

Netzausbau im regulatorischen Spannungsfeld

Energiewende ermöglichen aus Sicht einer kommunalen Netzgesellschaft

Welche Anforderungen kommen infolge der angestrebten Verkehrs- und Wärmewende sowie dem weiteren PV-Zubau auf die Mittel- und Niederspannungsnetze zu? Welche Ausbaubedarfe ergeben sich hieraus und welche wirtschaftlichen Folgen wird dies im derzeitigen regulatorischen Umfeld haben? Zielnetzanalysen auf Basis von räumlich hoch aufgelösten Versorgungsaufgabeprognosen sind ein probates Mittel zur Beantwortung dieser Fragen. Dies zeigen Analysen eines Konsortiums aus Eltrocon, Consentec und EVU-Assist für die Netzgesellschaft Lübbecke.

Viele Verteilnetzbetreiber erwarten kurz- bis mittelfristig eine Veränderung der derzeit bestehenden Versorgungsaufgabe, unter anderem aufgrund der steigenden Elektrifizierung der Mobilität (E-Ladeinfrastruktur), der Wärmebereitstellung (Wärmepumpen) sowie des weiteren Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen. Wie aber beeinflussen diese Veränderungen die Auslastung des Stromnetzes? Wo sind Engpässe zu erwarten beziehungsweise wo ist Netzausbau in der Mittel- und Niederspannungsebene erforderlich, um diese Engpässe zu vermeiden? In welchem Umfang und zu welchen Zeitpunkten erfordert dies Investitionen? Zur Beantwortung dieser Fragen hat das Konsortium aus Eltrocon, Consentec und EVU-Assist die Netzgesellschaft Lübbecke mbH (NGL) unterstützt.

Last- und Einspeiseprognose

Um die künftige Versorgungsaufgabe abzuschätzen, ist zu analysieren, welche Last- und Einspeiseveränderungen zu erwarten sind. Der zu betrachtende Zeithorizont sollte ausreichend weit in der Zukunft liegen, um die aus der seitens der Bundesregierung angestrebten Klimaneutralität im Jahr 2045 resultierenden Veränderungen der Versorgungsaufgabe vollständig abzubilden. Die wesentlichsten Veränderungen ergeben sich durch den Zuwachs bei E-Mobilität, Wärmepumpen und PV-Anlagen. Um diese im Versorgungsgebiet der NGL abzuschätzen, werden deutschlandweite Entwicklungen entsprechend dem Szenariorahmen zum deutschen Netzentwicklungsplan zugrundegelegt. Gleichzeitig werden die

spezifischen Bedingungen im Versorgungsgebiet der NGL berücksichtigt. Hierzu werden die Eigenschaften der einzelnen Gebäude analysiert. Relevant sind zum Beispiel Art der Gebäudenutzung, -größe und -alter. So lässt sich aus dem Gebäudetyp (Ein- oder Mehrfamilienhaus oder Gewerbegebäude) ableiten, welche Art von Ladeinfrastruktur zu erwarten ist. Aus Gebäudegröße und -alter lässt sich abschätzen, wie hoch der Wärmebedarf und damit die Leistung etwaiger Wärmepumpen sein werden. Für das PV-Potenzial ist die Größe der Dachfläche von Relevanz. Zum anderen fließen demografische und ökonomische Indikatoren in die Ermittlung von gebäudescharfen Affinitäten für PV, Elektromobilität und Wärmepumpen ein, auf deren Basis die zeitliche Reihenfolge des Hochlaufs und damit die räumliche

