
IASS WORKING PAPER

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, März 2017

Integration von Photovoltaikanlagen in die deutschen Niederspannungsnetze

Benjamin Bayer, Adela Marian,
Patrick Matschoss, Heiko Thomas



Danksagung

An dieser Stelle möchten wir uns herzlich bei den beteiligten Verteilnetzbetreibern für die Interviews und Kommentare bedanken. Unser persönlicher Dank geht an Harald Bock, Christian Goldbach, Olaf Görlitz, Osman Kurt, Ulrich vom Felde und an die weiteren 21 Gesprächspartner, die sich gewünscht haben, nicht namentlich aufgeführt zu werden.

Abstract

Der Ausbau von Photovoltaik-Aufdachanlagen ist international zu einem Megatrend geworden. Eine zentrale Frage bezieht sich dabei auf die technischen Herausforderungen bei der Integration in die Niederspannungsnetze. Daher analysieren wir in der vorliegenden Studie die umfangreichen Erfahrungen der deutschen Verteilnetzbetreiber, die eine Vorreiterrolle auf diesem Gebiet einnehmen, anhand von exemplarischen Interviews. Die Erfahrungen zeigen, dass die Überschreitung der Grenzwerte für Spannung und Stromstärke der Hauptgrund für Netzausbaumaßnahmen ist. Die wirtschaftlichste Erstmaßnahme stellt die Netzoptimierung dar, wie beispielweise die Änderung der Netzstruktur und die Flächenbereichsregelung. Ist die Netzoptimierung ausgeschöpft, werden typischerweise konventionelle Netzausbaumaßnahmen eingesetzt. Bei Spannungsproblemen können in konkreten Fällen auch intelligente Betriebsmittel, wie der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, eine wirtschaftliche Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen. Zudem können die vorhandenen Netzkapazitäten in der Niederspannung durch verbesserte Planungsmaßnahmen besser ausgenutzt werden. Diese praktischen Erfahrungen könnten auch für andere Länder von Relevanz sein, die den Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien planen.

Inhalt

1. Einleitung	4
2. Methode	5
3. Die Rolle von Photovoltaikanlagen im deutschen Niederspannungsnetz	6
3.1 Netzstruktur in Deutschland	6
3.2 Netzstruktur auf der Niederspannungsebene	7
3.3 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Ausbau der Photovoltaik	7
3.4 Entwicklung und Charakteristiken des Photovoltaikbaus in Deutschland	8
4. Maßnahmen für die Integration von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz	10
4.1 Ursachen für den Netzausbau	10
4.2 Übersicht über die Maßnahmen	10
4.3 Konventioneller Netzausbau	12
4.3.1 Austausch von Ortsnetztransformatoren	12
4.3.2 Aufteilung von Ortsnetzen	12
4.3.3 Verlegung paralleler Leitungen	13
4.3.4 Erhöhung des Leitungsquerschnitts	13
4.4 Einsatz intelligenter Betriebsmittel	14
4.4.1 Spannungsregler	14
4.4.2 Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)	14
4.5 Netzoptimierung	15
4.5.1 Individuelle Stufung von Ortsnetztransformatoren	15
4.5.2 Flächenbereichsregelung	16
4.5.3 Blindleistungseinspeisung durch Photovoltaik-Wechselrichter	17
4.5.4 Verlagerung von Trennstellen	17
4.6 Netzmonitoring und -planung	18
4.6.1 Netzmonitoring	18
4.6.2 Einspeisemanagement	19
4.6.3 Verbesserte Netzplanung	19
5. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	21
Literaturverzeichnis	22

1. Einleitung

Deutschland gehört zu den Vorreitern beim Ausbau erneuerbarer Energien und im Speziellen beim Ausbau der Photovoltaik. Ende 2015 erreichte die installierte Leistung in Deutschland ca. 40 GW [11]. Mehr als die Hälfte des Ausbaus fand bis 2015 in den Niederspannungsnetzen statt. Insgesamt war Ende 2015 eine Leistung von mehr als 22 GW in den Niederspannungsnetzen installiert. Hauptsächlich handelt es sich um Aufdachanlagen, die auf Wohnhäusern oder Gewerbegebäuden installiert sind. Bei 90% dieser Aufdachanlagen ist die installierte Leistung kleiner als 30 kW [11]. Der Ausbau der Photovoltaik in der Niederspannung findet somit größtenteils mit Kleinstanlagen statt. Auch dies ist weltweit eine Besonderheit.

Der Ausbau von Photovoltaik-Aufdachanlagen ist durch die sinkenden Preise von Photovoltaiksystemen auch international zu einem Megatrend geworden. Viele Länder haben auf diese Entwicklung reagiert und ebenfalls die regulatorischen Rahmenbedingungen für dezentrale Energien überarbeitet. Ihnen könnte somit eine ähnliche Entwicklung wie in Deutschland bevorstehen. Eine zentrale Frage der dortigen Netzbetreiber bezieht sich auf die technischen Herausforderungen bei der Netzintegration von dezentralen Energien.

Aus diesen Gründen analysieren wir in der hier vorliegenden Studie die Erfahrungen der deutschen Verteilnetzbetreiber bei der Netzintegration von Photovoltaikanlagen in den Niederspannungsnetzen auf Basis exemplarischer Interviews. Wir beschreiben, welche Maßnahmen die Verteilnetzbetreiber in der

Praxis zum Ausbau der Niederspannungsnetze einsetzen. Zudem erläutern wir, wie die Netzplanung für den Anschluss von Photovoltaikanlagen funktioniert und wie sich der Betrieb der Niederspannungsnetze durch den Ausbau von Photovoltaik geändert hat.

Verschiedene Publikationen behandeln bereits die Netzintegration von Photovoltaikanlagen und enthalten ebenfalls Beschreibungen von technischen Maßnahmen zur Integration solcher Anlagen [12–15]. In diesen Publikationen bleibt bis dato jedoch unberücksichtigt, ob und unter welchen Umständen die einzelnen Maßnahmen in der Praxis umgesetzt werden. Diese Forschungslücke möchten wir mit dieser Publikation schließen.

Die Abhandlung ist wie folgt gegliedert: Abschnitt 2 erläutert das Ziel und die Methodik des Forschungsprojekts. Abschnitt 3 beschreibt die Netzstruktur in Deutschland und geht insbesondere auf die Rolle von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz ein. Die Maßnahmen zur Netzintegration von Photovoltaikanlagen werden in Abschnitt 4 dargestellt und diskutiert. Dabei handelt es sich um die zentralen Ergebnisse der Interviews mit deutschen Verteilnetzbetreibern.

2. Methode

Das Ziel des Forschungsprojekts besteht darin herauszufinden, welche technischen und organisatorischen Maßnahmen notwendig sind, um den bestehenden hohen Anteil von Photovoltaikanlagen in die Niederspannungsnetze zu integrieren. Die Daten wurden durch semistrukturierte Interviews [16, 17] mit Mitarbeitern deutscher Verteilnetzbetreiber erhoben. Typischerweise handelt es sich um Mitarbeiter aus dem Bereich der Netzplanung. In mehreren Fällen nahmen zusätzliche Mitarbeiter aus den Geschäftsbereichen Regulierung oder Prozessmanagement teil.

Von den rund 800 deutschen Verteilnetzbetreibern wählten wir diejenigen aus, die ein großräumiges Netz betreiben. Großräumig bedeutet, dass neben den städtischen Regionen vor allem auch der ländliche Raum abgedeckt ist, in dem der Ausbau von Photovoltaik (und Windenergie) erfolgt. Wir wählten Verteilnetzbetreiber aus allen geografischen Regionen Deutschlands, um die Diversität bei den strukturellen Rahmbedingungen (Ausbau Photovoltaik, Ausbau Windenergie, Bevölkerungsdichte etc.) abzudecken.

Die Stromkreislänge aller zehn befragten Netzbetreiber beträgt 1.164.311 km. Dies entspricht 37% der Gesamtlänge in Deutschland. Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in ihren Niederspannungsnetzen umfasst 8.278 MW. Dies entspricht ebenfalls

37% der in den deutschen Niederspannungsnetzen installierten Leistung.

Zwischen den befragten Netzbetreibern existieren neben der Gemeinsamkeit, dass es sich bei allen um Flächennetzbetreiber handelt, große Unterschiede hinsichtlich der einzelnen Strukturdaten. Tabelle 1 stellt die Bandbreite der Eigenschaften der befragten Verteilnetzbetreiber dar. Die Werte sind grob gerundet, um die Anonymität der Verteilnetzbetreiber zu wahren. Die ersten drei Indikatoren zeigen, dass die befragten Netzbetreiber unterschiedliche Größen haben. Indikator 4 zeigt, dass sich die Bevölkerungsdichte bis zu Faktor acht zwischen den Verteilnetzbetreibern unterscheiden kann. Auch beim Ausbau von Photovoltaikanlagen und der installierten Leistung von Photovoltaik gibt es große Differenzen zwischen den einzelnen Netzbetreibern. Den höchsten Ausbau im Sinne der meisten Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle hat ein Netzbetreiber, bei dem jede achte Entnahmestelle (Haushalt/Gewerbe) über eine Photovoltaikanlage verfügt (siehe Indikator 5). Bei demselben Verteilnetzbetreiber liegt die durchschnittliche Photovoltaikleistung je Entnahmestelle bei 1,8 kW. Wäre die Photovoltaikleistung auf alle Entnahmestellen gleichmäßig verteilt, so hätte jeder Haushalt/Gewerbebetrieb eine installierte Leistung von 1,8 kW.

		Minimalwert	Maximalwert
1	Geografische Fläche des Netzgebietes	5.000 km ²	50.000 km ²
2	Entnahmestellen in der Niederspannung	500.000	5.000.000
3	Stromkreislänge in der Niederspannung	5.000 km	100.000 km
4	Entnahmestellen in der Niederspannung je km ²	20	150
5	Photovoltaikanlagen je Entnahmestelle in der Niederspannung ¹	12,5 %	2,5 %
6	Durchschnittliche Photovoltaikleistung je Entnahmestelle in der Niederspannung	0,2 kW	1,8 kW

Tabelle 1: Bandbreite der Eigenschaften der Eigenschaften (gerundete Werte).

