

EINFLUSS VON AUSLEGUNGSRELEVANTEN NETZNUTZUNGSFÄLLEN AUF DIE NETZDIMENSIONIERUNG

Dipl.-Wirt.-Ing Sören Patzack¹ (*); Niklas Erle, B.Sc. (*);
Dr.-Ing. Hendrik Vennegeerts; Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.

Roermonderstraße 199, 52072 Aachen, www.fgh-ma.de

¹soeren.patzack@fgh-ma.de, +49 241 997 857-15

Kurzfassung: Der hohe Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien stellt die Verteilnetze vor große Herausforderungen, oftmals ist kostenintensiver, konventioneller Netzausbau notwendig, um technische Grenzwerte einhalten zu können. Für die Dimensionierung von Mittel- und Niederspannungsnetzen werden in der Netzplanung sogenannte auslegungsrelevante Netznutzungsfälle, klassisch ein Starklastfall ohne Einspeisung sowie ein Starkeinspeisefall mit niedriger Last, verwendet, um die größtmögliche Netzbelastung zu quantifizieren. Bei der Definition dieser Netznutzungsfälle gibt es branchenweit kein einheitliches Vorgehen. Dieser Beitrag befasst sich mit der Fragestellung, welchen Einfluss die Annahmen, die bei der Definition der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle getroffen werden, auf die Netzbelastung und somit auch die resultierenden Netzausbaukosten besitzen. Es wird gezeigt, dass eine hohe Sensitivität der Netzausbaukosten auf die Netznutzungsfälle existiert. Für deren somit sorgfältig zu gestaltende Auswahl werden neue Ansätze vorgestellt.

Keywords: Verteilnetze, Netzplanung, Netznutzungsfälle, Netzausbaukosten

1 Hintergrund und Motivation

Durch den vermehrten Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien (EE-Anlagen), der insbesondere in der Verteilnetzebene stattfindet, steigen die Herausforderungen an Netzplanung und Netzbetrieb, da die Netze an ihre Aufnahmegrenzen stoßen. Insbesondere die Anzahl an Windenergieanlagen (WEA) sowie Photovoltaikanlagen (PVA) steigt stark an. Zur Einhaltung der technischen Randbedingungen für Spannungen ([1] [2] [3] [4]) und Ströme ist deshalb oftmals kostenintensiver, konventioneller Netzausbau notwendig.

In der Netzplanung werden sogenannte auslegungsrelevante Netznutzungsfälle verwendet. Auslegungsrelevant bedeutet, dass diese maximale Leitungsbelastungen oder minimale bzw. maximale Knotenspannungen verursachen und somit relevant für die Dimensionierung der Netze sind. Als technischer Standard für radiale Netze gilt, einen Starklastfall mit maximalem Bezug der Verbraucher ohne Einspeisung der Erzeuger sowie einen Starkeinspeisefall, also maximale Einspeisung aus EE-Anlagen sowie konventioneller Erzeugungsanlagen bei gleichzeitiger minimaler Last, zu betrachten. Aufgrund in der Regel fehlender Messwerte in Nieder- und Mittelspannung muss die genaue Ausgestaltung dieser

auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle geschätzt werden. Die dabei verwendeten Annahmen für die Gleichzeitigkeiten von Erzeugungstypen variieren jedoch in der Branche, wie Abbildung 1 auf Basis von Angaben in veröffentlichten Studien verdeutlicht:

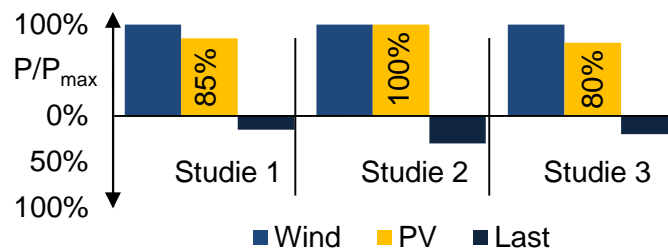


Abbildung 1: Annahmen für Starkeinspeisefall, exemplarische Studien [5] [6] [7]

Zu sehen sind Definitionen des Starkeinspeisefalls, die in unterschiedlichen Studien verwendet werden. Während in Studie 1 eine Gleichzeitigkeit von PVA von 85%, bezogen auf die installierte Leistung, als Worst-Case angenommen wird, variiert dieser Anteil in den anderen Studien zwischen 0.8 und 1. Ferner wird eine hohe Gleichzeitigkeit von Einspeisung aus WEA und PVA unterstellt. Außerdem variiert der zeitgleiche Anteil der Last zwischen 10% und 30% der Maximallast. Hieraus ergeben sich zwei Fragestellungen:

1. Welchen Einfluss haben die Annahmen auf die Netzbelastung?
2. Wie wirkt sich dies auf die Auslegung des Netzes und damit die Netzausbaukosten aus?

