bei Ihren Produkten der Fall und wie ist in diesem Zusammenhang "kurzzeitig" zu verstehen?

Nach Aussagen von Herstellern und einigen vorliegenden Messdaten sind Wechselrichter häufig kurzzeitig überlastbar. Eine Korrelation dieser Angabe mit der empfohlenen Dimensionierung von Modulleistung zu Wechselrichterleistung des jeweiligen Herstellers (Frage 10) ist nicht erkennbar. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass die Überlastbarkeit generell dazu genutzt wird, die nominale Einspeiseleistung im Vergleich zur realen zu reduzieren.

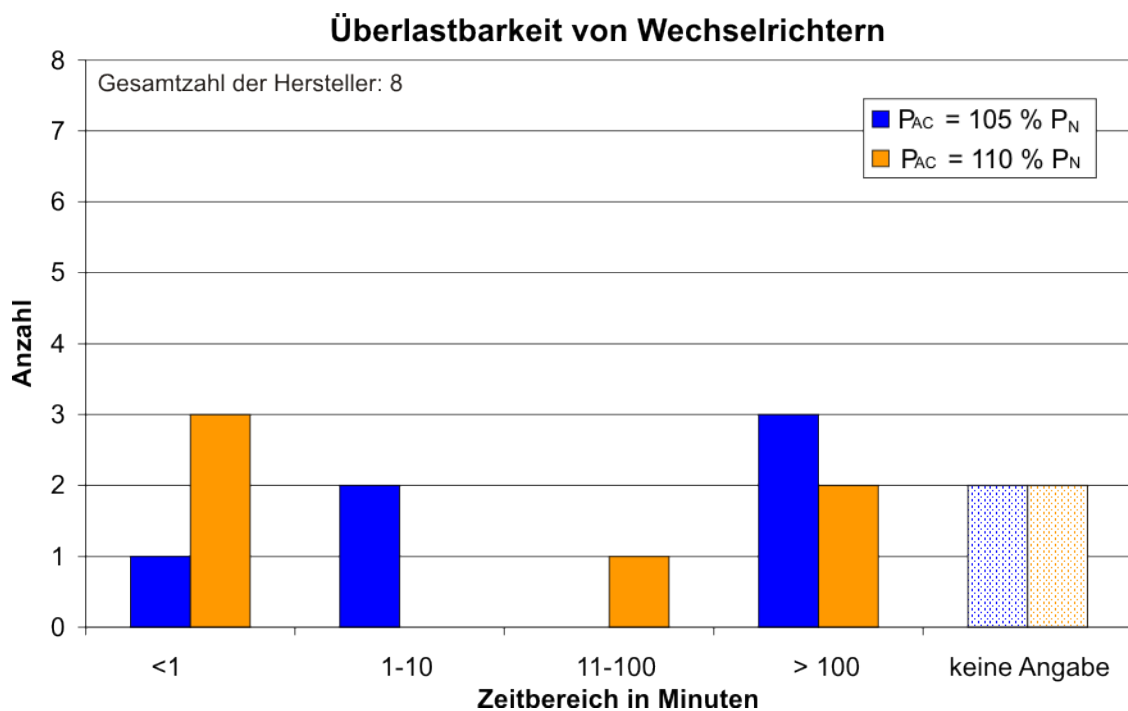


Abbildung 25: Darstellung der Überlastbarkeit von Wechselrichtern in verschiedenen Zeitbereichen

8 Zusammenfassung

In der Arbeit werden verschiedene Aspekte zur Netzanbindung von Einspeiseanlagen in das Niederspannungsnetz betrachtet. Es werden die Rahmenbedingungen bezüglich der Netzbelastbarkeit erläutert. Dabei werden aktuelle Forschungsergebnisse zur Betriebsmittelbelastbarkeit aber auch angenommene Hintergründe für die Formulierung des sogenannten Spannungsänderungskriterium $\Delta U \leq 3 \%$ (vormals $\Delta U \leq 2 \%$) dargelegt. Aufgrund dieser Annahmen wird eine Umbenennung in Spannungsanhebungskriterium $\Delta U_{\text{MAX}} \leq 3 \%$ vorgeschlagen. Eine mögliche Erweiterung dieses Kriteriums für Mittel- und Niederspannungsnetze wird aufgezeigt.

Unter diesen Voraussetzungen werden die grundsätzlichen Möglichkeiten einer Blindstromregelung aufgezeigt. Basierend auf Beispielrechnungen in Referenznetzen wird geschätzt, dass durch eine Blindstromregelung die Aufnahmefähigkeit der Niederspannungsnetze unter den vorhandenen Randbedingungen um ca 40 % - 50 % steigt.