Quelle: eigene Auswertung auf Basis von [18]

¹ Als Interpretationshilfe zu diesem Indikator. Beispielsweise bedeutet der Wert 5%, dass an jedem zwanzigsten Haushalt/Gewerbebetrieb eine Photovoltaikanlage installiert ist.

3. Die Rolle von Photovoltaikanlagen im deutschen Niederspannungsnetz

3.1 Netzstruktur in Deutschland

Das Niederspannungsnetz ist die niedrigste Netzebene, die mit einer Nennspannung von 400 V betrieben wird (siehe Tabelle 2). Damit ist das Niederspannungsnetz ein Teil des sogenannten Verteilnetzes, das sich im Eigentum von 813 Verteilnetzbetreibern befindet [19]. Die große Anzahl ist historisch in der Vielzahl von regionalen Netzbetreibern begründet.

Zu den weiteren Ebenen des Verteilnetzes gehören das Mittel- und Hochspannungsnetz. Diese Netzebenen werden typischerweise mit einer Nennspannung von 20 kV und 110 kV betrieben. Aufgrund unterschiedlicher Last- und Erzeugungssituationen und der elektrischen Widerstände im Netz variiert die Spannung innerhalb einer Netzebene. Erlaubt ist ein Toleranzband von $\pm 10\%$ der Nennspannung [20].

Die verschiedenen Netzebenen sind durch die Transformatoren der Umspannwerke/Ortsnetzstationen gekoppelt, die die Spannung zwischen den beiden jeweiligen Spannungsniveaus transformieren. Von der Höchstspannung bis zur Mittelspannung sind die Umspannwerke stets mit Reglern ausgestattet, die das Übersetzungsverhältnis zwischen zwei Spannungsebenen anpassen können. Somit kann beispielsweise am Umspannwerk zwischen Hoch- und Mittelspannung geschaltet und die Spannung auf der Mittelspannungsseite näherungsweise konstant gehalten werden, obwohl die Spannung auf der Hochspannungsseite aufgrund von Windeinspeisung fluktuiert. Nur zwischen Mittelspannung und Niederspannung ist im Normalfall ein festes Übersetzungsverhältnis vorgegeben, das in etwa 50 beträgt.² Dies kann allenfalls manuell vor Ort und nicht automatisiert um wenige Prozent angepasst werden. Aufgrund des festen Übersetzungsverhältnisses ändert sich die Spannung auf der Niederspannungsseite mit der Spannung auf der Mittelspannungsseite des Transformators.

Spannungsebene	Übliche ³ Nennspannung	Netzkategorie
Höchstspannungsnetz	220 kV, 380 kV	Übertragungsnetz
Hochspannungsnetz	110 kV	Verteilnetz
Mittelspannungsnetz	20 kV	
Niederspannungsnetz	400 V	

Tabelle 2: Netzstruktur in Deutschland nach Spannungsebene.

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [21].

² Das Übersetzungsverhältnis ergibt sich aus dem relativen Spannungsunterschied zwischen Mittel- und Niederspannungsebene. Die Nominalspannung in der Mittelspannungsebene (20 kV) ist um den Faktor 50 höher als die Nominalspannung in der Niederspannungsebene (0,4 kV).

³ In seltenen Fällen beträgt die Nennspannung in der Hochspannung 60 kV. In der Mittelspannung werden zusätzlich zu den üblichen 20 kV auch andere Nennspannungen genutzt, wie zum Beispiel 10 kV, 15 kV oder 30 kV.

3.2 Netzstruktur auf der Niederspannungsebene

Auf der Niederspannungsebene sind Haushalte, kleine Gewerbebetriebe oder landwirtschaftliche Betriebe angeschlossen. Zudem finden sich auf dieser Netzebene auch viele Stromkunden mit Eigenerzeugungsanlagen. Wie in den folgenden Abschnitten gezeigt wird, handelt es sich dabei vor allem um Photovoltaikanlagen. Aber auch Kleinwindanlagen und kleine Biomasseanlagen sind in den Niederspannungsnetzen angeschlossen.⁴

In den ländlichen Regionen sind Niederspannungsnetze vorwiegend Netze, die nur durch einen einzigen Ortsnetztransformator versorgt werden. In diesen ländlichen Regionen haben die Niederspannungsnetze die Struktur von Strahlennetzen [2, 4, 7]. An einem Ortsnetztransformator sind somit mehrere Netzstränge angeschlossen, die nicht miteinander verbunden sind (siehe Abbildung 1). Trotzdem kommt es bei höherer Siedlungsdichte auch vor, dass Niederspannungsnetze als Ringnetze ausgeführt werden oder dass einzelne Netzstränge eines Niederspannungsnetzes über zwei Ortsnetztransformatoren versorgt werden können [6, 10]. Im Gegensatz zu den ländlichen Regionen sind die Netzstränge in Städten häufiger miteinander verknüpft (z. B. als Ringnetz).

Das Versorgungsgebiet eines Niederspannungsnetzes hat typischerweise einen Radius von 500 m [2, 5]. Die Leitungen sind zum größten Teil verkabelt, d. h. unterirdisch verlegt [18]. Bei den befragten Netzbetreibern lag der Kabelanteil bei mindestens 60 % [18]. Einige Netzbetreiber verfügen sogar über einen Kabelanteil von mehr als 99 % [18]. Der hohe Freileitungsanteil von bis zu 40 % ist vor allem aus historischen Gründen in manchen ländlichen Netzregionen vorzufinden [6, 7].

3.3 Rechtliche Rahmenbedingungen für den Ausbau der Photovoltaik

Der erste Breitentest von Photovoltaikanlagen in Deutschland erfolgte im Jahr 1991 durch das „1.000 Dächer Programm der Bundesregierung“ [22]. Der Durchbruch der Photovoltaik gelang durch das „100.000 Dächer Programm“ im Jahr 1999 und die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000. Das Zusammenspiel der beiden Programme – Investitionszuschüsse, zinsvergünstigte Kredite und eine feste Einspeisevergütung von über 50 Eurocent/kWh – ermöglichten einen wirtschaftlichen Betrieb von Photovoltaikanlagen [22]. Mit der Reform des EEG im Jahr 2004 wurde die Einspeisevergütung nochmals angehoben, um den Wegfall des „100.000 Dächer Programm“ zu kompensieren [22]. Seitdem ist der wirtschaftliche Betrieb alleine durch die Einspeisevergütung des EEG möglich.

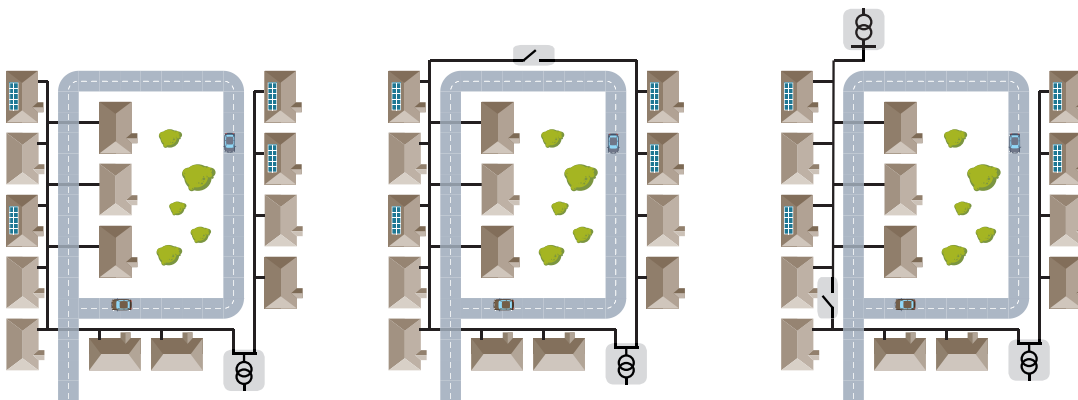


Abbildung 1: Strahlennetz, Ringnetz und Netz mit zweitem Ortsnetztransformator

⁴ In den Niederspannungsnetzen aller deutschen Verteilnetzbetreiber sind 843 MW Biomasseanlagen und 97 MW Windenergieanlagen angeschlossen.

Die Höhe der Einspeisevergütung ist abhängig von der Anlagengröße und der Anlagenart (Aufdach-, Freiflächenanlage). Tabelle 3 zeigt die gültigen Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen, die im Jahr 2004 im Betrieb genommen wurden. Seitdem wurden die Vergütungssätze kontinuierlich abgesenkt. Im Januar 2016 lagen die Vergütungssätze beispielsweise nur noch zwischen 8 und 12 Eurocent/kWh in Abhängigkeit von der Anlagenart und der installierten Leistung. Zudem legten Gesetzesänderungen die Kategorien für die einzelnen Vergütungssätze neu fest.

Neben der Einspeisevergütung ist auch der Netzanschluss durch das EEG geregelt. Verteilnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, Erneuerbare-Energien-Anlagen unverzüglich an den wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt anzuschließen. Zudem sind Verteilnetzbetreiber verpflichtet – soweit notwendig – die Netzkapazitäten zu erweitern, um die Abnahme des Stroms sicherzustellen [23, 24].

Bei Photovoltaik-Aufdachanlagen bis 30 kW gilt, wie auch für alle anderen Erneuerbaren-Energien-Anlagen bis 30 kW, der Hausanschluss als günstigster Netzverknüpfungspunkt [23, 24]. Bei Anlagen größer als 30 kW muss der Verteilnetzbetreiber den jeweils wirtschaftlich günstigsten Netzverknüpfungspunkt ermitteln. Der Netzverknüpfungspunkt ist somit der Punkt, bei dem insgesamt betrachtet die geringsten

Kosten für den Anschluss und die Erweiterung der Netzkapazitäten entstehen. Dies kann der Hausanschlusspunkt oder beispielsweise auch der nächstgelegene Ortsnetztransformator sein. Die Kosten für den Anschluss der Photovoltaikanlage an den Netzverknüpfungspunkt trägt der Anlagenbetreiber [23, 24]. Die Kosten für die Erweiterung der Netzkapazität, soweit notwendig, trägt der Verteilnetzbetreiber [23, 24].

