

AUSWIRKUNG DER REGIONALEN VERTEILUNG ERNEUERBARER ENERGIEN AUF DEN NETZAUSBAUBEDARF IM VERTEILUNGSNETZ

**Henning SCHUSTER(*), Lukas VERHEGGEN, Sebastian DIERKES,
Albert MOSER**

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Schinkelstraße 6,
52064 Aachen, www.iaew.rwth-aachen.de, hs@iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Die Integration Erneuerbarer Energien in das elektrische Energieversorgungssystem ist sehr kostenintensiv und verlangt nach effizienten Umsetzungsansätzen. Ein möglicher Ansatz zur Verringerung der gesamtwirtschaftlichen Kosten und damit zur Steigerung der Effizienz der Energiewende ist die Berücksichtigung der Auswirkung der Einspeisungen auf Übertragungskosten bei der Standortentscheidung. Dies kann durch sogenannte Allokationssignale erreicht werden.

Das Ziel dieses Beitrages ist es, den Einfluss der geographischen Verteilung Erneuerbarer Energien auf den Netzausbaubedarf in Verteilungsnetzen erstmalig zu quantifizieren, um damit einen Beitrag zur Diskussion der Weiterentwicklung des ordnungspolitischen Rahmens für Erneuerbare Energien zu leisten.

Dazu wurde im Rahmen des Beitrages eine Methodik entwickelt, welche den Netzausbaubedarf in der Verteilungsebene durch einen probabilistischen Ansatz simuliert. Der Ansatz beruht darauf, dass Verteilnetze mit vergleichbaren Versorgungsaufgaben zu Modellnetzklassen zusammengefasst und durch eine Vielzahl von synthetisch erstellten Netzen repräsentiert werden. Durch eine Monte-Carlo-Simulation werden Netzstrukturmerkmale und Allokationen der Erneuerbaren Energien innerhalb einer Modellnetzklasse variiert und der Netzausbaubedarf bestimmt.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei den hier definierten drei Allokationen Erneuerbarer Energien die Sensitivität des absoluten aggregierten Netzausbaubedarfs in der Nieder- und Mittelspannungsebene relativ gering ausfällt. In einzelnen Modellnetzklassen können allerdings sehr hohe Sensitivitäten auf die regionale Allokation Erneuerbarer Energien gezeigt werden.

Eine regionale Steuerung des Zubaus Erneuerbarer Energien durch ordnungspolitische Maßnahmen ist sinnvoll, denn in einzelnen Modellnetzklassen kann eine deutliche Sensitivität gezeigt werden, allerdings bedarf die Parametrierung einer besonderen Berücksichtigung höherer Spannungsebenen und eines hohen Detaillierungsgrades.

Keywords: Allokationssignale für Erneuerbare Energien, Netzausbaubedarf im Verteilnetz

1 Hintergrund und Fragestellung

Die Integration Erneuerbarer Energien führt zu einem starken Anpassungsprozess im elektrischen Energieversorgungssystem. Die öffentliche Auseinandersetzung mit den Kosten der Energiewende erhöht die Notwendigkeit von Lösungsansätzen für eine effiziente Umsetzung. Ein möglicher Ansatz zur Verringerung der gesamtwirtschaftlichen Kosten und damit zur Steigerung der Effizienz der Energiewende ist die Berücksichtigung der Auswirkung der Einspeisungen auf Übertragungskosten bei der Standortentscheidung Erneuerbarer Energien. Dies kann durch sogenannte Allokationssignale erreicht werden. In der Neuausrichtung des ordnungspolitischen Rahmens für Erneuerbare Energien werden beispielsweise regionale Ausschreibungsmodelle diskutiert, welche eine Implementierung eines solchen Allokationssignals erlauben.

Das Ziel dieses Beitrages ist es, den Einfluss der regionalen Verteilung Erneuerbarer Energien auf den gesamten notwendigen Netzausbaubedarf in Verteilungsnetzen erstmalig zu quantifizieren, um damit einen Beitrag zur Diskussion der Weiterentwicklung des ordnungspolitischen Rahmens für Erneuerbare Energien zu leisten. Der Fokus dieses Beitrages liegt auf der Nieder- und Mittelspannungsebene, da hier zum einen sehr hoher Integrationsbedarf Erneuerbarer Energien besteht und es darüber hinaus fraglich ist, wie ein Allokationssignal ausgestaltet sein sollte, um eine effiziente Allokation zu gewährleisten.