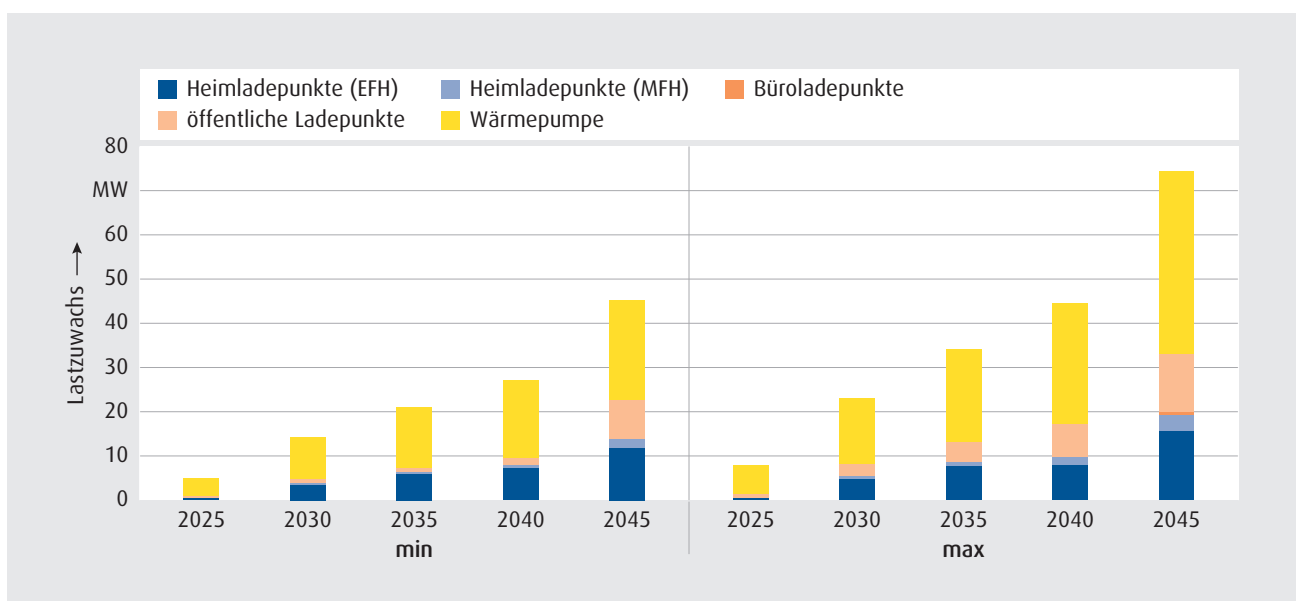


Bild 1. Prognose der Lastzuwächse unterschiedlicher Verbrauchseinrichtungen im Versorgungsgebiet

Zuordnung der prognostizierten Leistungen priorisiert wird. Die notwendigen Daten auf Einzelgebäudeebene lassen sich bei Geodatendienstleistern (hier: Nexiga) erwerben. Ferner werden Informationen des zuständigen Netzbetreibers zu bestehenden und geplanten EE-Anlagen und Ladestationen sowie sich in Planung befindenden Wohngebieten berücksichtigt. Kernergebnis: Im Versorgungsbereich der NGL ist bereits bis 2030 mindestens eine Verdoppelung der Last zu erwarten und bis 2045 mindestens eine Vervierfachung (**Bild 1**). Gut die Hälfte des Lastanstiegs geht auf den Bedarf durch Wärmepumpen zurück.

Zur Ermittlung der Last- und Einspeisewachse auf Stationsebene wird eine approximative Zuordnung der Einzelgebäude zur jeweils nächsten Ortsnetzstation anhand der kürzesten Luftlinie vorgenommen (**Bild 2**). Stationen in Gebieten mit dichter Bebauung wird erwartungsgemäß tendenziell ein höherer Lastbeitrag zugeordnet als denjenigen in Randgebieten ohne große Verbrauchseinrichtungen. Aus solchen Darstellungen lässt sich auf einfache Weise noch vor Durchführung der eigentlichen Netzanalysen ein Überblick über Schwerpunkte von Lastzuwachsen und damit Bereiche mit Handlungsbedarfen gewinnen.

Netzmodellierung und Istnetzanalyse

Grundlage der durchgeführten Netzberechnungen ist ein berechenbares Modell des zu untersuchenden realen Netzes (hier: der NGL). Dabei werden aufgrund des deutlich unterschiedlichen erforderlichen Aufwands für die Modellierung unterschiedliche Ansätze für das Mittelspannungs- (MS) und das Niederspannungsnetz (NS) gewählt.

Das MS-Netz wird vollständig modelliert, ausgehend von den HS/MS-Umspannwerken hin zu den MS/NS-Netz- und Kundenstationen. Datengrundlage dieser Modellierung ist hier ein bereits bestehendes Netzmodell, das hinsichtlich der Leitungsverbindungen und der auslegungsrelevanten, heutigen Last-/Einspeiseszenarien aktualisiert wird.

Das vollständige NS-Netz zu modellieren und im Hinblick auf das Zielnetz zu überplanen, würde eine vertretbare Aufwandsgrenze bei Weitem überschreiten. Daher wird abweichend das gesamte Netzgebiet nach den Versorgungsgebietstypen Dorf, Wohngebiet, Innenstadt und Gewerbe/Industrie unterteilt. Anschließend erfolgt die Auswahl eines für den jeweiligen Versorgungsgebietstyp re-

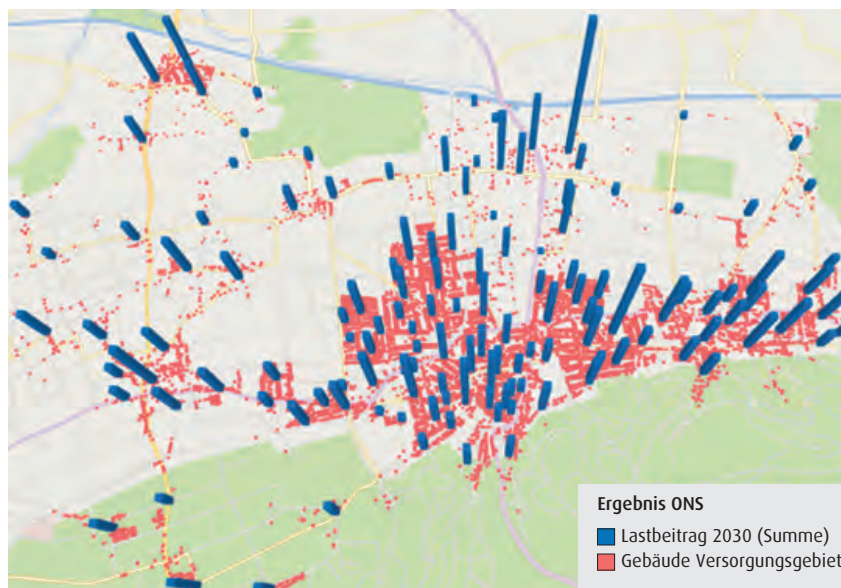


Bild 2. Verteilung der Lastbeiträge auf die Ortsnetzstationen (ONS)