3.4 Entwicklung und Charakteristiken des Photovoltaikausbaus in Deutschland

Die Photovoltaik gehört, wie Abbildung 2 zeigt, zu einer der am schnellsten wachsenden EE-Technologien in Deutschland. Die installierte Leistung von Photovoltaik wuchs seit der EEG-Reform im Jahr 2004 von 1 GW auf 40 GW im Jahr 2015. Der durchschnittliche jährliche Zubau lag in diesem Zeitraum bei ca. 3 GW. In den Boomjahren 2009 bis 2012 wurde sogar drei Jahre in Folge ein Ausbau von über 7 GW erzielt. Durch eine weitere Reform des EEG im Jahr 2012, mit der die Vergütungssätze deutlich gesenkt wurden, reduzierte sich der Ausbau von Photovoltaikanlagen in den Folgejahren. Im Jahr 2015 wurde beispielweise nur eine Leistung von 1,5 GW installiert. Dies ist der niedrigste Zubau seit dem Jahr 2007. Für die Zukunft plant die deutsche Bundesregierung einen jährlichen Bruttozubau von 2,5 GW [24].

Anlage auf Gebäuden und Lärmschutzwänden		Freiflächen und sonstige Anlagen	
bis 30 kWp	ab 30 kWp	ab 100 kWp	keine Leistungsbeschränkung
57,40 Cent/kWh	54,6 Cent/kWh	54,0 Cent/kWh	45,7 Cent/kWh

Tabelle 3: Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen im Jahr 2004

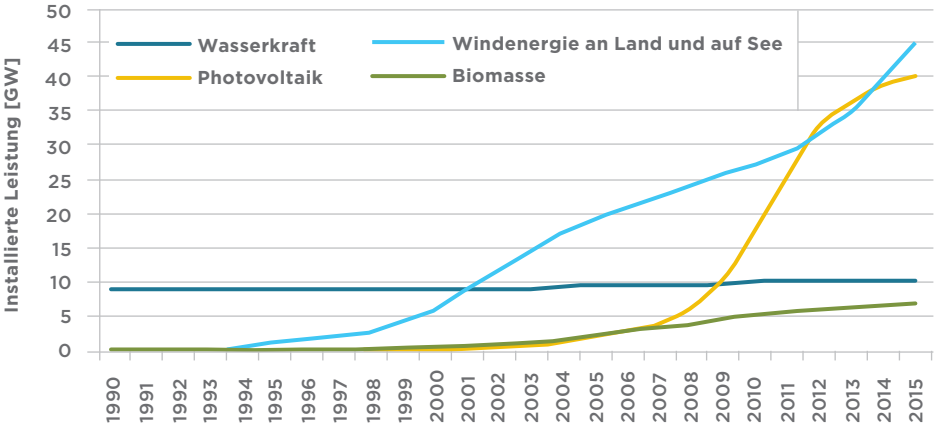


Abbildung 2: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland.

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [25 – 29]

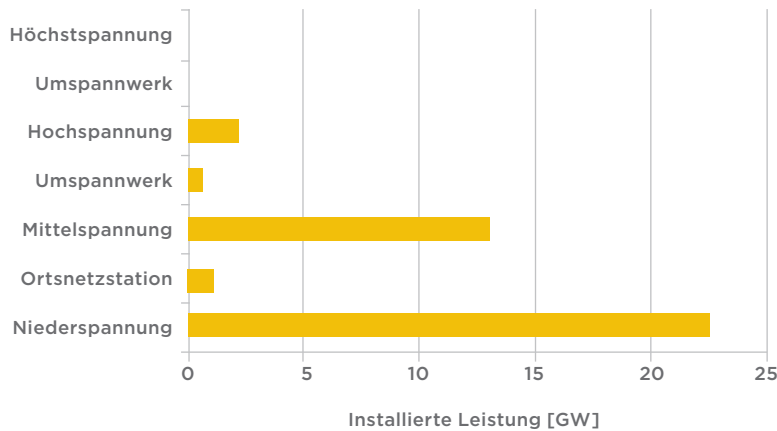


Abbildung 3: Installierte Photovoltaikleistung nach Netzebene.

Quelle: eigene Auswertung auf Basis von [11]

Zu den Besonderheiten bei Photovoltaikanlagen gehört, dass der Ausbau zum Großteil (durch Kleinstanlagen) in den Niederspannungsnetzen erfolgt. Dies ist im Wesentlichen auf die Ausgestaltung des EEG und auf die technologischen Charakteristiken der Photovoltaik zurückzuführen. Photovoltaik-Kleinstanlagen sind fast genauso effizient wie Großanlagen. Wie Abbildung 3 zeigt, wurden bis Ende 2015 insgesamt 23 GW in den Niederspannungsnetzen installiert. Dies entspricht 57 % der installierten Photovoltaikleistung. Der Ausbau in den Mittel- und Hochspannungsnetzen ist mit 13 GW bzw. 2 GW deutlich geringer. Eine so hohe installierte Leistung in den Niederspannungsnetzen wird durch keine andere (erneuerbare) Erzeugungstechnologie erreicht. Beispielsweise liegt die installierte Leistung von Windenergie- und Biogasanlagen in den Niederspannungsnetzen nur bei 97 MW bzw. 843 MW [11].

Die Photovoltaikanlagen in den Niederspannungsnetzen haben typischerweise eine installierte Leistung von wenigen Kilowatt. Einzelne Anlagen können je-

doch auch eine installierte Leistung von über 100 kW aufweisen. Abbildung 4 zeigt die genaue Größenverteilung für Anlagen bis 50 kW, da größere Anlagen in den Niederspannungsnetzen relativ selten sind. Die Abbildung verdeutlicht, dass mehr als 90 % der Photovoltaikanlagen in den Niederspannungsnetzen kleiner als 30 kW sind. Die am häufigsten installierte Anlagengröße beträgt sogar nur 6 kW. Die Spitze bei 30 kW ist eine Folge der Regulierung. Bei Anlagen bis zu 30 kW ist der Netzanschlusspunkt aufgrund gesetzlicher Vorgaben gleich dem Hausanschlusspunkt. Somit sind die Netzanschlusskosten für den Anlagenbetreiber stets minimal.

Die befragten Netzbetreiber wiesen darauf hin, dass der Ausbau von Photovoltaikanlagen in Niederspannungsnetzen (aber auch allgemein) vor allem in den ländlichen Regionen stattfindet [5, 6]. Hintergrund ist, dass vor allem auf Ein- bis Zweifamilienhäusern, die im Eigentum der Bewohner sind, Photovoltaikanlagen installiert werden.

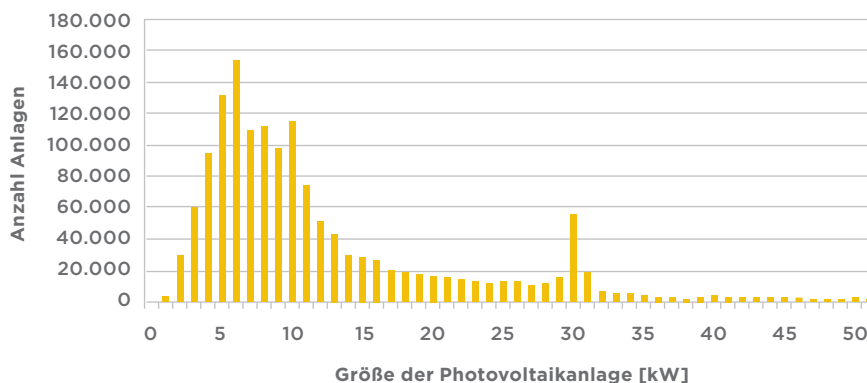


Abbildung 4: Anzahl Anlagen nach Größe der Photovoltaikanlage bis 50 kW (Niederspannung).

Quelle: eigene Auswertung auf Basis von [11]

4. Maßnahmen für die Integration von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz

4.1 Ursachen für den Netzausbau

Verteilnetzbetreiber sind für einen sichereren und zuverlässigen Betrieb der Niederspannungsnetze verantwortlich. Im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung erfolgt die technische Beurteilung, ob eine Photovoltaikanlage an das Niederspannungsnetz angeschlossen werden kann, ohne dass die Grenzwerte für Spannungsqualität oder thermische Belastbarkeit (Stromstärke) unzulässigerweise überschritten werden.

Durch den hohen Ausbau von Photovoltaikanlagen in den Niederspannungsnetzen mussten alle befragten Netzbetreiber bereits Maßnahmen in den betroffenen Netzbereichen durchführen, um die Netzintegration von Photovoltaikanlagen zu gewährleisten.

Als primären Grund für den Netzausbau nannten die befragten Netzbetreiber sowohl die Einhaltung des Spannungsbandes (z.B. $400\text{ V} \pm 10\%$) als auch die Grenzwerte für die thermische Belastbarkeit der Betriebsmittel. Speziell in Netzgebieten im Süden Deutschlands wurde die Überlastung der Betriebsmittel als Hauptursache für den Netzausbau genannt [6–8]. Auslastungsbedingt wird dort in der Regel der Ortsnetztransformator getauscht. Bei den norddeutschen Netzbetreibern war hingegen die Einhaltung des Spannungsbandes die häufigste Ursache für den Netzausbau [1, 4, 10]. Andere Netzbetreiber gaben an, dass die Probleme ungefähr in gleicher Häufigkeit auftreten [5].

Für diese regionalen Unterschiede wurden von den Netzbetreibern verschiedene potenzielle Ursachen genannt. Zum einen ist die installierte Leistung pro Haushalt in Süddeutschland deutlich höher als im Norden. Durch die höhere Einspeiseleistung können entsprechend auch eher die Betriebsmittel (z. B.

Transformatoren) durch Rückspeisungen überlastet werden [1]. Des Weiteren wurde die unterschiedliche Siedlungsstruktur als zusätzlicher Grund für die regionalen Unterschiede genannt [1, 9]. Nach Angaben der befragten Netzbetreiber sind die Siedlungen in Norddeutschland weitläufiger, sodass durch die längeren Niederspannungsleitungen eher Spannungsprobleme entstehen [1, 9]. Zudem wurde die These geäußert, dass der hohe Anteil von Erneuerbare-Energie-Anlagen im norddeutschen Mittelspannungsnetz die Spannungsprobleme im Niederspannungsnetz verstärken könnte [7]. Wird nämlich bereits in der Mittelspannung das zulässige Spannungsband ausgereizt, ist der Spielraum im Niederspannungsnetz umso kleiner.