2 Methodisches Vorgehen

Zunächst werden in Abschnitt 2.1 drei alternative regionale Allokationen des Zubaus Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2032 abgeleitet. Sowohl die Motivation als auch die Ausgestaltung der drei Szenarien werden vorgestellt. Anschließend wird in Abschnitt 2.2 der methodische Ansatz zur Simulation des deutschlandweiten Netzausbaus in der Nieder- und Mittelspannungsebene vorgestellt.

2.1 Alternative Allokationen Erneuerbarer Energien in Deutschland

Es werden drei verschiedene regionale Allokationen des Zubaus Erneuerbarer Energien bis 2032 in Deutschland untersucht:

- Zubau orientiert an der heutigen Allokation Erneuerbarer Energien
- Allokation des Zubaus Erneuerbarer Energien auf Basis von Bundesländerzielen
- Lastnahe Allokation des Zubaus Erneuerbarer Energien

Die alternativen Allokationen unterscheiden sich hinsichtlich der horizontalen Allokation (Verteilung auf Bundesländer) und der vertikalen Allokation (Verteilung auf Spannungsebenen) der Erneuerbaren Energien.

Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird in allen Szenarien die gleiche installierte Leistung Erneuerbarer Energien betrachtet, welche in **Abbildung 1** dargestellt ist. Der Fokus dieses Beitrags liegt auf der Auswirkung der regionalen Verteilung auf den Netzausbaubedarf im Verteilnetz, so dass etwaige Unterschiede der Einspeisung Erneuerbarer Energien zwischen den Allokationen nicht bewertet werden.

Im betrachteten Szenario beträgt die in installierte Windleistung in Verteilnetzen bis zum Jahr 2032 65 GW und ist damit auf dem gleichen Niveau wie die installierte Photovoltaikleistung mit 64,6 GW. Offshore Windleistung findet dabei keine Betrachtung, da diese direkt in der Höchstspannungsebene angeschlossen ist.

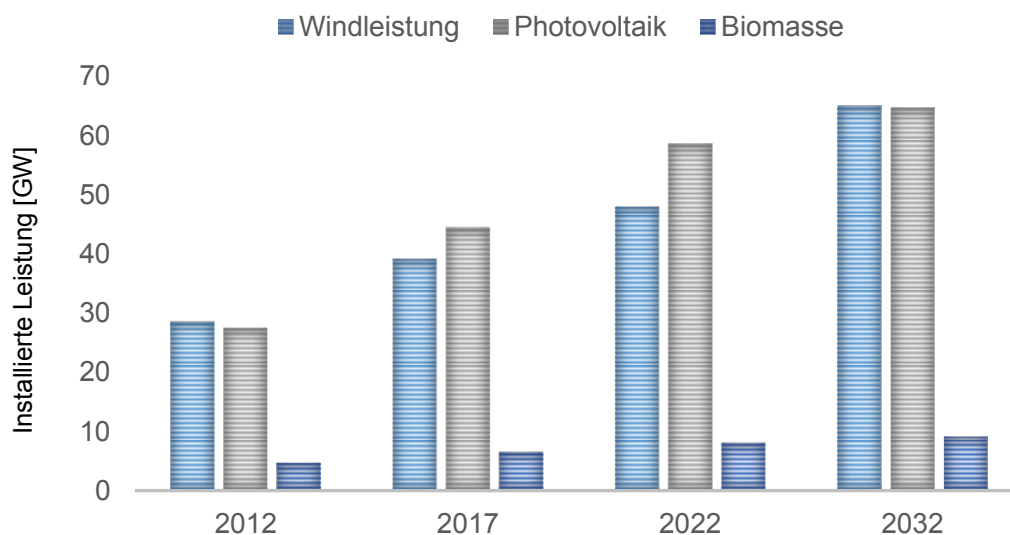


Abbildung 1: Entwicklungspfad Erneuerbarer Energien in Deutschland bis 2032 nach Szenario B des Netzentwicklungsplans deutscher Übertragungsnetzbetreiber [1]

Der betrachtete Zubau in kommenden Jahren wird auf 36 GW Windleistung und 37 GW Photovoltaikleistung prognostiziert.