Diese Fragestellungen werden im vorliegenden Beitrag untersucht. Es soll dabei explizit nicht die Frage untersucht werden, welche dieser Annahmen die Realität am besten abbilden.

2 Netzplanung

Eine Hauptaufgabe des Elektrizitätsversorgungssystems besteht in einer möglichst effizienten Verteilung der elektrischen Energie vom Erzeuger zum Verbraucher. Um dieses Ziel zu erreichen, wird in der Netzplanung die zukünftige Versorgungsaufgabe prognostiziert und das Netz ausreichend dimensioniert, um Netzengpässe zu vermeiden. Hierzu werden auslegungsrelevante Netznutzungsfälle verwendet. Die Netzbetriebsmittel werden klassisch so ausgelegt, dass die technischen Randbedingungen in diesen „Worst-Case“-Fällen eingehalten werden, weil hieraus abgeleitet werden kann, dass zu keinem Zeitpunkt Betriebsgrenzen verletzt werden. Damit wird ein passiv sicheres Netz erreicht. Für die Zukunft zeichnet sich ab, dass auch betriebliche Maßnahmen in Form aktiver, regelmäßiger Eingriffe in den Netzbetrieb bereits bei der Netzplanung berücksichtigt werden können oder müssen. Hierzu zählen insbesondere eine begrenzende Spitzenkappung bei Erzeugungsanlagen oder auch eine gesteuerte Ladung bei starker Durchdringung mit Elektrofahrzeugen. Doch auch für diese Fälle sind die unter diesen Randbedingungen sich ergebenden auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle zu ermitteln. Die in der Netzplanung ermittelten Ergebnisse werden anschließend in Netzerweiterung, -ausbau und Netzneubau umgesetzt.

2.1 Technische Randbedingungen

Ob in einem Netz ein Engpass auftritt, wird dadurch definiert, ob die technischen Randbedingungen für Spannungsband und thermischen Grenzstrom eingehalten werden. Kenngrößen wie Kurzschlussleistung werden in diesem Beitrag vernachlässigt.

Spannungsband

Das Spannungsband definiert die Randbedingungen der zulässigen Systemzustände an jedem einzelnen Netzknoten. Relevante Grenzen werden insbesondere durch die DIN-EN 50160 vorgegeben, die besagt, dass auf der Niederspannungsebene 95% der 10-Minuten-Mittelwerte im Betrachtungsbereich von einer Woche die Nennspannung $\pm 10\%$ nicht verlassen dürfen. Der Netzbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass diese Vorgabe an allen Netzverknüpfungspunkten eingehalten wird [1]. In der Planung werden dazu die aufgeführten absoluten Spannungsgrenzen der 10-min-Mittelwerte als Grenzwerte verwendet.

In den hier betrachteten Mittel- und Niederspannungsnetzen gelten außerdem die VDE-Anwendungsrichtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ (maximal 3% Spannungshub durch alle in einem Niederspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen) sowie die BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ (maximal 2% Spannungshub verursacht durch Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), die Anwendung entspricht gängiger Praxis [2] [3] [4].

Thermischer Grenzstrom

Die Wärmeentwicklung im Leiterseil oder Kabel steigt mit der Betriebsstromstärke. Je nach Art der Belastung und Umgebungstemperatur können daher dauerhafte Überschreitungen der vom Hersteller vorgegebenen Grenzen (bspw. [8]) zur Zerstörung des Betriebsmittels führen. In der Regel werden die Netze auf 100% dieses Grenzstroms ausgelegt.

2.2 Netznutzungsfälle

Ein Netznutzungsfall stellt die Einspeise- und Entnahmesituation eines Netzes zu einem bestimmten Zeitpunkt dar. Für die Dimensionierung eines Netzes sind insbesondere die Netznutzungsfälle relevant, in denen die höchsten Netzbelastungen erreicht werden (höchste Leiterströme, minimale/maximale Knotenspannungen). Da in der Mittel- und Niederspannung kaum Messsensorik ausgebracht ist, um die realen Leistungsflüsse im Netz zu ermitteln, werden in der Netzplanung in der Regel die zuvor schon angesprochenen zwei Netznutzungsfälle Starklast- sowie Starkeinspeisefall zur Netzdimensionierung heran gezogen und geschätzt.

Für die Definition der beiden Fälle gibt es keine normative Vorgabe, aus diesem Grund kann der Netzbetreiber die Netznutzungsfälle frei wählen und eigene Annahmen definieren. Dass diese Annahmen in der Branche unterschiedlich ausfallen, wurde bereits in Abbildung 1 dargestellt. Im Folgenden sollen wesentliche Freiheitsgrade des Netzbetreibers kurz skizziert und typische Wertebereiche angegeben werden:

1. Die Gleichzeitigkeit von Erzeugungsanlagen des gleichen Typs im Starkeinspeisefall. Während bei WEA häufig eine Gleichzeitigkeit von 1 angenommen wird, variiert diese bei PVA zwischen 0.8 und 1 (siehe auch [9]).