4.2 Übersicht über die Maßnahmen

In der Netzverträglichkeitsprüfung gemäß der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 kann sich herausstellen, dass das betroffene Niederspannungsnetz die beantragte Photovoltaikanlage nicht mehr aufnehmen kann. Der Netzbetreiber kann verschiedene Maßnahmen ergreifen, um die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte für Spannung und Stromstärke auch in Zukunft zu gewährleisten. Die typischen Maßnahmen, die die Verteilnetzbetreiber bis dato in ihren Netzen umgesetzt haben, sind in Tabelle 4 dargestellt.

Die Tabelle zeigt, dass Verteilnetzbetreiber bei thermischen Problemen (Stromstärke übersteigt Grenzwert) vier Maßnahmen nutzen können, je nachdem welches Betriebsmittel (Leitung oder Transformator) überlastet ist. Ist beispielsweise ein Ortsnetztransformator überlastet, kann dieser ausgetauscht oder das Ortsnetz aufgeteilt werden. Ist hingegen die Leitung überlastet, kann diese ausgetauscht, eine Parallelleitung verlegt oder aber ebenfalls das Ortsnetz aufgeteilt werden.

Tabelle 4 zeigt außerdem, dass für Spannungsprobleme, neben dem konventionellen Netzausbau, auch neue Maßnahmen umgesetzt werden. Diese Maßnahmen können den konventionellen Netzausbau in konkreten Fällen kostengünstiger ersetzen. Zum Beispiel ist es in Einzelfällen denkbar, dass bei Spannungsproblemen die Parallelverlegung von Leitungen, Einsatz von Spannungsreglern oder der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren möglich ist. Auch können eine Verlegung der Trennstellen oder eine optimierte Blindleistungseinspeisung helfen, Spannungsprobleme zu lösen.

Die Maßnahmen 1.1 bis 1.4 werden typischerweise dem konventionellen Netzausbau zugeordnet. Bei den Maßnahmen 2.1 und 2.2 handelt es sich um sogenannte intelligente Betriebsmittel, die erst vor wenigen Jahren für den Einsatz in den Niederspannungsnetzen entwickelt wurden. Unter bestimmten Umständen sind sie eine wirtschaftliche Alternative zum konventionellen Netzausbau. Durch den Einsatz der Maßnahmen 3.1 bis 3.4 kann die Aufnahmekapazität der Netze erweitert werden, ohne dass das Netz ausgebaut werden muss. In vielen Fällen handelt es sich um die wirtschaftlichste Erstmaßnahme. Zudem wurde das Netzmonitoring erweitert, die Möglichkeit des Einspeisemanagements geschaffen und die Netzplanung überarbeitet, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

	Maßnahmen	Einhaltung Spannungsband	Thermische Belastbarkeit
1	Konventioneller Netzausbau		
1.1	Austausch von Ortsnetztransformatoren	x	x
1.2	Aufteilung von Ortsnetzen	x	x
1.3	Parallelverlegung von Leitungen	x	x
1.4	Erhöhung des Querschnitts (Ersatz von Leitungen)	x	x
2	Intelligente Betriebsmittel		
2.1	Spannungsregler	x	
2.2	Regelbare Ortsnetztransformatoren	x	
3	Netzoptimierungsmaßnahmen		
3.1	Individuelle Stufung von Ortsnetztransformatoren	x	
3.2	Flächenbereichsregelung	x	
3.3	Blindleistungseinspeisung durch PV-Wechselrichter	x	
3.4	Verlegung von Trennstellen	x	x
4	Netzbetrieb und Netzplanung		
4.1	Erweitertes Netzmonitoring		
4.2	Einspeisemanagement		
4.3	Verbesserte Netzplanung		

Tabelle 4: Maßnahmen zur Integration von Photovoltaikanlagen in das Niederspannungsnetz.

Quelle: eigene Auswertung auf Basis der durchgeführten Interviews

4.3 Konventioneller Netzausbau

4.3.1 Austausch von Ortsnetztransformatoren

Ortsnetztransformatoren koppeln das Mittelspannungsnetz mit dem Niederspannungsnetz. Der typische Leistungsbereich von Ortsnetztransformatoren liegt zwischen 100 und 630 kVA [3, 6]. Ursprünglich wurden die Ortsnetztransformatoren für ein Niederspannungsnetz mit ausschließlich Verbrauchern ausgelegt. Die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen kann die Stromnachfrage jedoch um ein Vielfaches überschreiten. Entsprechend kommt es in einzelnen Regionen zu (temporären) Rückspeisungen in das darüber liegende Mittelspannungsnetz, und die Ortsnetztransformatoren müssen für den maximalen Rückspeisefall ausgelegt werden.

Alle befragten Netzbetreiber gaben an, dass in einzelnen Niederspannungsnetzen die Ortsnetztransformatoren aufgrund des starken Zubaus an Photovoltaikanlagen ausgebaut werden mussten [1–10]. Einzelne Netzbetreiber gaben explizit an, dass der Ortsnetztransformator in der Regel den ersten Engpass in einem Niederspannungsnetz dargestellt hat [5, 6, 9]. Ein anderer Netzbetreiber mit einem relativ niedrigeren Photovoltaikausbau gab jedoch an, dass der Austausch von Ortsnetztransformatoren nur in seltenen Fällen notwendig war [1]. Ein Interviewpartner wies außerdem darauf hin, dass sich ein größerer Transformator (mit einer höheren Kurzschlussleistung) auch positiv auf die Spannungshaltung auswirkt, da der Spannungsabfall am Transformator sinkt [6].

4.3.2 Aufteilung von Ortsnetzen

Ein sehr hoher Ausbau von Photovoltaikanlagen in einem Niederspannungsnetz kann auch dazu führen, dass die Leistung eines einzelnen Ortsnetztransformators nicht mehr für die Rückspeisungen des bestehenden Niederspannungsnetzes ausreicht.

Ein dafür möglicher Lösungsansatz ist, ein neues Ortsnetz zu schaffen. Hierzu wird ein zusätzlich Ortsnetztransformator installiert und das bestehende Ortsnetz aufgeteilt, um einen oder mehrere Netzstränge über den neuen Ortsnetztransformator zu versorgen. In Abbildung 5 sind der zusätzliche Transformator

und die Trennstelle, an der das Ortsnetz aufteilt wird, farblich hervorgehoben. Neben Leistungsproblemen beim Transformator kann diese Maßnahme auch eingesetzt werden, wenn Spannungsprobleme auftreten oder die Strombelastbarkeit der Leitungen nicht mehr ausreicht.

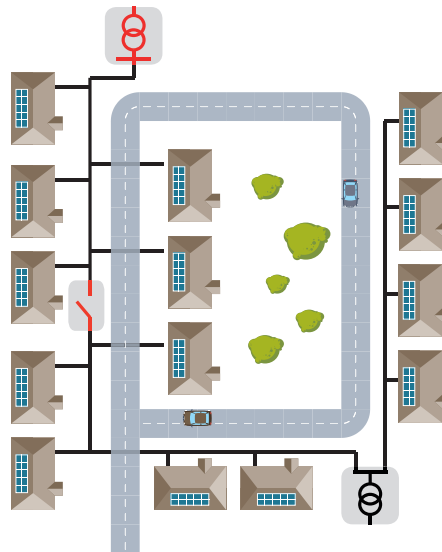


Abbildung 5: Ortsnetz mit zusätzlichem Ortsnetztransformator

Speziell die Netzbetreiber im Süden Deutschland erwähnten diese Maßnahme explizit [6–8], aber auch bei Netzbetreibern in Norddeutschland wurde die Maßnahme (in Einzelfällen) durchgeführt [1, 5, 8]. Hintergrund ist, dass diese Maßnahme erst bei einem sehr hohen Photovoltaikausbau innerhalb eines Niederspannungsnetzes notwendig wird. Zudem handelt es sich dabei um eine relativ aufwendige Maßnahme, da auch das Mittelspannungsnetz betroffen ist [6, 7]. Zur Verdeutlichung des Arbeitsaufwands: Ein befragter Verteilnetzbetreiber gab an, dass ein Netzplaner für die Niederspannung beispielsweise „nur“ fünf Ortsnetzstationen pro Jahr planen und umsetzen [7].

4.3.3 Verlegung paralleler Leitungen

Reicht der Leitungsquerschnitt aufgrund von Spannungs- oder Stromproblemen nicht mehr aus, ist die Verlegung von parallelen Leitungen eine gängige Variante. Abbildung 6 stellt diese Maßnahme grafisch dar. Das Parallelkabel verläuft vom Ortsnetztransformator bis zu einem Kabelverteilerschrank, an dem das Parallelkabel wieder mit dem betroffenen Niederspannungsstrang verbunden wird. Durch den insgesamt größeren Leitungsquerschnitt sinkt der Netzwidehrstand.

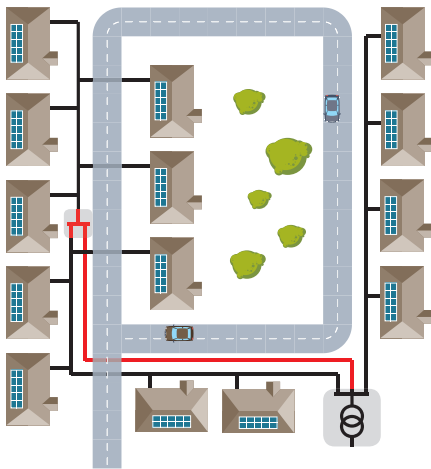


Abbildung 6: Parallele Leitung (farblich hervorgehoben)

Bis auf einen der befragten Verteilnetzbetreiber, der den niedrigsten Anteil von Photovoltaikanlagen aufweist, haben alle Verteilnetzbetreiber parallele Leitungen eingesetzt [1–10]. Bei den befragten Netzbetreibern mit einem vergleichsweise niedrigen Photovoltaikanteil wurden Parallelkabel stets eingesetzt, um Spannungsprobleme zu lösen [1, 4]. Diese Netzbetreiber gaben an, dass die Kabel hinsichtlich ihrer Stromtragfähigkeit nicht annähernd an ihre Grenzen gestoßen sind. Ein Netzbetreiber fügte hinzu, dass, wenn möglich, in solchen Fällen regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt werden, um die Verlegung von parallelen Leitungen zu verhindern [1]. Dies hätte den Nachteil, dass zwei Kabel mit unterschiedlichen (Rest-)Lebenszeiten verlegt sind, sodass ein häufigeres Aufgraben der Straße (bzw. des Bürgersteigs) notwendig sei.