Im Folgenden werden die Motivation und Ausgestaltung der betrachteten Szenarien zur regionalen Verteilungen dieses Zubaus dargestellt.

2.1.1 Fortschreibung der heutigen Allokation Erneuerbarer Energien

Die Annahme dieses Szenarios beruht darauf, dass in Regionen, in denen heute schon viele Erneuerbare Einspeisungen angeschlossen sind, auch in Zukunft ein starker Zubau zu verzeichnen ist. Diese Regionen zeichnen sich durch ein hohes Einspeisepotenzial und vorhandenen Raum zur Installation neuer Anlagen aus. **Abbildung 2** zeigt die regionale Verteilung der Leistung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen durch die Abbildung der installierten Leistung je Postleitzahlgebiet.

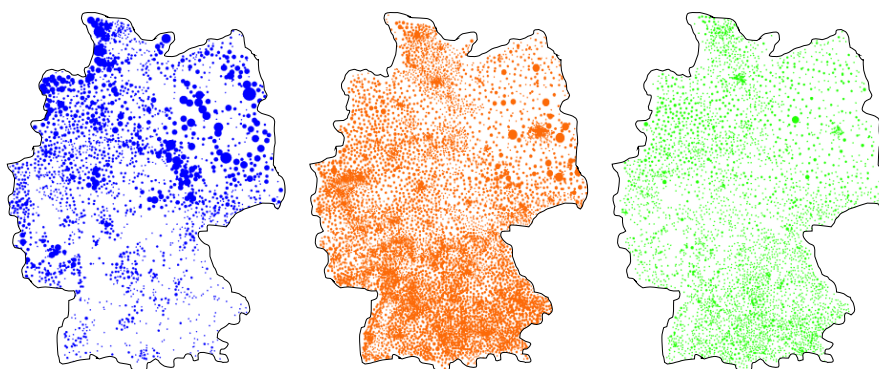


Abbildung 2: Regionale Verteilung der Leistung aus Windkraftanlagen (blau), Photovoltaik (orange) und Biomasse (grün) in Deutschland 2012 [2]

Dieses Szenario würde dazu führen, dass in Deutschland weiterhin eine regionale Konzentration der Windleistung im Norden und der Photovoltaikleistung im Süden Deutschlands zu finden ist.

Hohe installierte Windleistungen (blau) sind im Norden und auch im Osten Deutschlands installiert, während die im Süden Deutschlands installierte Windleistung gering ist. Photovoltaikleistung (orange) dagegen ist in ganz Deutschland installiert, eine regionale Konzentration ist jedoch im Süden Deutschlands vorzufinden. Bei der Biomasse (grün) sind keine signifikanten regionalen Unterschiede zu identifizieren.

2.1.2 Allokation Erneuerbarer Energien auf Basis von Bundesländerzielen

Die Bundesländer in Deutschland haben ambitionierte Ziele bezüglich des Ausbaus Erneuerbarer Energien. Beispielsweise ist es das Ziel süddeutscher Bundesländer, wie Bayern und Baden-Württemberg, den Ausbau von Windleistung zu fördern. Die Berücksichtigung der regionalen Ziele führt zu einer geänderten regionalen Verteilung des Zubaus Erneuerbarer Energien. Diese zeichnet sich insbesondere durch einen stärkeren Zubau von Windleistung im Süden Deutschlands aus¹.

2.1.3 Lastnahe Allokation Erneuerbarer Energien

Die dritte bewertete Allokation Erneuerbarer Energien basiert auf der Annahme, dass der Zubau so gesteuert wird, dass er lastnah stattfindet. Der Zubau von Wind- und Photovoltaikleistung findet damit insbesondere im Süden und Westen Deutschlands statt, in Bundesländern mit einer hohen Last. Das angenommene Szenario führt zu einer gleichmäßigeren Verteilung erneuerbarer Energien in Deutschland.