Die zu erwartenden Nachteile einer Blindstromregelung durch die Einspeiser werden diskutiert und ein eigener Vorschlag für eine spannungsabhängige Regelkennlinie dargestellt.

Es wird erwartet, dass die vorgeschlagene Kennlinie eine deutliche Verbesserung sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Anlagenbetreiber bzw. Anlagenhersteller gegenüber der im aktuellen Richtlinienentwurf enthaltenen Kennlinie bringt.

Parallel zum Kennlinientwurf wird ein Vorgehen zur Berechnung der Netzaufnahmefähigkeit unter Berücksichtigung einer Blindstromregelung vorgeschlagen. Dabei wurde versucht, die Methodik möglichst einfach zu gestalten ohne unnötige Sicherheitsreserven vorhalten zu müssen.

Die Probleme durch Einspeiseanlagen bei Netzfehlern oder kritischen Netzzuständen werden kurz diskutiert. Massnahmen bei lokalen Überspannungen sind in die vorgeschlagene Blindstromkennlinie integriert. Davon abgesehen wird insbesondere auf das Verhalten bei Überfrequenzen eingegangen, da in diesem Bereich ein kritisches Defizit beim vorliegenden Richtlinienentwurf gesehen wird.

Basierend auf den Anforderungen aus der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie werden die Möglichkeiten einer Kommunikationsanbindung diskutiert. Dabei wird abgeleitet, dass eine gemeinsame Fernabschaltbarkeit in einem Netzgebiet vorteilhaft ist. Des Weiteren wird eine Messwerterfassung und Übermittlung von Messdaten bei kritischen Netzzuständen, angebunden an die Technik der fernauslesbaren Zähler, empfohlen.

Die grundsätzlichen Betriebsbereiche und Probleme auf Seiten der Hersteller von PV-Wechselrichtern wurden in einer Umfrage erhoben. Die Auswirkungen der im Dokument getroffenen Vorschläge werden an der Auswertung der Umfrage gespiegelt.

9 Literaturverzeichnis und Normen:

Zitierte Literaturstellen:

- [BAE-08] Rainer Bäsman; „Netzausbau vs. Netzsteuerung – ein Kosten-Nutzen-Vergleich“; 5. VWEW-Fachtagung „Photovoltaik und Netzintegration“ 11/2008 Bamberg;
- [BAS-08] Hauke Basse; „Spannungshaltung in Verteilnetzen bei Stützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen mit lokaler Blindleistungsregelung“; Diplomarbeit; Universität Karlsruhe; Aug. 2008
- [BLE-05] Benoit Bletterie, Helfried Brunner; „Power Quality bei signifikanten PV-Dichten“; Erneuerbare Energien; Februar 2005,; Hannover
- [BMU-08] „Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007“; Daten des Bundesumweltministeriums zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2007 (vorläufige Zahlen) auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); 12.03.2008
- [EEN-09] Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, TU-München; Forschungsthemen: „Dezentrale Überwachung und Verbesserung der Netzqualität unter Einsatz von Leistungselektronik und neuen IKT Technologien - NetzQ" <http://www.hsa.ei.tum.de/Forschung/Forschng.htm> (30.03.2009 14:30)
- [ENG-00] Klaus Engels; „Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilungsnetzen“; Dissertation RWTH-Aachen; Dez. 2000
- [HUE-95] Michael Hübert; „Großflächige Einbindung dezentral verteilter Photovoltaikanlagen in regionale Energieversorgungssysteme – Einfluss und Auswirkungen auf den Netzbetrieb“; Dissertation Paderborn; 1995
- [KER-06] Georg Kerber, Rolf Witzmann; „Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik“; EW Jg. 106 (2007), Heft 4, pp. 50-54
- [KER-08a] Georg Kerber, Rolf Witzmann; „Statistische Analyse von NS-Verteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen“; EW Jg. 107 (2008), Heft 6, pp. 22-26
- [KER-08b] Georg Kerber, Rolf Witzmann; „Loading Capacity of Standard Oil Transformers on Photovoltaic Load Profiles“; World Renewable Energy Congress (WRECX; Glasgow; 24. July 2008)