2. Die während des Starkeinspeisefalls auftretende Schwachlast. Diese variiert in der Regel zwischen 0 und 0.3.
3. Die Gleichzeitigkeit der auftretenden Maximallast im Starklastfall. In der Regel wird in der Mittelspannungsebene ein Gleichzeitigkeitsfaktor (hauptsächliche Industrie- und Gewerbekunden) von 1 angenommen. Im Niederspannungsnetz angeschlossene Verbraucher werden nicht mit ihrer Maximalleistung angesetzt, sondern entsprechende Gleichzeitigkeiten angenommen (bspw. die der Standardlastprofile).
4. Die während der Maximallast auftretende Erzeugung. Diese wird meist zu 0 angenommen.

Die Annahmen haben einen direkten Einfluss auf die aus einem Netznutzungsfall resultierenden Leistungsflüsse und somit auf die Dimensionierung der Netze und auch auf die Netzausbaukosten. Durch die Auslegung der Netze auf die auslegungsrelevanten, „Worst-Case“-Netznutzungsfälle wird außerdem implizit ein Sicherheitspuffer bei der Netzplanung berücksichtigt.

3 Methodik

Um die Auswirkungen von unterschiedlichen Netznutzungsfällen auf Verteilnetze quantifizieren zu können, wurden zunächst exemplarische, synthetische Mittel- und Niederspannungsnetze generiert, eine zukünftige Versorgungsaufgabe 2030 modelliert und anschließend der notwendige Netzausbau, um die in 2.1 vorgestellten Rahmenbedingungen einzuhalten, ermittelt. Diese einzelnen Schritte werden im Folgenden vorgestellt.

3.1 Generierung von Verteilnetzen

Die Verteilnetze Deutschlands sind durch verschiedene regionale Einflüsse sehr heterogen. Diese Einflüsse werden zunächst genauer analysiert, um repräsentative Aussagen für die gesamte deutsche Versorgungsaufgabe treffen zu können. Im Rahmen dieses Beitrags werden ausschließlich radiale Netze untersucht, da diese einen Großteil der deutschen Mittel- und Niederspannungsnetze ausmachen.

3.1.1 Strukturelle Differenzierung

Strukturelle Unterschiede deutscher Verteilnetze ergeben sich aufgrund unterschiedlicher Bevölkerungsdichten. Die Verbrauchlast und damit auch die Anzahl der Netzverknüpfungspunkte, die Anzahl vom Umspannwerk oder der Ortsnetzstation abgehender Netzstrahlen oder die mittlere Abgangslänge variieren abhängig davon, ob ländliche, dörfliche oder städtische Strukturen vorliegen.

Hohe Bevölkerungsdichten in städtischen Gebieten implizieren eine Vielzahl an Entnahmestellen. Es ergeben sich außerdem kurze Leitungslängen zwischen den einzelnen Netzverknüpfungspunkten. Typischerweise übersteigt die Lastspitze städtischer Regionen die Spitzenleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen. Dörfliche Gebiete weisen oft verstreute einzelne Lastzentren auf. Hierdurch nehmen die Lastdichte ab und die mittlere Leitungslänge zu. Da mehr Freiflächen zur Errichtung von PVA und WEA zur Verfügung stehen, ist jedoch mehr dezentrale Erzeugungsleistung installiert. In ländlichen Regionen finden sich oft einzelne, wenige Verbraucher am Ende langer Leitungsstränge. Hierdurch nimmt die Abgangslänge stark zu, die Anzahl Netzverknüpfungspunkte weiter ab.

Die in diesem Beitrag untersuchten Niederspannungsnetze sind an [10] angelehnt, die Mittelspannungsnetze stammen aus [11].

3.1.2 Regionale Differenzierung

Die Wirtschaftlichkeit dezentraler Erzeugungsanlagen hängt von meteorologischen Faktoren wie Globalstrahlung oder Windgeschwindigkeit ab, wodurch die Durchdringung mit den verschiedenen Primärenergietypen variiert. Die windreichen Küstenregionen im Norden Deutschlands weisen einen erhöhten Anteil an Erzeugungsleistung aus WEA auf, der weitgehend der Mittelspannungsebene zuzuordnen ist. Der Süden Deutschlands weist dagegen eine erhöhte mittlere Globalstrahlung auf, aufgrund des hiermit verknüpften höheren Energieertrags können PVA wirtschaftlicher betrieben werden. Dies wirkt sich sowohl auf den Zubau in der Mittel-, als auch in der Niederspannungsebene aus.

Um diese regionale Differenzierung der EE-Anlagen geeignet abbilden zu können, werden auf Basis des EEG-Anlagenregisters postleitzahlscharfe Verteilungen ermittelt, womit die momentane Versorgungsaufgabe detailliert beschrieben werden kann [12].