Abbildung 3 zeigt die regionale Verteilung der Jahreshöchstlasten (nicht zeitgleich) und verdeutlicht die hohe Lastdichte im Westen und Süd-Westen Deutschlands.

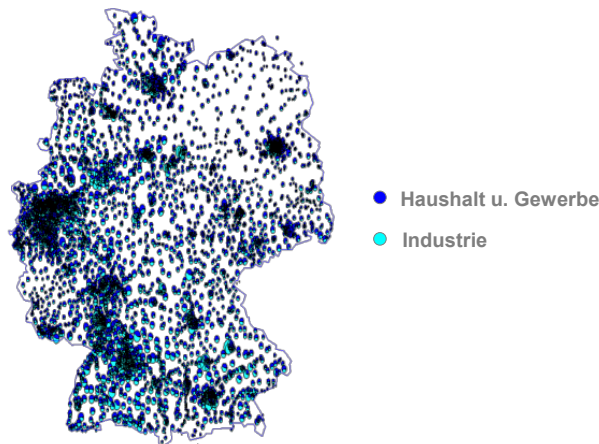


Abbildung 3: Regionale Verteilung der Jahreshöchstlast je HS-Netzknoten in Deutschland 2012 [4]

In der folgenden Tabelle werden die prozentualen Anteile der Bundesländer am Zubau Erneuerbarer Energien gegenübergestellt. Es wird deutlich, dass sich die regionalen Allokationen zwischen den betrachteten Szenarien deutlich unterscheiden. Bei der Annahme einer lastnahen Allokation Erneuerbarer Energien ist beispielsweise der Anteil Nordrhein-

¹ Eine aktualisierte Zusammenstellung der Bundesländerziele kann [3] entnommen werden

Westfalens am Zubau mit 22 % besonders hoch, es kommt somit zu einer gleichmäßigeren Verteilung der Erneuerbaren Energien in Deutschland.

	Allokation des Zubaus nach heutiger Allokation		Allokation des Zubaus nach Bundesländerzielen		Lastnahe Allokation des Zubaus	
	% Zubau Windleistung (2012-2032)	% Zubau PV-Leistung (2012-2032)	% Zubau Windleistung (2012-2032)	% Zubau PV-Leistung (2012-2032)	% Zubau Windleistung (2012-2032)	% Zubau PV-Leistung (2012-2032)
Baden-Württemberg	2%	14%	5%	15%	17%	17%
Bayern	2%	32%	5%	26%	19%	19%
Brandenburg, Berlin	13%	7%	9%	6%	3%	3%
Hessen	2%	5%	5%	7%	9%	9%
Mecklenburg-Vorpommern	5%	2%	7%	4%	0%	0%
Niedersachsen, Bremen	25%	9%	17%	9%	11%	11%
Nordrhein-Westfalen	11%	12%	11%	10%	22%	22%
Rheinland-Pfalz	6%	5%	7%	7%	5%	5%
Saarland	1%	1%	1%	2%	1%	1%
Sachsen	3%	4%	2%	2%	5%	5%
Sachsen-Anhalt	13%	3%	7%	2%	1%	1%
Schleswig-Holstein, HH	11%	4%	15%	6%	4%	4%
Thüringen	3%	2%	8%	4%	2%	2%

Es stellt sich nun die Frage, welche Sensitivität der Netzausbaubedarf in Mittel- und Niederspannung auf die regionalen Verteilungen des Netzausbaus hat.

2.2 Verfahren zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs in Verteilungsnetzen

Der Netzausbaubedarf im Verteilungsnetz wird mit Hilfe eines probabilistischen Ansatzes ermittelt, dessen methodischer Ablauf in **Abbildung 4** dargestellt ist.