9. Literaturverzeichnis und Normen:

- [KER-09] Georg Kerber, Rolf Witzmann, Hannes Sappl; "Voltage Limitation by Autonomous Reactive Power Control of Grid Connected Photovoltaic Inverters"; 6th International Conference on Compatibility and Power Electronics; (CPE 2009; Badajoz / Spain; May 2009)
- [MAN-91] G. Manier, S. Traup; „Kurzzeitvariationen der solaren Bestrahlung“; Meteorologische Rundschau 43. Jg., Heft 6, 1991
- [SCH-02] Jörg Scheffler: „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten“; Dissertation Technische Universität Chemnitz, 2002.
- [UCT-07] UCTE; "Final Report System Disturbance on 4 November 2006";
<http://www.ucte.org/resources/publications/otherreports/>
(2009-03-24)
- [WAG-95] Ulrich Wagner; „Frequenz-Wirkleistungs-und Spannungs-Blindleistungs-Regelung“; IfE Schriftenreihe Heft 23; 2. Auflage 1995; E & M Verlag; Herrsching
- [WOY-03] Achim Woyte, Ronnie Belmans, Iohan Nijs; "ANALYSING SHORT-TIME IRRADIANCE FLUCTUATIONS BY THEIR CHARACTERISTIC TIME SCALES"; 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion May 11-18. 2003 Osaka, Japan
- [WOY-06] Achim Woyte, Vu Van Thong, Ronnie Belmans, Johan Nijs; "Voltage Fluctuations on Distribution Level Introduced by Photovoltaic Systems"; IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 21, NO. 1, MARCH 2006

Zitierte Gesetze, Richtlinien und Vorschriften:

- [BDE-08] Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.; Juni 2008
- [EON-06] Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung; E.on Netz GmbH Bayreuth; Apr. 06
- [EEG-09] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien(Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG; Veröffentlicht im Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49,
- [ENW-05] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung(Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) 07.07.2005
- [FNN-08] Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz; Richtlinie für Anschluss

9. Literaturverzeichnis und Normen:

- und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz; Entwurf, Stand 21.11.2008
- [VDE-01] Richtlinie zum Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz; VDEW Energieverlag, Frankfurt am Main; 2001 VDEW – Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
- [VDN-07a] Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen; VDN, VEÖ, csres, VSE; 2007; VDEW Energieverlag, Frankfurt
- [VDN-07b] TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW; r Aug. 2007

Normen:

- VDE 0126-1-1: Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz; VDE 0126-1-1
- DIN-EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Nov. 1999
- DIN-EN 60076-2 Leistungstransformatoren Teil 2: Übertemperaturen; Dez. 1997.
- DIN-VDE 0276-603 Starkstromkabel Teil 603: Energieverteilungskabel mit Nennspannungen U_0/U 0,6/1 kV, Jan. 2005.
- DIN-EN 60904-1 Photovoltaische Einrichtungen - Teil 1: Messen der photovoltaischen Strom-/Spannungskennlinien (IEC 60904-1:2006
- DIN-EN 60904-3 Photovoltaische Einrichtungen: Messgrundsätze für terrestrische photovoltaische Einrichtungen mit Angaben über die spektrale Strahlungsverteilung
- DIN-IEC 60038 IEC-Normspannungen, Nov. 2002
- VDE-0110 Isolationskoordination für elektrische Betriebsmittel in Niederspannungsanlagen; Nov 2003
- DIN-EN 61000-3-11 Elektromagnetische Verträglichkeit Teil 3-11 – Grenzwerte Begrenzungen von Spannungsschwankungen, Spannungsänderungen und Flicker in öffentlichen Niederspannungsversorgungsnetzen – Geräte und Einrichtungen mit einem Bemessungsstrom $\leq 75A$ die einer Sonderanschlussbedingung unterliegen.
- DIN-EN 60868 Flickermeter; Aug. 1994
- DIN-EN 61000-3-12 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-12: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme, verursacht von Geräten und Einrichtungen mit einem Eingangs-

9. Literaturverzeichnis und Normen:

- strom 16 A und 75 A je Leiter, die zum Anschluss an öffentliche Niederspannungsnetze vorgesehen sind; 2005
- DIN EN 61000-3-2 Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 3-2: Grenzwerte - Grenzwerte für Oberschwingungsströme (Geräte-Eingangsstrom 16 A je Leiter); Sept. 2005; gilt noch bis 2009-02-01.*Vorgesehene Änderung durch DIN EN 61000-3-2 (2007-05)

10 Anhang

10.1 Fragebogen an die Wechselrichterhersteller

10.2 Veröffentlichung: Voltage Limitation by Autonomous Reactive Power Control of Grid Connected Photovoltaic Inverters