3.1.3 Versorgungsaufgabe 2030

Die zukünftige Versorgungsaufgabe ist von technischen, politischen und gesellschaftlichen Unsicherheiten geprägt. Eine Prognose derartiger Entwicklungen über einen Zeitraum von 15 Jahren unterliegt somit hohen Unsicherheiten. Daher werden im weiteren Verlauf für jedes Netz drei Szenarien betrachtet, um das Spektrum der Entwicklungspfade abzubilden.

Der degressive Entwicklungspfad spiegelt eine vorsichtige Abschätzung wieder und geht von abnehmenden EE-Ausbauraten aus. Die lineare Entwicklung interpoliert die bisherigen regionalisierten, aus dem EEG-Anlagenregister ermittelten Leistungen zu einem möglichen Entwicklungspfad. In einem weiteren progressiven Szenario nehmen die Ausbauraten zu. Aus dieser Annahme resultiert eine extreme Versorgungsaufgabe für das Jahr 2030.

Der skizzierte Zubau der drei Szenarien ist für eine exemplarische Region in Abbildung 2 zu sehen. Durch die Simulation dieser unterschiedlichen, auch extremen Szenarien soll quantifiziert werden, wie groß der Einfluss der Versorgungsaufgabe auf die Fragestellung ist.

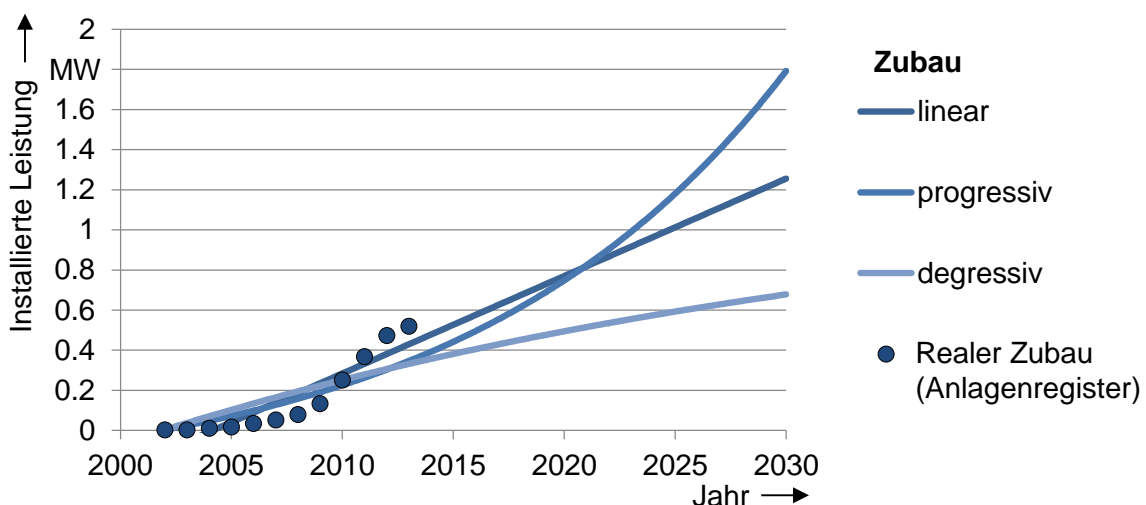


Abbildung 2: Szenarienpfad in exemplarischer Region

3.2 Simulation des Netzausbaus

Anschließend soll der Netzausbau quantifiziert werden, der notwendig ist, um die synthetisch erzeugten und strukturell und regional unterschiedlichen Verteilnetze auf die zukünftige Versorgungsaufgabe auszulegen, die in drei Entwicklungspfade aufgegliedert ist. Hierzu wird bestimmt, wie viel konventioneller Leitungs- und Transformatorausbau benötigt wird, damit keine Grenzwertverletzungen mehr auftreten.

In einer initialen Lastflussberechnung wird ermittelt, welche Knotenspannungen oder Leiterströme nicht innerhalb der definierten Grenzen (siehe 2.1) liegen. Anschließend wird punktueller Leitungsausbau, also die Verstärkung einer Leitung zwischen zwei Knoten, durchgeführt. Bei Verletzung der Grenzen für Leiterströme werden die entsprechenden Leitungen ausgebaut, bei Spannungsbandverletzungen wird von der Ortsnetzstation beginnend (im Mittelspannungsnetz vom Umspannwerk beginnend) die Leitung verstärkt, bis keine Grenzwertverletzungen mehr auftreten.

Das Ergebnis dieser Simulation ist die ausgebaute Leitungslänge sowie die Anzahl notwendiger Transformatorverstärkungen, die anschließend mit den Betriebsmittelkosten aus der BMWi-Verteilernetzstudie [5] bewertet werden.

3.3 Übersicht Gesamtverfahren

Ein Überblick über das Gesamtverfahren ist in Abbildung 3 zu sehen.