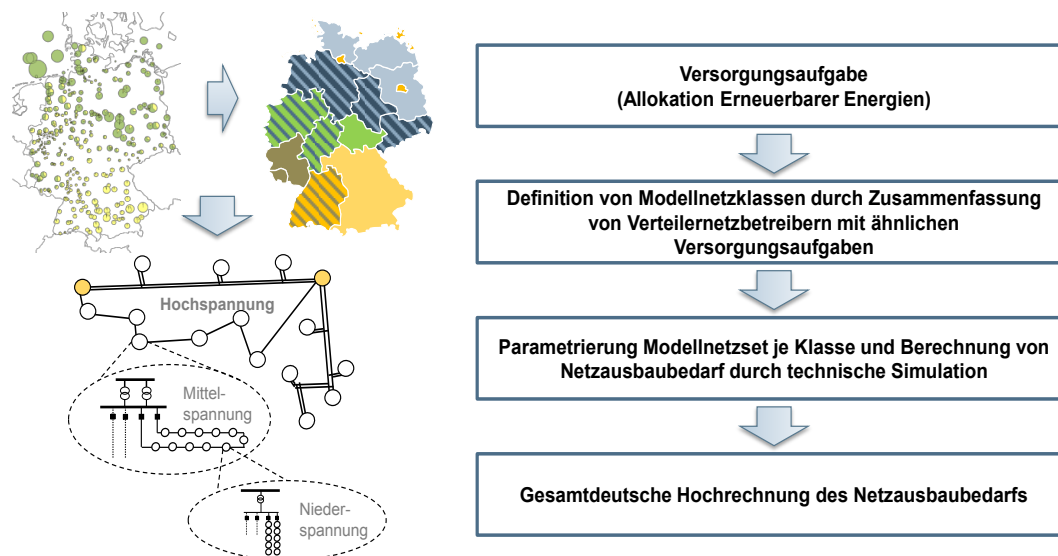


Abbildung 4: Methodisches Vorgehen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs

Zunächst wird die *Versorgungsaufgabe* analysiert und anschließend *Modellnetzklassen* definiert, die aus einer Menge von Verteilungsnetzbetreibern besteht, die in Bezug auf die

Versorgungsaufgabe ähnliche Anforderungen aufweisen. Aus einer Verteilnetzbetreiberdatenbank, die veröffentlichte Daten der Verteilungsbetreiber umfasst, werden für jede Modellnetzklasse Netzstrukturmerkmale abgeleitet und eine Menge von Modellnetzen (sog. Modellnetzset) erstellt, welche die Versorgungsaufgabe und Netzstrukturmerkmale der Modellnetzklasse widerspiegelt.

Jedes Modellnetz beschreibt ein spannungsebenenübergreifendes Mittel- und Niederspannungsnetz. In der Niederspannungsebene werden Strahlennetze als repräsentative Netztopologie gewählt, Mittelspannungsnetze werden als offen betriebene Modellnetze modelliert. **Abbildung 5** zeigt ein solches Modellnetz.

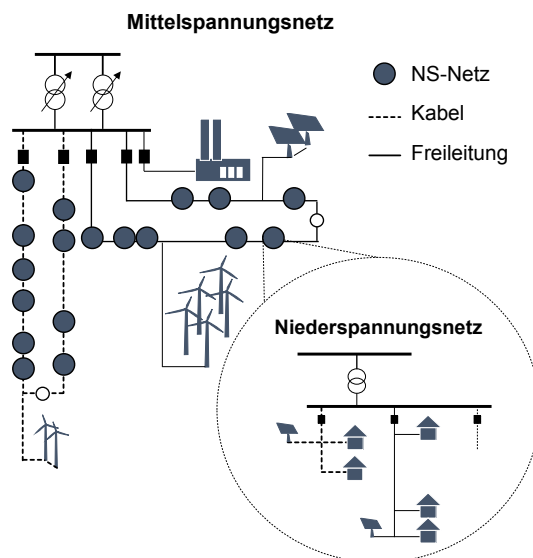


Abbildung 5: Spannungsebenenübergreifendes MS-/NS-Modellnetz

Im Rahmen der probabilistischen Modellierung werden zur Erstellung des Modellnetzsets, also der Menge an synthetischen Modellnetzen, welche repräsentativ für eine Modellnetzklasse simuliert werden, Netzstrukturparameter variiert. Die Verteilungsfunktion der Netzstrukturmerkmale wird aus der Datenbasis der Verteilnetzbetreiberdatenbank abgeleitet.

