

EINFLUSS VON AUSLEGUNGSRELEVANTEN NETZNUTZUNGSFÄLLEN AUF DIE NETZDIMENSIONIERUNG

Sören PATZACK¹, Niklas ERLE¹, Hendrik VENNEGEERTS¹,
Albert MOSER¹

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. Zur Einhaltung der technischen Randbedingungen für Spannungen und Ströme ist deshalb oftmals kostenintensiver Netzausbau notwendig, der im Rahmen der Netzplanung identifiziert wird.

In der Planung werden die Netzbetriebsmittel auf auslegungsrelevante Netznutzungsfälle ausgelegt. Auslegungsrelevant bedeutet, dass diese maximalen Leitungsbelastungen oder minimale bzw. maximale Knotenspannungen verursachen. Als technischer Standard für radiale Netze gilt, einen Starklastfall mit maximalem Bezug ohne Einspeisung sowie einen Starkeinspeisefall, also maximale Einspeisung aus EE-Anlagen mit minimaler Last, zu betrachten. Aufgrund fehlender Messwerte in Nieder- und Mittelspannung müssen diese Netznutzungsfälle geschätzt werden. Die dabei verwendeten Annahmen für die Gleichzeitigkeiten von Erzeugungstypen variieren jedoch, wie Abbildung 1 auf Basis von Angaben in veröffentlichten Studien verdeutlicht:

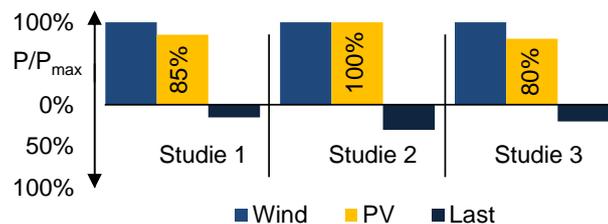


Abbildung 1: Annahmen für Starkeinspeisefall, exemplarische Studien [1].

Zu sehen sind die Definitionen des Starkeinspeisefalls, die in unterschiedlichen Studien verwendet werden. Während in Studie 1 eine Gleichzeitigkeit von PV-Anlagen von 85%, bezogen auf die installierte Leistung, als Worst-Case angenommen wird, variiert dieser Anteil in den anderen beiden dargestellten Studien. Ferner wird eine hohe Gleichzeitigkeit von Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen 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 Netzkosten aus?

Diese Fragestellungen werden im vorliegenden Beitrag untersucht.

Methodik und Verfahren

Zunächst wurde recherchiert, welche Annahmen für die Definition der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle von unterschiedlichen Akteuren getroffen werden. Anschließend wurden exemplarische Mittel- und Niederspannungsnetze generiert und für eine Versorgungsaufgabe 2015 ausgelegt, welche die aktuell installierte Leistung widerspiegelt (auf Basis des Anlagenregisters nach §6 Erneuerbare-Energien-Gesetz; EEG). Die Netze unterscheiden sich hinsichtlich ihres Typs (städtisch/dörflich/ländlich) sowie ihre Regionalisierung (Nord/Mitte/Süd).

¹ Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Roermonderstraße 199, 52062 Aachen, Tel.: +49 241 997 857-15, soeren.patzack@fgh-ma.de, www.fgh-ma.de

Auf diesen Netzen aufbauend wurde ein regionalisierter Zubau von EE-Anlagen vorgenommen, um eine Versorgungsaufgabe 2030 zu modellieren. Dabei wurde zwischen degressivem, linearem und progressivem Zubau variiert. Mithilfe eines Netzplanungsverfahrens wurde abschließend der Netzausbau bestimmt, der notwendig ist, damit Betriebsgrenzen für Spannungen und Ströme eingehalten werden [2]. Die Simulation des Netzausbaus wurde für unterschiedlich definierte, auslegungsrelevante Netznutzungsfälle durchgeführt.

Exemplarische Ergebnisse

Die Ergebnisse zeigen, dass die Auswahl der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle einen deutlichen Einfluss auf die Netzbelastung und damit notwendige Dimensionierung eines Netzes besitzt. Dies spiegelt sich in den resultierenden Netzkosten wieder. Die durchschnittlichen notwendigen Investitionskosten der untersuchten Netze (Mittel- und Niederspannung) zur Auslegung für eine Versorgungsaufgabe 2030 sind in Abbildung 2 dargestellt.

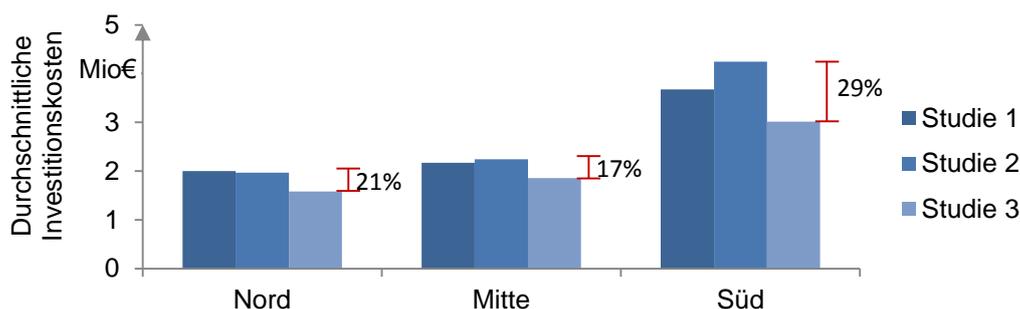


Abbildung 2: Auswirkungen der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle auf Netzkosten.

Abhängig vom simulierten Netz ist eine Kostendifferenz von 17% bis 29% zwischen den Annahmen der unterschiedlichen Studien zu erkennen. Mit den definierten Netznutzungsfällen aus Studie 3 fallen die niedrigsten Netzausbaukosten an, da die Annahmen für die gleichzeitig anzusetzende EE-Leistung am geringsten sind, und trotz geringerer Lastannahme als in den anderen Studien. Es wird deutlich, dass insbesondere die Annahmen für die EE-Einspeisung treibend für den simulierten Netzausbau sind.

Es zeigt sich, dass die Auswahl auslegungsrelevanter Netznutzungsfälle von hoher Relevanz für die Netzdimensionierung und somit die Netzkosten ist. Eine geeignete, automatisierte Auswahl kann auf Basis von Zeitreihen, mit denen die Netzbelastung und die resultierenden Gleichzeitigkeiten zwischen Erzeugung und Last realitätsnah modelliert werden, erfolgen. Insbesondere in vermehrt vermascht oder teilvermascht betriebenen Netzstrukturen, in denen mehr als zwei Netznutzungsfälle auslegungsrelevant sein können, bietet eine solche Methodik Vorteile im Vergleich zur konventionellen Abschätzung von zwei auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen. Im Rahmen des Projekts evolVDSO (gefördert von der europäischen Kommission, siehe www.evolvdso.eu) wird ein rechnergestütztes Verfahren zur Unterstützung in der Netzplanung entwickelt und erprobt.

Referenzen

- [1] dena: „dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, 2012; E-Bridge, IAEW, OFFIS, im Auftrag des BMWi: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, 2014; NetzeBW: „EnBW-Verteilnetzstudie“, 2014
- [2] DIN EN 50160, VDE-AR-N 4105, BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“