Netzbetreiber mit hohem Anteil von Photovoltaikanlagen in den Niederspannungsnetzen gaben zudem an, dass in Einzelfällen auch die Strombelastbarkeit der bereits verlegten Kabel nicht ausreicht und daher Parallelkabel verwendet werden [5, 7]. Dies könnte im Speziellen bei älteren Kabeln der Fall sein, die noch einen geringeren Querschnitt als die heute üblichen haben.

4.3.4 Erhöhung des Leitungsquerschnitts

Durch den Austausch der vorhandenen Niederspannungsleitungen mit denen höheren Querschnitts kann ebenfalls der Spannungsabfall in den Leitungen reduziert und die Stromtragfähigkeit erhöht werden.

Nur ein Netzbetreiber gab an, die Leitungen vor ihrem Lebensende ausgetauscht zu haben, um Photovoltaikanlagen in die Netze zu integrieren [6]. Bei einem altersbedingten Austausch gaben allerdings weitere Netzbetreiber an, größere Leitungsquerschnitte als in der Vergangenheit zu verwenden [3, 5]. Der typische neue Leitungsquerschnitt unterscheidet sich jedoch zwischen den Netzbetreibern. Ein Netzbetreiber gab an, dass nahezu ausschließlich ein Querschnitt von 150 mm^2 verwendet wird und Parallelkabel einem größeren Querschnitt vorgezogen werden [3]. Zwei weitere Netzbetreiber gaben beispielsweise an, dass ein Querschnitt von 150 mm^2 durch den Ausbau von Photovoltaikanlagen an seine Grenzen stößt und dass teilweise ein Querschnitt von 240 mm^2 verwendet wird [1, 3]. In konkreten Fällen setzt ein Netzbetreiber auch einen Kabelquerschnitt von 300 mm^2 ein [3].

Ein Netzbetreiber wies auch darauf hin, dass es in den Niederspannungsnetzen kaum Bereitschaft für den Wechsel von Freileitungen auf Kabel gibt [6]. Hausbesitzer müssten nämlich hierfür ihren elektrischen Hausanschluss ändern, was mit zusätzlichem Zeitaufwand und Kosten verbunden ist. Dies stellt ein Hindernis für eine Verkabelung der Freileitungen dar.

4.4 Einsatz intelligenter Betriebsmittel

4.4.1 Spannungsregler

In einem Niederspannungsstrang kann ein sogenannter Spannungsregler (oder Längsregler) eingesetzt werden, um das Spannungsniveau in dem Niederspannungsstrang herauf- oder herabzusetzen. Physikalisch handelt es sich bei diesem Spannungsregler um einen Transformator, dessen Übersetzungsverhältnis in Abhängigkeit von der Spannung im Niederspannungsstrang automatisch geregelt wird. Im Vergleich zum regelbaren Ortsnetztransformator kann die Spannung eines einzelnen Strangs angepasst werden, ohne gleichzeitig die Spannung der anderen Niederspannungsstränge zu beeinflussen (siehe Abbildung 7).

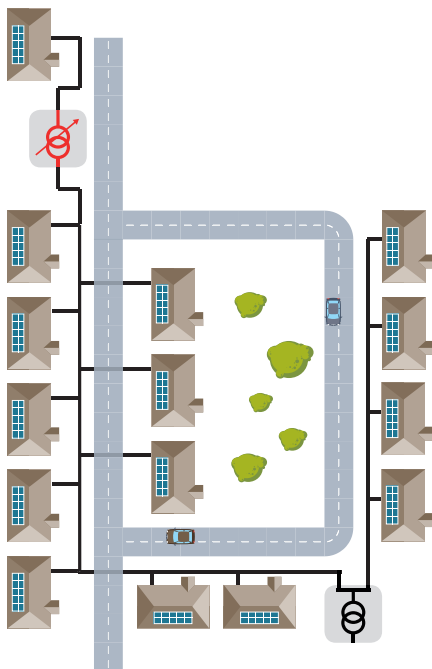


Abbildung 7: Spannungsregler für einzelne Niederspannungsstränge (farblich hervorgehoben)

Mehrere Netzbetreiber gaben an, Spannungsregler in Einzelfällen oder im Rahmen von Pilotprojekten zu testen [6–8]. Dabei kommen Spannungsregler von verschiedenen Herstellern zum Einsatz. Zwei Netzbetreiber erwähnten explizit, dass Spannungsregler in naher Zukunft als Standardbetriebsmittel zum Einsatz kommen könnten [7, 9]. Speziell bei Niederspannungsnetzen mit langen Ausläufern könnten Spannungsregler eine wirtschaftlich und technisch sinnvolle Lösung als Ersatz zum klassischen Netzausbau darstellen [7].

4.4.2 Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)

Wie bereits in Abschnitt 4.3 erläutert, koppeln Ortsnetztransformatoren das Mittelspannungsnetz (20 kV) mit dem Niederspannungsnetz (400 V). Die Übersetzungsverhältnisse sind bei normalen Ortsnetztransformatoren fest vorgegeben, und die Stufen können in einem begrenzten Bereich manuell eingestellt werden. Bei gleichbleibendem Übersetzungsverhältnis steigt somit die Spannung im Niederspannungsnetz, wenn sich die Spannung im Mittelspannungsnetz erhöht (siehe Abbildung 8).

Im Gegensatz dazu können rONT das Übersetzungsverhältnis automatisch und ohne Unterbrechung der Stromversorgung anpassen. Indem das Übersetzungsverhältnis schrittweise erhöht wird, kann beispielsweise die Spannung auf der Niederspannungsseite des Transformators nahezu konstant bei 400 V gehalten werden, auch wenn sich die Spannung im Mittelspannungsnetz erhöht. Die schrittweise Erhöhung des Übersetzungsverhältnisses aufgrund steigender Spannung im Mittelspannungsnetz ist in Abbildung 8 als Beispiel dargestellt.

Durch die Einspeisung von Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz steigt die Spannung zudem mit steigendem Abstand zum Ortsnetztransformator (ONT). Bei Photovoltaikanlagen am Ende langer Stränge besteht die Gefahr, dass am Ende des Strangs die maximale Sollspannung von 440 V überschritten wird. Durch die Regelbarkeit des Übersetzungsverhältnisses kann die Spannung auf der Niederspannungsseite des rONT auf das gewünschte Niveau herabgesetzt werden, sodass ein ausreichender Spannungspuffer für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen besteht.

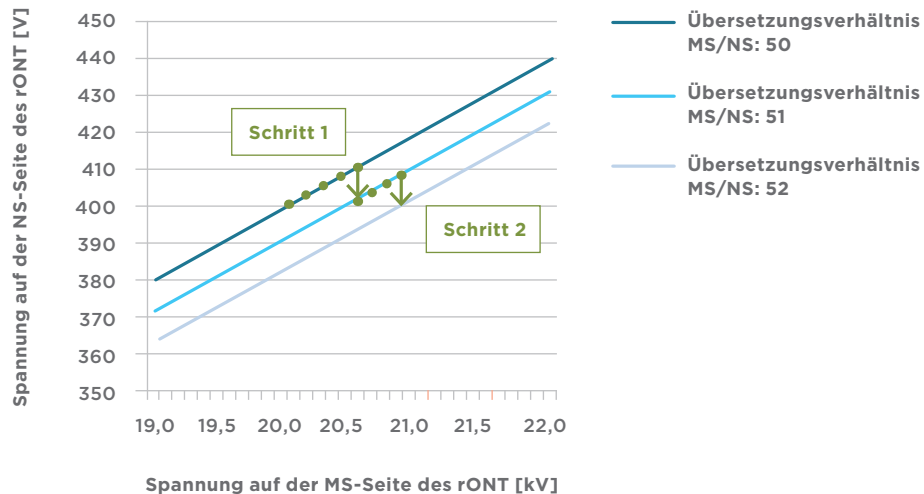


Abbildung 8: Übersetzungsverhältnis zwischen Mittelspannungs- und Niederspannungsseite.

Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [30]

Fast alle befragten Netzbetreiber haben regelbare Ortsnetztransformatoren im Einsatz [1–10]. In der Mehrheit der Fälle handelt es sich um Pilotprojekte, oder regelbare Ortsnetztransformatoren wurden in wenigen Einzelfällen eingesetzt [3, 4, 6–10]. Zwei der befragten Netzbetreiber gaben jedoch an, bereits mehr als 100 regelbare Ortsnetztransformatoren im Einsatz zu haben.⁵ Trotz der dreistelligen Zahl an Ortsnetztransformatoren handelt es sich prozentual gesehen um maximal 1 bis 2 % aller Ortsnetztransformatoren, die sich in den entsprechenden Netzgebieten im Einsatz befinden.

Die Unterschiede bei den Einsatzzahlen deuten bereits darauf hin, dass der Nutzen von regelbaren Ortsnetztransformatoren unterschiedlich eingeschätzt wird. Als ein Grund für die geringen Einsatzzahlen wurde angegeben, dass in manchen Netzregionen fast ausschließlich Leistungsprobleme vorliegen und somit in diesen Fällen regelbare Ortsnetztransformatoren keine Lösungsoption darstellen [7]. Zudem geben weitere Netzbetreiber an, dass regelbare Ortsnetztransformatoren vielfach nur eine Zwischenlösung für die zu dem Zeitpunkt aktuellen Spannungsprobleme wären [3, 6]. Bei einem weiteren Photovoltaikausbau würde es jedoch auch zu Leistungsproblemen kommen, sodass der konventionelle Netzausbau die zukunftssichere Handlungsalter-

native wäre. Die beiden Netzbetreiber mit über 100 installierten Einheiten gaben an, dass der regelbare Ortsnetztransformator in einigen konkreten Fällen die wirtschaftlichste Alternative sei.

Im Hinblick auf die Zukunft gab nur ein Netzbetreiber an, ein flächendeckendes Rollout-Konzept zu entwickeln, bei dem auch die Netzstruktur der Ortsnetze weiterentwickelt werden soll.⁶ Aus langfristiger Perspektive verspricht sich dieser Netzbetreiber große Vorteile durch die Entkopplung des Mittel- und Niederspannungsnetzes.