Folgende Netzstrukturmerkmale werden stochastisch durch eine Verteilungsfunktion beschrieben:

- Anzahl der Abgänge (Nieder- und Mittelspannung)
- Gesamtlänge eines Abgangs (Nieder- und Mittelspannung)
- Anzahl der Entnahmestellen eines Abgangs
- Leitungslänge zwischen Entnahmestellen
- Verkabelungsgrad des Netzes

Da die lokale Konzentrationen Erneuerbarer Energien in einzelnen Netzen maßgeblich zur Verletzung technischer Randbedingungen beitragen und damit zu Netzausbaubedarf führen, wird im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation sowohl die Netzstruktur wie oben beschrieben als auch die Einspeisung Erneuerbarer Energien eines Netzes sowie deren Verteilung innerhalb eines Netzes stochastisch gezogen und für jede Ziehung der Netzausbaubedarf bestimmt. Die Datenbasis für die stochastischen Ziehungen wird aus dem EEG-Anlagenregister abgeleitet.

Folgende Eigenschaften dezentraler Einspeisungen werden stochastisch durch eine Verteilungsfunktion beschrieben:

- Typ der Anlage (Wind, PV, Biomasse, KWK, Laufwasser, KWK)
- Installierte Leistung nach Typ und Spannungsebene

Abbildung 6 zeigt den methodischen Ablauf der Simulation. Für eine hohe Anzahl an Iterationen, welche jeweils die Simulation einer Modellnetzklasse und eines Szenarios beschreiben, wird zunächst das Netz mit betrachteter Last- und Einspeisesituation für das Jahr 2012 erstellt. Dabei werden die oben genannten stochastisch abgebildeten Netzstrukturmerkmale variiert. Die Verteilungsfunktionen werden aus den Daten einer jeden Modellnetzklasse abgeleitet.

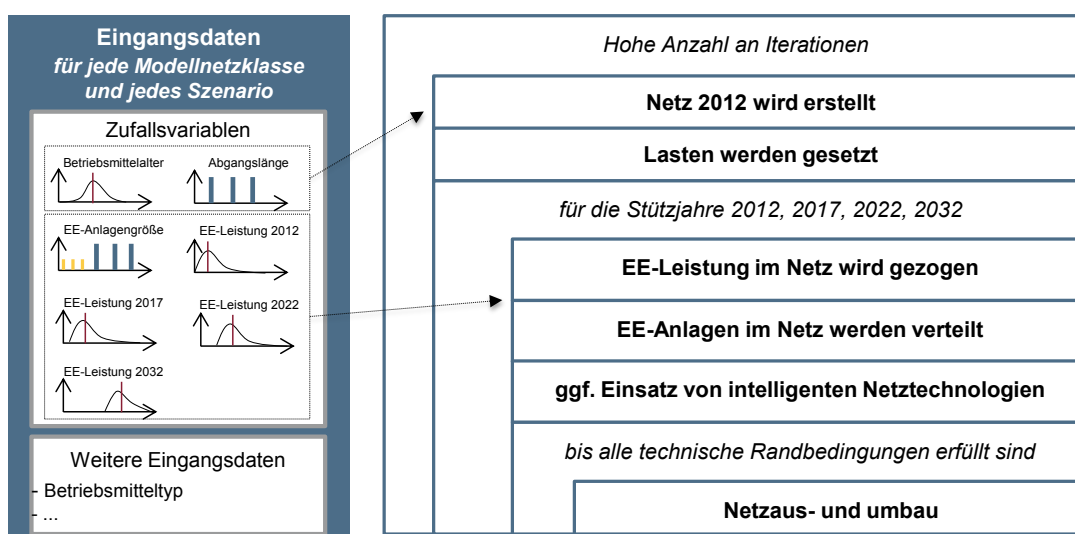


Abbildung 6: Probabilistische Simulation des Netzausbaus im Verteilungsnetz

Anschließend wird die Entwicklung der Versorgungsaufgabe für die betrachteten Stützjahre simuliert. Um die Unsicherheit bei der Entwicklung der Versorgungsaufgabe zu berücksichtigen, erfolgt nur die Ziehung der Versorgungsaufgabe des jeweils nächsten Stützjahres. Für jedes Stützjahr werden dann durch komplexe Lastflussberechnungen die technischen Randbedingungen überprüft und Netzausbaumaßnahmen durchgeführt, bis ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden kann und sowohl thermische Randbedingungen als auch Spannungskriterien nach VDE 4105 und DIN 50160 erfüllt sind.