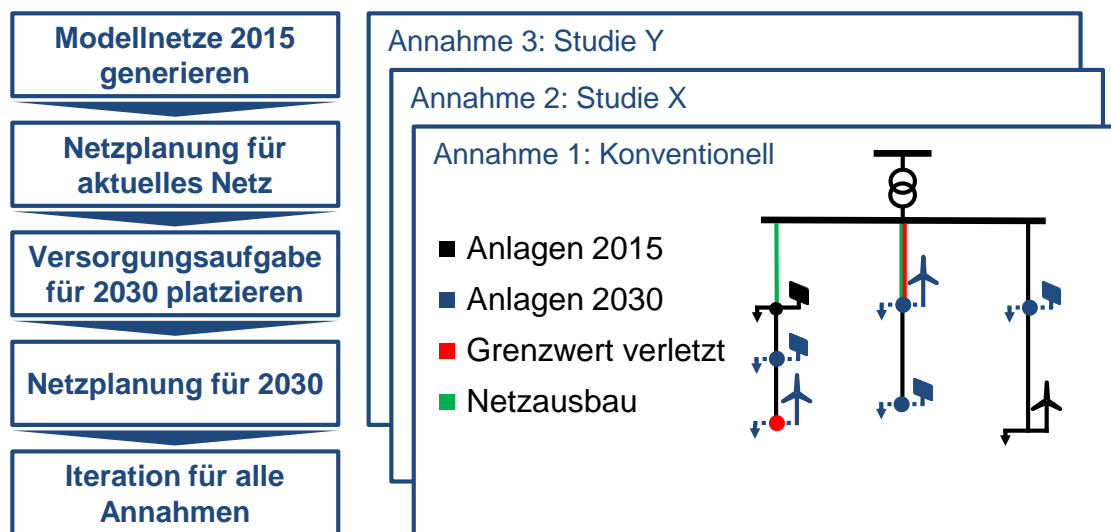


Abbildung 3: Übersicht Gesamtverfahren und exemplarischer Netzausbau

4 Ergebnisse

Im Folgenden wird das Untersuchungsprogramm skizziert. Anschließend werden exemplarische Ergebnisse aus diesem Programm detailliert vorgestellt.

4.1 Untersuchungsprogramm

Um der hohen Heterogenität der deutschen Verteilnetze Rechnung zu tragen und die großen Unsicherheiten bei der Prognose der zukünftigen Versorgungsaufgabe zu berücksichtigen

werden insgesamt 27 verschiedene Mittel- und Niederspannungsnetze simuliert. Variationsparameter hierbei sind:

1. Netzstruktur/Versorgungsaufgabe (städtisch, dörflich, ländlich)
2. Region (Norddeutschland, Mitte, Süddeutschland)
3. Entwicklungspfad Zubau (degressiv, linear, progressiv)

Für die Dimensionierung der Netze wurden jeweils vier unterschiedliche Annahmen betrachtet:

1. Annahmen aus der dena-Verteilnetzstudie (2012) [6]
2. Annahmen aus einer EnBW-Verteilnetzstudie (2014) [7]
3. Annahmen aus der BMWi-Verteilernetzstudie (2014) [5]
4. Als *Basisfall*: Sehr konservative Annahmen, die aber durchaus in der Praxis verwendet werden: *Starklastfall*: 100% Last, 0% Erzeugung, *Starkeinspeisefall*: 100% Erzeugung, 10% Last.

Aus diesen umfangreichen Untersuchungen kann abschließend der Einfluss unterschiedlicher Faktoren auf das Gesamtergebnis ermittelt werden.

4.2 Exemplarische Ergebnisse

Zunächst sollen die generellen Auswirkungen unterschiedlicher Netznutzungsfälle auf die Netzausbaukosten dargestellt werden. In Abbildung 4 sind die durchschnittlichen Netzausbaukosten über alle Netze und Versorgungsaufgaben dargestellt, aufgeteilt in die vier simulierten Netznutzungsfallannahmen. Die Netzausbaukosten sind in Kosten für Leitungsausbau im Mittelspannungsnetz, Kosten für Leitungsausbau im Niederspannungsnetz sowie Kosten für den Austausch eines MS-/NS-Transformatorersatz aufgeteilt. Im Rahmen der Untersuchungen wurden ausschließlich Investitionen betrachtet.