4.5 Netzoptimierung

4.5.1 Individuelle Stufung von Ortsnetztransformatoren

Wie bereits erläutert, kann das Übersetzungsverhältnis von normalen (nicht regelbaren) Ortsnetztransformatoren manuell eingestellt werden. Durch das Herabsetzen der Spannung auf der Niederspannungsseite des ONT, erhöht sich das zur Verfügung stehende Spannungsband bis zum oberen Spannungsgrenzwert. Das größere Spannungsband nach oben kann für zusätzliche Photovoltaikanlagen ausgenutzt werden. Analog sinkt jedoch das Spannungsband zum unteren Spannungsgrenzwert. Daher kann

⁵ Auf die Angabe der Quelle wurde verzichtet, um die Anonymität der jeweiligen Verteilnetzbetreiber zu gewährleisten.

⁶ Auf die Angabe der Quelle wurde verzichtet, um die Anonymität des Verteilnetzbetreibers zu gewährleisten.

die Spannung auf der Niederspannungsseite des Transformators nicht zu tief herabgesetzt werden, da auch im Lastfall der untere Grenzwert nicht unterschritten werden darf.

Mehrere Verteilnetzbetreiber haben in den Interviews erwähnt, dass sie das Übersetzungsverhältnis aufgrund des Ausbaus von Photovoltaikanlagen in den Niederspannungsnetzen individuell angepasst haben, um eine Überschreitung der Spannungsgrenzwerte am Ende der Niederspannungsstränge zu verhindern [2, 4, 5, 7, 9]. Ein Netzbetreiber fügte auch hinzu, dass das Übersetzungsverhältnis saisonal angepasst wird [4]. Im Sommer wird das Übersetzungsverhältnis aufgrund der hohen Photovoltaikeinspeisungen vergrößert. Im Winter wird hingegen das Übersetzungsverhältnis wegen der hohen Last durch elektrische Heizungen reduziert. Ein Netzbetreiber gab zudem an, dass die individuelle Stufung

der Ortsnetztransformatoren im Zusammenspiel mit der Flächenbereichsregelung technisch ausreichend und wirtschaftlich effizienter sei als der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren [7].

4.5.2 Flächenbereichsregelung

Netzbetreiber nutzen die Regelmöglichkeit zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene, um das Spannungsniveau für das komplette Versorgungsgebiet des Umspannwerks inklusive der Niederspannungsnetze einzustellen (siehe Abbildung 9). Klassisch wurde die Spannung auf der Mittelspannungsseite des Umspannwerks auf einen Festwert geregelt (z. B. 20,6 kV). Im Rahmen der Flächenbereichsregelung kann die Spannung abhängig von der Lastsituation dynamisch eingestellt werden (z. B. im Bereich von 20,4 kV bis 20,8 kV) [6].

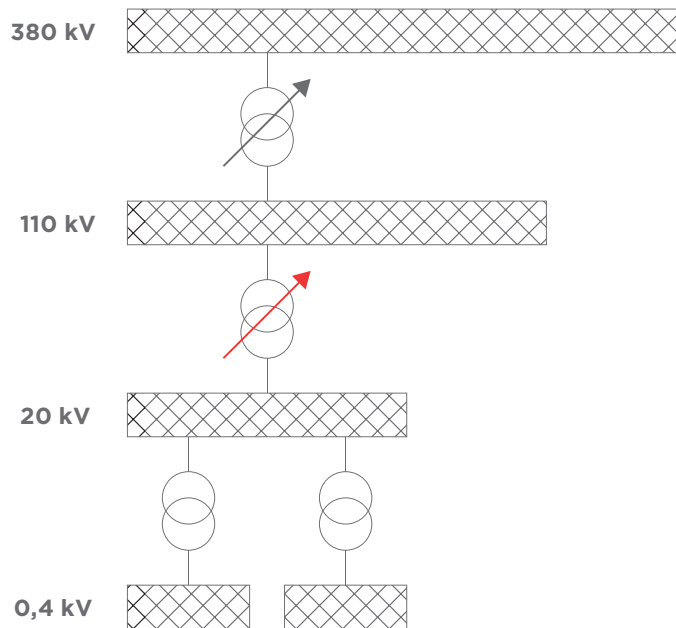


Abbildung 9: Flächenbereichsregelung zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene

Mehrere Netzbetreiber gaben an, die Spannung flexibel am Hochspannungs-/Mittelspannungs-Umspannwerk zu regeln [5–7, 10]. Die beiden Netzbetreiber mit dem höchsten Photovoltaikanteil gaben an, die Spannung in Abhängigkeit von der Höhe und Richtung des Lastflusses zu regeln („Stromkompoundierung“) [6, 7]. Hierdurch wird die Spannung aktiv an die Photovoltaikeinspeisungen im Niederspannungsnetz angepasst. Dies bedeutet, dass die Spannung in der Mittelspannungsebene bei hoher Einspeisung von Photovoltaikanlagen so weit wie möglich herabgesetzt wird. Ein Verteilnetzbetreiber gab an, die Spannung temporär bis 19,8 kV abzusenken [7]. Ein anderer Netzbetreiber senkt die Spannung auf ein Minimum von 20,4 kV [6]. Ein Netzbetreiber wies auch darauf hin, dass in Netzregionen mit einem hohen Industrieanteil und somit einer hohen Last die Spannung nicht deutlich herabgesetzt werden kann [6]. Nach Aussagen der Interviewpartner kann die lastflussabhängige Spannungsregelung am Hochspannungs-/Mittelspannungs-Umspannwerk relativ kostengünstig realisiert werden [6, 7]. Selbst bei älteren Umspannwerken muss nur der Traforegler, d. h. die Elektronik, ausgetauscht werden. Bei neueren Umspannwerken ist nur ein Softwareupdate notwendig.

4.5.3 Blindleistungseinspeisung durch Photovoltaik-Wechselrichter

Blindleistungsfähige⁷ Wechselrichter können dazu beitragen, das Spannungsband in den Niederspannungsnetzen einzuhalten. Gerade bei langen Niederspannungssträngen kann es zu einer Überschreitung der Spannungsgrenzwerte am Einspeisepunkt kommen. Nehmen die Wechselrichter jedoch gleichzeitig Blindleistung auf, kann die Spannung am Netzanschlusspunkt um 1–2 % gesenkt werden [6].

Nach der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 aus dem Jahr 2011 müssen Wechselrichter Blindleistung bereitstellen können. Die Standardkennlinie aus der VDE-Anwendungsregel ist ab Werk voreingestellt. Sie kann jedoch individuell vom Netzbetreiber eingestellt werden. Nach übereinstimmenden Aussagen von mehreren Netzbetreibern wird jedoch stets die Standardkennlinie aus der VDE-Anwendungs-

regel verwendet, und es werden keine individuellen Vorgaben erstellt [6–8]. Die individuelle Vorgabe von Kennlinien ist hauptsächlich ein Problem der Organisation aufgrund der Vielzahl an Anlagen [6]. Zudem wird das Netz fortlaufend umgebaut oder verstärkt, so dass eine manuelle Nachjustierung erforderlich wäre [6]. Bei einer guten Standardkennlinie ist daher eine individuelle Vorgabe nur in Einzelfällen sinnvoll. Entsprechend gab nur ein Netzbetreiber an, in Einzelfällen individuelle Kennlinien vorzugeben [4]. Der Netzbetreiber überprüft jedoch nicht, ob die Einstellung korrekt durchgeführt wurde. Dies ist ebenfalls mit der hohen Anzahl an Anlagen im Niederspannungsnetz verbunden.

4.5.4 Verlagerung von Trennstellen

Eine Änderung der Netztopologie durch die Verlagerung von Trennstellen ist unter gewissen Voraussetzungen ebenfalls eine Möglichkeit, Photovoltaikanlagen in die Niederspannungsnetze zu integrieren.

Eine Änderung der Netztopologie ist beispielsweise bei Ringnetzen möglich. Diese werden typischerweise als offenes Ringnetz betrieben, d. h. die Netzstruktur im Betrieb entspricht einem Strahlennetz. Durch Umlegen des Schalters an der Trennstelle kann das Netz auch als geschlossenes Ringnetz betrieben werden (siehe Abbildung 10). Hierdurch sinkt der Netz-widerstand und damit auch der Spannungsabfall im Netz [10]. Ein Netzausbau aufgrund von Spannungsproblemen kann somit temporär verhindert werden [10]. Ein Netzbetreiber wies auch darauf hin, dass in Einzelfällen ein Leitungsausbau notwendig ist, um zwei Stränge zu einem Ringnetz zusammenzuführen [10].

Eine weitere Optimierungsmaßnahme lässt sich bei Netzsträngen realisieren, die von zwei Ortsnetzstationen versorgt werden können (siehe Abbildung 11) [6]. Sind die Rückspeisungen an einem Ortsnetztransformator deutlich höher als an dem anderen, kann die Trennstelle zwischen den beiden Ortsnetztransformatoren verlegt werden. Im Ergebnis wird somit ein Teil der Netzeinspeisungen auf einen anderen Ortsnetztransformator verlagert.

⁷ Blindleistung entsteht, wenn sich Spulen oder Kondensatoren im Netz befinden. Durch die Aufnahme von Blindleistung kann auch die Netzspannung verändert werden. Diesen Effekt nutzt man bei blindleistungsfähigen Wechselrichtern aus.

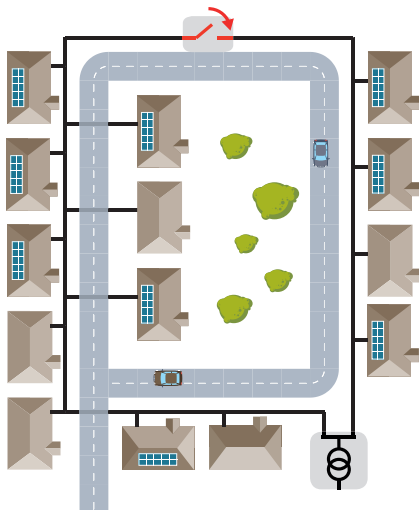


Abbildung 10: Geschlossen betriebenes Ringnetz

Die befragten Netzbetreiber wiesen allerdings auch darauf hin, dass diese Maßnahmen aufgrund der Netztopologie nur in Einzelfällen umgesetzt werden können [4, 10]. Zudem fügte ein Netzbetreiber hinzu, dass diese Maßnahmen nur eine vorübergehende Lösung darstellen und dass bei weiterem Photovoltaikausbau in den Niederspannungsnetzen weitere Maßnahmen notwendig seien [6].