Das Ergebnis der Simulation ist eine Verteilungsfunktion des Netzaus- und Umbaubedarfs jeder Spannungsebene, jedes betrachteten Stützjahrs, jeder Modellnetzklasse. Daher erlauben die Simulationsergebnisse weitreichende Analysen.

3 Simulationsergebnisse

Im Folgenden wird der Netzausbaubedarf für die beschriebenen Szenarien dargestellt.

3.1.1 Ausbaubedarf der drei alternativen Szenarien in Nieder- und Mittelspannung

Zunächst wird der gesamte Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2032 in den vorgestellten Szenarien betrachtet. Dieser ist in **Abbildung 7** in Relation zum Bestandsnetz dargestellt.

In allen Szenarien wird ein hoher Handlungsbedarf identifiziert. Im Niederspannungsnetz beträgt der konventionelle Netzausbaubedarf bis 2032 rund 7 % der bestehenden Netzlänge. Im Mittelspannungsnetz ist ein noch höherer Netzausbaubedarf bis zu 19 % der bestehenden Netzlänge zur Integration der Erneuerbaren Energien notwendig, da sowohl die Photovoltaikleistung der unterlagerten Niederspannungsnetze als auch die maßgeblich direkt in der Mittelspannungsebene angeschlossene Windleistung zu integrieren ist.

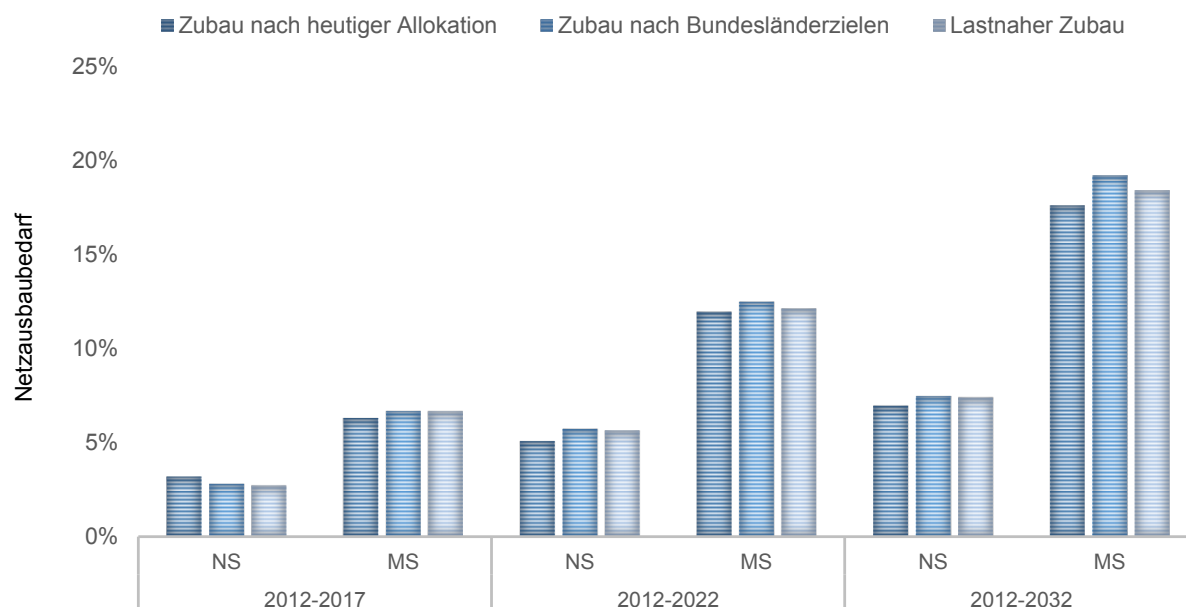


Abbildung 7: Netzausbaubedarf in Nieder- und Mittelspannungsnetzen in Relation zum Bestandsnetz 2012

Unter Berücksichtigung der Modellierungsgenauigkeit sind die Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien in Bezug auf den aggregierten Netzausbaubedarf sehr gering. Die regionale Verschiebung des Zubaus auf Basis von Bundesländervorgaben scheint auf den aggregierten Netzausbau keine signifikante Auswirkung zu haben.