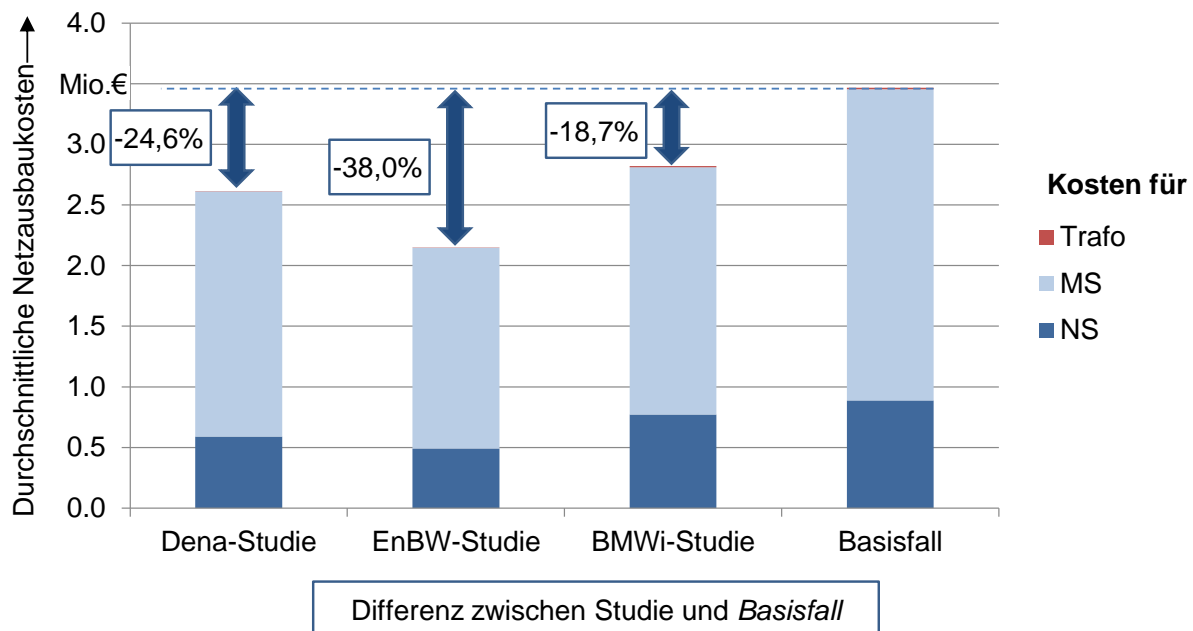


Abbildung 4: Ermittelte Netzausbaukosten abhängig von verwendeten Annahmen

Es ist deutlich zu erkennen, dass die angewendeten Annahmen unterschiedliche Netzausbaukosten verursachen. Dieser Effekt wird durch die unterschiedlichen

Netzbelastungen, abhängig von den Annahmen der simulierten Netznutzungsfälle, hervorgerufen. Die betrachteten konventionellen Annahmen, in der Abbildung ganz rechts zu sehen, führen zu den höchsten Netzausbaukosten, was durch die hohe angenommene Gleichzeitigkeit für EE-Anlagen zu erklären ist. Die niedrigsten Netzausbaukosten werden mit den Annahmen der EnBW-Studie verursacht, in der nur eine Gleichzeitigkeit von 80% für PV-Anlagen verwendet wird. Es ist außerdem zu sehen, dass ein Großteil der Ausbaukosten im Mittelspannungsnetz anfällt, und dass in den Modellnetzen selten Ortsnetztransformatoren ausgebaut werden müssen.

Im Folgenden soll der Einfluss der Region auf das Simulationsergebnis dargestellt werden. Abbildung 5 zeigt einen Vergleich der Netzausbaukosten anhand der regionalen Differenzierung. Grundsätzlich ist zu sehen, dass insbesondere im Verteilnetztyp „Süd“ hohe Netzausbaukosten anfallen, was durch den hohen Zubau von PV-Anlagen und dem hiermit verbundenen Ausbau der Niederspannungsnetze zu erklären ist. Je nach betrachtetem regionalem Gebiet ist die Auswirkung der Netznutzungsfallwahl jedoch unterschiedlich stark ausgeprägt. Beispielhaft sei der Vergleich zwischen den Annahmen der BMWi-Studie und der dena-Studie aufgeführt. Während in dem nördlichen Netz bei ersterer etwas höhere Netzausbaukosten anfallen, kehrt sich dieser Effekt beim Netz im mittleren Bereich von Deutschland um. Dies ist darin zu begründen, dass zwar in der BMWi-Studie eine höhere Gleichzeitigkeit der PV-Anlagen, aber auch eine höhere Minimallast angenommen wird. Während sich im Nord-Netz ersterer Parameter aufgrund der sehr windgeprägten Netze nicht stark auswirkt, hat er im Wind/PV-geprägten Netz in der Mitte Deutschlands einen deutlicheren Effekt.