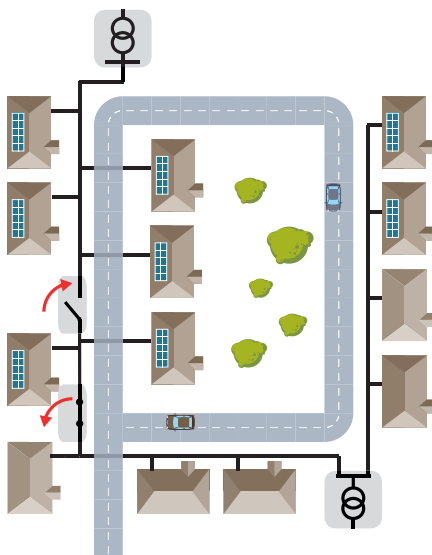


Abbildung 11: Ortsnetz mit zweitem Ortsnetztransformator

4.6 Netzmonitoring und -planung

4.6.1 Netzmonitoring

In der Leitwarte überwachen die Verteilnetzbetreiber den Status der Netze und leiten bei Bedarf Korrekturmaßnahmen (z. B. Netzschaltungen) ein. Die notwendigen Daten zur Überwachung der Verteilnetze werden in den Hoch- und Mittelspannungsnetzen erhoben und in Echtzeit an die Leitwarte übertragen. Für die Überwachung der Verteilnetze reichen Messdaten von wenigen Punkten aus. Im Mittelspannungsnetz werden beispielweise Strom und Spannung an den abgehenden Strängen des Umspannwerkes gemessen [2, 6–8]. Zudem werden an einzelnen Netzstationen im Mittelspannungsnetz Strom und Spannung gemessen und an die Leitwarte übertragen [1, 4, 6–8]. Aus den Niederspannungsnetzen benötigen die Leitwarten der Netzbetreiber jedoch keine Echtzeitdaten für den operativen Betrieb [1–10].

In den Niederspannungsnetzen selbst findet lediglich eine flächendeckende Messung der maximalen Stromstärke statt [4, 7, 9]. Diese wird über einen sogenannten Schleppzeiger gemessen, der nur die bisher maximal aufgetretene Stromstärke festhält. Die Auslesung erfolgt einmal im Jahr. Der Schleppzeiger kann nur den Betrag der maximalen Stromstärke messen, jedoch nicht die Stromrichtung. Früher war dies auch nicht notwendig, da keine Rückspeisungen vom Niederspannungsnetz in das Mittelspannungsnetz auftraten. Nun werden bidirektionale Zähler eingesetzt.

Die Spannung in den Niederspannungsnetzen wird hingegen nicht flächendeckend gemessen. Die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte wird jedoch im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung rechnerisch überprüft. Ereignisorientierte Messungen werden allerdings durchgeführt, z.B. wenn Stromkunden Unregelmäßigkeiten melden oder die Berechnungen darauf hindeuten, dass sich die Spannung in der Nähe der Grenzwerte befindet [2, 7]. Kein Netzbetreiber hat den Plan geäußert, flächendeckende Messpunkte in den Niederspannungsnetzen einzuführen.

4.6.2 Einspeisemanagement

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz fordert seit der Novelle 2012, dass sich alle Photovoltaikanlagen bis 100 kW am sogenannten vereinfachten Einspeisemanagement beteiligen [31]. Hierdurch schafft der Gesetzgeber die Voraussetzung, dass der Netzbetreiber Photovoltaikanlagen bei Netzengpässen mit Fernwirktechnik drosseln kann. Die gesetzliche Forderungen zur Netzausbaupflicht bleibt jedoch bestehen, so dass das Instrument nur bei temporären Netzengpässen und Störungen – und nicht als Alternative zum Netzausbau – eingesetzt werden kann [31–33]. Erst ab dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 ist die sogenannte Spitzenkappung als zusätzliches Instrument für die Netzplanung vorgesehen [24]. Dies dient insbesondere zur Vermeidung von Engpässen und Spannungsproblemen im Hoch- und Mittelspannungsnetz. Die Anwendung ist jedoch auch perspektivisch für die Niederspannungsebene denkbar.

Typischerweise kommen für das vereinfachte Einspeisemanagement Rundsteuersysteme zum Einsatz, bei denen die Steuersignale unidirektional an die Photovoltaikanlagen versendet werden [3]. Photovoltaikanlagen bis 30 kW haben alternativ die Möglichkeit, die Wirkleistungseinspeisung auf 70 % der installierten Leistung zu begrenzen. In den Interviews wiesen die Verteilnetzbetreiber darauf hin, dass die technischen Voraussetzungen bestehen, die Photovoltaikanlagen bei Bedarf abzuregeln [4–7, 9]. Jedoch wird dieses Instrument im regulären Netzbetrieb nicht genutzt und die Photovoltaikanlagen bis 100 kW werden nicht aktiv abgeregelt [4–7, 9]. Nur ein Verteilnetzbetreiber gab an, dieses Instrument im Rahmen eines Forschungsvorhabens zu testen [9].

Ein Netzbetreiber erläuterte, dass durch die Planungsgrundsätze für die Niederspannungsnetze ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet ist [5]. Durch die Planungsgrundsätze wird die Überlastung der Betriebsmittel im regulären Netzbetrieb ausgeschlossen. Beispielsweise wird im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung sichergestellt, dass die Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen die Nennleistung des Ortsnetztransformators nicht übersteigt. Ein Netzbetreiber wies auch darauf hin, dass die Durchführung der Abregelung aufgrund der unidirektionalen Kommunikation nicht überprüfbar sei [5].

Einzelne Netzbetreiber gaben jedoch an, dass Einzelfälle auftraten, bei denen Photovoltaikanlagen automatisch ihre Einspeiseleistung aufgrund von Überspannung am Einspeisepunkt reduzierten [6, 7]. Diese automatischen Abregelungen treten jedoch nur vorübergehend auf, bis der Netzausbau abgeschlossen ist [7]. In vielen Fällen ist es bereits bei der Netzverträglichkeitsprüfung bekannt, dass automatische Abregelungen temporär auftreten können, und der Kunde wird entsprechend über die Möglichkeit informiert [7].

4.6.3 Verbesserte Netzplanung

Einspeisewillige sind verpflichtet, vor Installation der Photovoltaikanlage einen Netzanschluss zu beantragen. Im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung überprüft der Verteilnetzbetreiber, ob das Spannungsband im Niederspannungsnetz eingehalten und ob die Strombelastbarkeit der Betriebsmittel im Niederspannungsnetz nicht überschritten wird. Bei Photovoltaikanlagen größer als 30 kW wird zudem der volkswirtschaftlich günstigste Netzverknüpfungspunkt ermittelt. Bei kleineren Anlagen gilt der Hausanschluss aufgrund gesetzlicher Vorgaben als Netzverknüpfungspunkt; eine Ermittlung ist daher nicht notwendig.

Mehrere Verteilnetzbetreiber wiesen darauf hin, dass nicht für alle Anträge eine Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt wird [2, 10]. Ein Verteilnetzbetreiber führt beispielsweise keine Netzberechnung für Photovoltaikanlagen kleiner als 10 kW durch; die Zulassung erfolgt pauschal [10]. Bei Photovoltaikanlagen größer als 10 kW wird allerdings eine Netzverträglichkeitsprüfung durchgeführt. Bei dieser Prüfung werden alle bestehenden Anlagen im jeweiligen Niederspannungsnetz berücksichtigt, sodass Kleinanlagen unter 10 kW bei diesem Schritt nachträglich mitgeprüft werden. Zudem werden keine individuellen Netzverträglichkeitsprüfungen in Netzregionen durchgeführt, in denen bis dato nur eine geringe Anzahl von Photovoltaikanlagen in den Niederspannungsnetzen installiert ist. Andere Verteilnetzbetreiber führen hingegen für alle Photovoltaikanlagen, inklusive Kleinanlagen, individuelle Netzverträglichkeitsprüfungen durch [4, 6].

Auch die Durchführung der Netzverträglichkeitsprüfung erfolgt auf unterschiedliche Art und Weise. Eine Netzflussberechnung mit Simulationsprogrammen (z.B. PSS®SINCAL, DigSILENT PowerFactory) wird bei einem Verteilnetzbetreiber standardmäßig durchgeführt und auch für jede Netzverträglichkeitsprüfung in der Niederspannung verwendet [6]. Andere Verteilnetzbetreiber nutzen Simulationsprogramme nur in Netzregionen mit einem hohen Photovoltaikanteil [1, 9]. Wiederum andere Verteilnetzbetreiber überlassen die Auswahl der Hilfsmittel zur Netzberechnung den jeweiligen Netzplanern für die Niederspannung [7].

Voraussetzung für die Nutzung von Simulationsprogrammen ist, dass die Niederspannungsnetze digitalisiert sind. Dies ist bei allen befragten Netzbetreibern, die sich dazu geäußert haben, der Fall [1, 2, 5–7]. Teilweise erfolgte die Digitalisierung der physischen Schaltpläne erst in den letzten drei bis fünf Jahren [7]. Zuvor war es beispielsweise unklar, an welchem Stromkreis die Photovoltaikanlagen angeschlossen wurden, da eine manuelle Prüfung der anlagen Netz-karten zu aufwendig gewesen wäre.

Bei der Netzverträglichkeitsprüfung für Photovoltaikanlagen müssen Annahmen hinsichtlich der minimalen Last und der maximalen Erzeugung im betroffenen Niederspannungsnetz getroffen werden. Für die maximale Erzeugung aus Photovoltaikanlagen nehmen manche Netzbetreiber einen Gleichzeitigkeitsfaktor von eins an [1, 4]. Bei der Netzverträglichkeitsprüfung wird somit angenommen, dass alle Anlagen gleichzeitig mit ihrer vollen Leistung einspeisen können. Andere Netzbetreiber haben diesen Wert bereits aufgrund von Erfahrungswerten gesenkt. Beispielsweise nimmt ein Netzbetreiber einen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8 an [6]. In diesem Zusammenhang wies ein Netzbetreiber auch darauf hin, dass durch genauere Planung dem Netz kontinuierlich Sicherheitspolster entnommen werden und der Betrieb des Netzes immer weiter an der technisch möglichen Grenze erfolgt [9].