Signifikante Auswirkungen werden bei der Betrachtung einzelner Modellnetzklassen deutlich, die Verteilnetze mit vergleichbaren Versorgungsaufgaben repräsentieren. In **Abbildung 8** wird der Netzausbaubedarf in der Mittelspannungsebene von durch Windleistung geprägten Verteilnetzen der drei betrachteten Szenarien verglichen. Durch eine lastnahe Allokation des Zubaus Erneuerbarer Energien und insbesondere der Windleistung wird der Netzausbau dort deutlich reduziert, wo schon heute eine hohe Netzbelastung zu verzeichnen ist. In der betrachteten Modellnetzklasse beträgt dieser bis 2032 noch 63 % des Netzausbaus, der bei einer Fortschreibung der heutigen Allokation zu verzeichnen wäre.

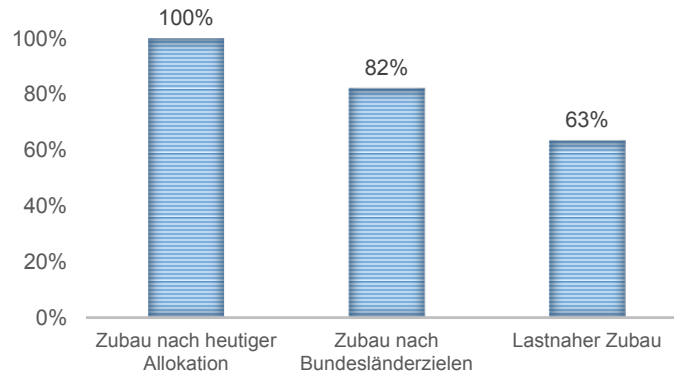


Abbildung 8: Netzausbaubedarf bis 2032 in der Mittelspannungsebene von durch Windleistung geprägten Mittelspannungsnetzen

Es kommt damit zu einer regionalen Verschiebung des Handlungsbedarfs, ohne dass die absolute Höhe signifikant reduziert wird.

4 Schlussfolgerungen

Die Simulation zeigen deutlich, dass die Allokation Erneuerbarer Energien regional einen hohen Einfluss auf den Netzausbaubedarf im Verteilnetz besitzt. Allerdings zeigen die Simulationsergebnisse auch, dass die Sensitivität der absoluten aggregierten Höhe des Netzausbaubedarfs in der Nieder- und Mittelspannungsebene auf die hier definierten drei sehr großräumigen Allokationen des Zubaus relativ gering ausfällt.

Eine regionale Steuerung des Zubaus Erneuerbarer Energien durch ordnungspolitische Maßnahmen ist sinnvoll, denn in einzelnen Modellnetzklassen kann eine deutliche Sensitivität gezeigt werden, allerdings bedarf die Parametrierung einer besonderen Berücksichtigung der höheren Spannungsebenen, wie weitere Simulationen zeigen [5]. Zur effektiven Steuerung des Netzausbaus in der Nieder- und Mittelspannung scheinen großräumige Anreize nicht sinnvoll.

5 Referenzen

- [1] 50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: *Netzentwicklungsplan Strom 2013*, Berlin, 2013
- [2] Energymap, EEG-Anlagenregister, Stand 2013.10
- [3] Deutsche Energie-Agentur; Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012
- [4] Dierkes, S.; Wagner, A.; Eickmann, J.; Moser, A.; Wirk- und Blindleistungsverhalten von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung; Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, Deutschland, 05.11.-06.11.2013
- [5] Schuster, H.; Moser, A.; Gesamtwirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksstandorten - Basis für die Parametrierung exogener Allokationssignale; *e/m/w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb* (2012), Heft 4, S. 16-19