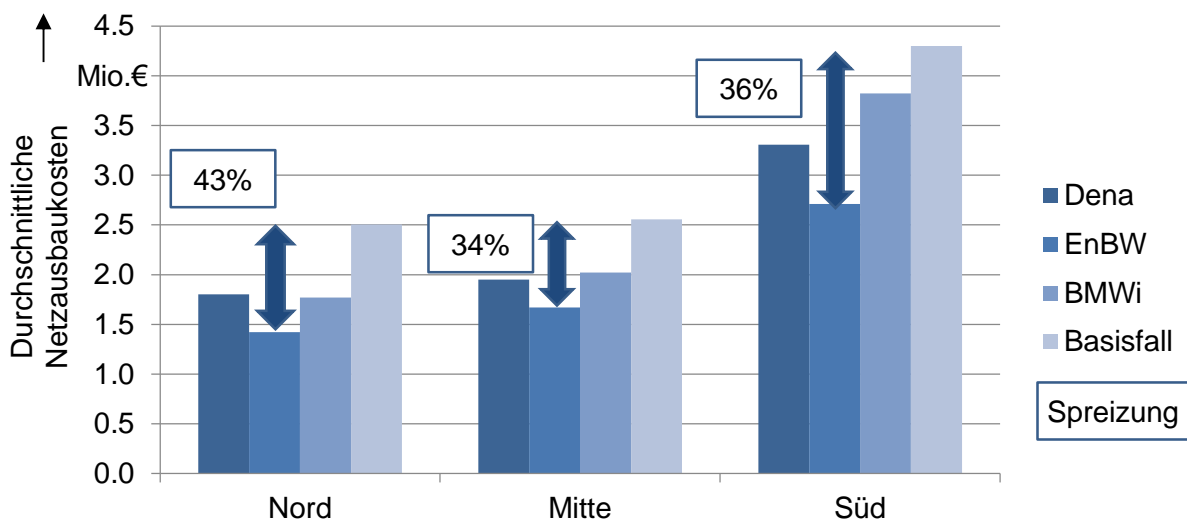


Abbildung 5: Auswirkungen der regionalen Differenzierung auf den Einfluss der Netznutzungsfälle

Die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Zubaupfade (siehe 3.1.3) auf die Netzkosten hat außerdem gezeigt, dass die Art des Zubaus (progressiv, linear, degressiv) keinen nennenswerten Einfluss auf die Auswirkungen der Annahmen besitzt.

Zusammenfassend ist somit zu folgern, dass die Definition der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle einen großen Einfluss auf die resultierenden Netzausbaukosten haben

kann. Weiterhin ist die Höhe der Auswirkungen stark von den zugrundeliegenden Netzen und Versorgungsaufgaben abhängig.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Im vorliegenden Beitrag wurde anhand von exemplarischen Mittel- und Niederspannungsnetzen gezeigt, dass die Wahl der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle einen wesentlichen Einfluss auf die Netzbelastung und somit die resultierenden Netzausbaukosten besitzt. In der Branche werden unterschiedliche Annahmen zur Modellierung der Netznutzungsfälle verwendet. Auf Basis eines simulativen Netzausbauverfahrens wurde gezeigt, welchen Einfluss die Netzregion/-struktur sowie der Zubaupfad auf die Auswirkungen dieser Annahmen besitzen. Hierbei konnte festgestellt werden, dass selbst kleine Unterschiede bei den Annahmen sehr große Unterschiede bei den Netzausbaukosten hervorrufen können, was beispielsweise der Vergleich zwischen der Dena-Studie und der EnBW-Studie am Beispiel des südlichen Netzes zeigt.

Diese Ergebnisse werfen zwangsläufig die Frage auf, welche der getroffenen Annahmen bestmöglich geeignet sind, um die Netzbelastung realitätsnah abbilden zu können. Dieser Beitrag will und kann explizit keine Antwort auf diese Fragestellung bieten, entsprechende Untersuchungen laufen aktuell noch bei der FGH. Die Untersuchung von Netzen unterschiedlicher Regionen und Strukturen macht aber bereits deutlich, dass einheitliche Annahmen unabhängig von Region, Netzstruktur und Netzentwicklung zu hinterfragen sind, ja sogar eine netzspezifische Auswahl geeigneter Netznutzungsfälle sinnvoll sein kann.

Eine geeignete, automatisierte Methodik zur Auswahl von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen, mit denen die Netzbelastung und die resultierenden Gleichzeitigkeiten zwischen Erzeugung und Last realitätsnah modelliert werden kann, soll an dieser Stelle vorgestellt werden. Basis dieser Methodik bildet die Modellierung der Netzzustände mithilfe von Zeitreihen für die einzelnen Verbraucher und Erzeuger (exemplarisch zu sehen als „Netznutzungsfallwolke“ für ein Mittel- und Niederspannungsnetz in Abbildung 6).