Für die Festlegung der minimalen Last gibt es ebenfalls unterschiedliche Ansätze. Ein Verteilnetzbetreiber wertet die Viertelstundenwerte aus den Messungen am Umspannwerk aus [6]. Die minimale Last am Umspannwerk wird anschließend mit Anpassungsfaktoren auf die Niederspannungsnetze herunter-

gebrochen. Es wird zudem angenommen, dass alle Stränge eines Niederspannungsnetzes das gleiche Lastverhalten aufweisen. Andere Netzbetreiber nutzen einen Bottom-up-Ansatz und berechnen die minimale Last eines Niederspannungsnetzes auf Basis der Standardlastprofile und der Anzahl der Haushalte und Gewerbekunden im jeweiligen Netzgebiet [4].

Weitere Unterschiede gibt es hinsichtlich der Planungsrichtlinien. Gemäß der Norm DIN EN 50160 darf die Spannung 10 % von der Normspannung abweichen. Diese Regel gilt universell für alle Netzebenen inklusive der Niederspannungsebene. Aufgrund der typischerweise starren Kopplung von Mittel- und Niederspannungsnetz, muss die Regel für Nieder- und Mittelspannung gemeinsam betrachtet werden.

Die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 legt zudem fest, dass die Spannungsanhebung im Niederspannungsnetz durch alle Photovoltaikanlagen im lastfreien Fall maximal 3 % beantragen darf. Dies stellt ein vereinfachtes Kriterium für die Aufteilung des Spannungsbandes zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz dar. Jedoch erlaubt die Anwendungsregel im begründeten Einzelfall eine Abweichung von diesem Wert.

Zwei Verteilnetzbetreiber gaben an, dass die 3 %-Regel den gültigen Planungsmaßstab im Niederspannungsnetz darstellt [3, 5]. Drei Verteilnetzbetreiber berücksichtigen hingegen nur die universell geltende 10 %-Regel in der Niederspannung [1, 2, 7]. Als Grund gaben diese Netzbetreiber an, dass die 3 %-Regel nur auf theoretischen Überlegungen und nicht auf der tatsächlichen Spannungssituation vor Ort beruhe. Die 3 %-Regel würde somit (unnötigerweise) verfrüht einen Netzausbaubedarf signalisieren. Ein weiterer Netzbetreiber fügte hinzu, dass die 3 %-Regel beim Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren oder Spannungsreglern zudem nicht mehr angewendet werden kann [5].

Die Unterschiede in den Planungskriterien erklärt ein Netzbetreiber durch die unterschiedlichen Netz-situationen, zum Beispiel von den unterschiedlichen Anteilen von Erzeugungsanlagen im vorgelagerten Mittelspannungsnetz [6]. Ist der Netzbetreiber in der Lage die Spannungsschwankungen im Mittelspannungsnetz sicher abzuschätzen, kann er von der konservativen 3 % Regel entsprechend abweichen.

5. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die vorliegende Studie zeigt, welche Maßnahmen zur Integration von Photovoltaikanlagen in den deutschen Niederspannungsnetzen umgesetzt wurden. Um zu Ergebnissen zu gelangen, mussten exemplarische Interviews mit relevanten Verteilnetzbetreibern durchgeführt und ausgewertet werden. Aus den beschriebenen Ergebnissen lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:

1. Die Überschreitung der Grenzwerte für Spannung und Stromstärke ist der Hauptgrund für Netzausbaumaßnahmen. In Abhängigkeit von der lokalen Netzstruktur und der Ausbaugeschwindigkeit von Photovoltaikanlagen sind die Auslöser für den Netzausbau regional unterschiedlich.
2. Maßnahmen zur Netzoptimierung (z. B. Änderung der Netzstruktur, Flächenbereichsregelung) sind vielfach die wirtschaftlichste Erstmaßnahme. Ist das Potenzial ausgeschöpft, sind jedoch zusätzliche Maßnahmen erforderlich.
3. Sogenannte intelligente Betriebsmittel wie z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren waren bisher nur in Einzelfällen wirtschaftlich sinnvoll, um die Spannungsqualität (z. B. $400\text{ V} \pm 10\%$) zu gewährleisten. Ein flächendeckender Rollout von regelbaren Ortsnetztransformatoren wird bisher von keinem Verteilnetzbetreiber geplant.

4. Die Verteilnetzbetreiber haben hauptsächlich konventionelle Netzausbaumaßnahmen (z.B. Austausch Transformatoren, Verlegen von Parallelkabeln) ergriffen, damit die zulässigen Grenzwerte für Spannung und Stromstärke nicht überschritten werden.

5. Ein aktives Monitoring der Mittelspannungsnetze ist ausreichend, um auf die Spannungsqualität in den Niederspannungsnetzen zu schließen. Flächendeckende Messpunkte in den Niederspannungsnetzen sind nicht erforderlich.

Die Erfahrungen der deutschen Verteilnetzbetreiber zeigen beispielhaft, dass es für die technischen Herausforderungen bei der Netzintegration von Photovoltaikanlagen Lösungen gibt. Diese praktischen Erfahrungen könnten auch für andere Länder von Relevanz sein, die den Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien planen. ■

Literaturverzeichnis

- [1] **Verteilnetzbetreiber 1:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [2] **Verteilnetzbetreiber 2:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [3] **Verteilnetzbetreiber 3:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [4] **Verteilnetzbetreiber 4:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [5] **Verteilnetzbetreiber 5:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [6] **Verteilnetzbetreiber 6:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [7] **Verteilnetzbetreiber 7:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [8] **Verteilnetzbetreiber 8:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [9] **Verteilnetzbetreiber 9:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [10] **Verteilnetzbetreiber 10:** *Interview mit Verteilnetzbetreiber*
- [11] **50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO:** *EEG-Anlagenstammdaten Gesamtdeutschland zur Jahresabrechnung 2015.* URL https://www.netztransparenz.de/de/file/Anlagenstammdaten_2015_final.zip. – Aktualisierungsdatum: 2016-08-10 – Überprüfungsdatum 2016-09-29
- [12] **Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg; Institut für Netz- und Anwendungstechnik:** *Maßnahmen zur Behebung des Spannungsbandproblems (Lösungen).* URL http://ront.info/systemwirkung-ront/probleme_loesungen/massnahmen-zur-behebung-des-spannungsbandproblems-2/ – Überprüfungsdatum 2016-10-27
- [13] **Agricola, Annegret-Cl.; Höflich, Bernd; Richard, Philipp; Völker, Jakob; Rehtanz, Christian; Greve, Marco; Gwisdorf, Björn; Kays, Jan; Noll, Theresa; Schwippe, Johannes; Seack, André; Teuwsen, Jan; Brunekreeft, Gert; Meyer, Roland; Liebert, Vanessa:** *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. dena-Verteilnetzstudie.* 2012
- [14] **Vandenbergh, Michel; Craciun, Diana; Helmbrecht, Vincent; Hermes, Roland; Lama, Riccardo; Sonvilla, Paolo Michele; Reking, Manoël; Concas, Giorgia:** *Prioritisation of technical solutions available for the integration of PV into the distribution grid.* 2013

-
- [15] **EP Photovoltaik des AK Verteilernetze:** *Abschlussbericht des EP Photovoltaik.* 2014
- [16] **Schnell, Rainer; Hill, Paul B.; Esser, Elke:** *Methoden der empirischen Sozialforschung.* 9. aktualis. Auflage. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag, 2011
- [17] **Diekmann, A.:** *Empirische Sozialforschung. Grundlagen, Methoden, Anwendungen.* Reinbeck bei Hamburg: Rowohlt Verlag, 2007
- [18] **Befragte Verteilnetzbetreiber:** *Strukturdaten zu den Netzgebieten der Verteilnetzbetreiber.* 2016.
- [19] **Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt:** *Monitoringbericht 2015*
- [20] **DIN EN 50160:** *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*
- [21] **Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter; Schulz, Detlef:** *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis.* 8. Aufl. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2010
- [22] **Bruns, Elke; Ohlhorst, Dörte; Wenzel, Bernd; Köppel, Johann:** *Erneuerbare Energien in Deutschland: Eine Biographie des Innovationsgeschehens.* 2009
- [23] **EEG 2000:** *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes*
- [24] **EEG 2017:** *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien*
- [25] **BMWi:** *Gesamtausgabe der Energiedaten: Datensammlung des BMWi.* Letzte Aktualisierung: Mai 2016.
- [26] **Bundesnetzagentur:** *Bestimmung der Fördersätze für Fotovoltaikanlagen § 31 EEG 2014 für die Kalendermonate April 2016, Mai 2016 und Juni 2016.*
- [27] **Bundesnetzagentur:** *Bestimmung der Fördersätze für Fotovoltaikanlagen § 31 EEG 2014 für die Kalendermonate Januar 2016, Februar 2016 und März 2016.*
- [28] **Deutsche Windguard:** *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland: Jahr 2015.*
- [29] **Deutsche Windguard:** *Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland - Zusätzliche Auswertungen und Daten für das Jahr 2015.*
- [30] **E.ON Bayern:** *smart grid Forschungsprojekt der E.ON Bayern AG.* 2011
- [31] **EEG 2012:** *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)*
- [32] **EEG 2014:** *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)*
- [33] **EnWG 2016:** *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)*



IASS Working Paper März 2017

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

Kontakt Autoren:

Benjamin.Bayer@iass-potsdam.de

Adela.Marian@iass-potsdam.de

Adresse:

Berliner Strasse 130

14467 Potsdam

Deutschland

Telefon 0049 331-28822-340

www.iass-potsdam.de

E-Mail:

media@iass-potsdam.de

Vorstand:

Prof. Dr. Mark G. Lawrence,

Geschäftsführender Wissenschaftlicher Direktor

vertretungsberechtigt

Prof. Dr. Patrizia Nanz, Wissenschaftliche Direktorin

Prof. Dr. Ortwin Renn, Wissenschaftlicher Direktor

DOI: 10.2312/iass.2017.008