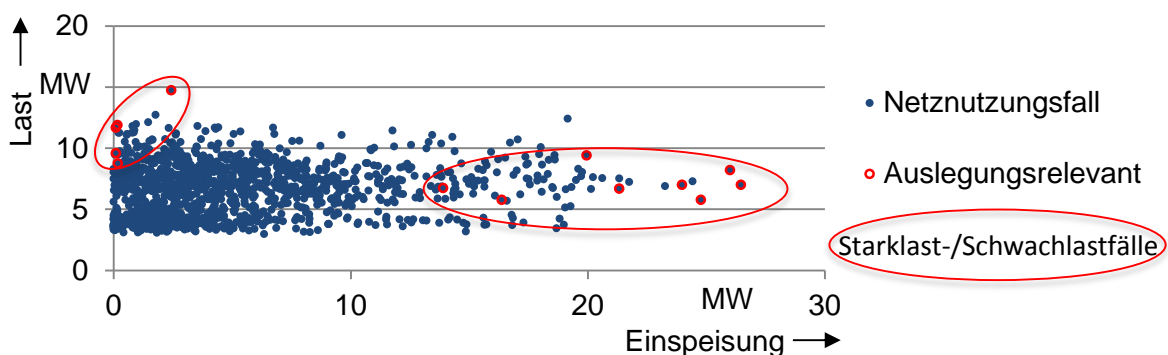


Abbildung 6: Netznutzungsfallwolke eines exemplarischen Verteilnetzes

Mithilfe der Netzbelastungen, die auf Basis der Zeitreihe ermittelt werden, können die Zeitpunkte mit maximalen Leiterströmen sowie minimalen/maximalen Knotenspannungen bestimmt werden. Diese Netznutzungsfälle sind in der Grafik rot umrandet und liegen tendenziell in Randbereichen der Netznutzungsfallwolke, sind jedoch keinesfalls nur in den

äußeren Punkten zu finden, die in der klassischen Vorgehensweise mit zwei Netznutzungsfällen angenähert werden. Dies kann darauf hindeuten, dass beispielsweise in teilvermaschten Bereichen lokale oder abgangsbezogene Maximalbelastungen auslegungsrelevant sind und somit nicht pauschale, auf das gesamte Netzgebiet angewendete Annahmen zur Maximalbelastung des Netzes herangezogen werden können. Die Netzstruktur sowie die Verteilung der Kunden sollte also bei der Auswahl geeigneter Netznutzungsfälle berücksichtigt werden.

Mit einem Optimierungsverfahren werden auf Basis der modellierten Zeitreihen anschließend geeignete, synthetische Netznutzungsfälle generiert, mit denen die ermittelten auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle aus der Zeitreihe bestmöglich abgebildet werden können. Im Rahmen des Projekts evolVDSO wurde die vorgestellte Methodik in einem rechnergestützten Verfahren zur Unterstützung in der Netzplanung entwickelt und erprobt [13].

Da eine Zeitreihenrechnung und die Anwendung einer komplexen Methodik aufgrund des hohen Modellierungs-, Rechen- sowie Auswerteaufwand in der Netzplanung jedoch vermieden werden soll, ist es Ziel weiterer, laufender Untersuchungen, geeignete Anwendungsregeln zu erarbeiten, um dem Netzplaner eine netzstruktur- und versorgungsaufgabenbasierte Auswahl geeigneter Netznutzungsfälle zu ermöglichen. Im Vergleich zur konventionellen Vorgehensweise, bei der gewählte Annahmen auf alle Netze angewendet werden, können somit Netzstruktur sowie Kundenverteilung bei der Auswahl der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle berücksichtigt werden.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Deutsches Institut für Normung e.V., "DIN EN 50160 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen", 2010.
- [2] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz", Berlin, 2008.
- [3] Verband der Elektrotechnik, "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz", Berlin, 2010.
- [4] Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs, "Technische Regelung zur Beurteilung von NetZRückwirkungen", Frankfurt am Main: VWEW Energieverlag GmbH, 2007.
- [5] E-Bridge, IAEW, OFFIS, "BMW-Verteilernetzstudie: Moderne Verteilernetze für Deutschland", 2014.
- [6] Deutsche Energie-Agentur GmbH, "Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030", Berlin, 2012.
- [7] R. Huber, "EnBW Verteilnetzstudie" (http://www.smartgrids-bw.net/fileadmin/documents/2014_07_23_EnBW_Verteilnetzstudie_SGP_Huber.pdf), 2014.
- [8] Nexans, "Niederspannungsnetz-kabel und Mittelspannungsnetz-kabel" (http://www.nexans.com/Switzerland/files/NEXANS06_BTMTAcc_D.pdf), 2006.
- [9] Pardatscher et. al., "Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz", Würzburg: VDE-ETG Kongress 2011, 2011.
- [10] FGH e.V., TU Braunschweig, TU München, RWTH, "FNN-Studie: Statische Spannungshaltung", 2015.
- [11] Jäkel et. al., "Modular Probabilistic Approach for Modelling Distribution Grids and its Application", ETG-Kongresses 2015, Bonn.
- [12] Bundesnetzagentur, EEG-Anlagenregister nach §6 EEG.
- [13] RWTH, FGH, INPG, "Tools and methodologies for network planning and cost/benefit analysis of distribution systems with DRES", Deliverable 3.1 of EC-project evolDSDO, www.evolvdso.eu, 2015.