präsentativen NS-Netzgebiets durch die NGL. Diese ausgewählten Versorgungsgebiete jeweils einer MS/NS-Station werden dann auf Basis der im Geoinformationssystem (GIS) der NGL hinterlegten Informationen modelliert (**Bild 3**).

Sowohl das MS- als auch die NS-Netzmodelle werden im Sinne einer Istnetzanalyse mittels Lastflussberechnungen für auslegungsrelevante, heutige Last-/Einspeiseszenarien untersucht. Für die Netze der NGL zeigen diese Berechnungen keine unzulässigen Betriebsmittelauslastungen oder Netzspannungen, weder im Normalzustand noch in potenziell kritischen Netzumschaltzuständen. Die Netze wurden in der Vergangenheit dem Bedarf angemessen ausgebaut.

Zielnetzplanung

Die auf den Netzmodellen und den prognostizierten Last-/Einspeiseszenarien aufbauende Zielnetzplanung für das MS- und die ausgewählten Ausschnitte des NS-Netzes erfolgt schrittweise.

Im ersten Schritt wird ermittelt, wo im bestehenden Netz künftig, das heißt mit den prognostizierten Last-/Einspeiseszenarien, Engpässe in Form von Überlastungen oder unzulässigen Netzspannungen auftreten. Im MS-Netz der NGL betrifft dies vor allem künftig hoch ausgelastete Abgänge aus den Umspannwerken und punktuell Querverbindungen zwischen den im Normalbetrieb getrennten Netzbereichen (**Bild 4**). Im NS-Netz treten in eher ländlichen Gebieten hauptsächlich Spannungsprobleme sowohl durch hohe Lasten als auch Ein-

speiseleistungen auf. In Wohn- und eher gewerblich geprägten Gebieten zeigen sich zudem Überlastungen durch punktuell hohe Verbrauchslasten.

Im zweiten Schritt werden zielgerichtete Heilungsmaßnahmen identifiziert. Die Engpässe im MS-Netz lassen sich durch Veränderungen der Netzstruktur sowie den ergänzenden Austausch schwacher Kabel beheben. In den repräsentativen NS-Netzen sind ebenfalls vor allem Abgangskabel der Netzstationen zu verstärken sowie die Versorgungsradien der Stationen durch den Einsatz zusätzlicher Kabelverteiler und teilweise zusätzlicher Netzstationen zu reduzieren.

Im dritten Schritt wird der Netzausbaubedarf für das Gesamtnetz ermittelt. Während sich dieser für das MS-Netz unmittelbar und vollständig aus der Zielnetzplanung ergibt, besteht im NS-Netz die Herausforderung, dass nur ein repräsentativer, aber kleiner Teil des gesamten Netzes modelliert und überplant wurde. Der Ausbaubedarf im gesamten NS-Netz kann jedoch näherungsweise aus dem konkret ermittelten Ausbaubedarf in den repräsentativen NS-Netzgebieten hochgerechnet werden. Dazu wird der ermittelte Ausbaubedarf anhand der Gesamtzahl von NS-Netzgebieten je Versorgungsgebietstyp und, als Indikator für die unterschiedliche Größe der Netzgebiete, anhand der jeweiligen Transformatorleistung skaliert. Im Stromnetz der NGL sind bis zum Jahr 2030 rund 15 % der MS- und 25 % der NS-Kabel zu verstärken oder neu zu verlegen, 70 % der MS/NS-Transformatoren zu verstärken und in Bezug auf den heutigen Bestand 50 %



Bild 3. Modellerte, repräsentative NS-Netze für die vier Versorgungsgebietstypen

zusätzliche Netzstationen und 50 % zusätzliche NS-Kabelverteiler zu errichten.

Im letzten Schritt werden sinnvolle Zeitpunkte für die ermittelten Ausbaumaßnahmen anhand des prognostizierten

Lasthochlaufs identifiziert und daraus mit entsprechenden Kostenansätzen Investitionszeitreihen abgeleitet.

Wirtschaftliche Folgen im regulatorischen Umfeld

Zur Ermittlung der künftigen Ertragskraft erfolgt eine wirtschaftliche Analyse der Kapitalkosten. Hierfür müssen zunächst wesentliche Marktparameter, wie Zinsen und Verbraucherpreise anhand von allgemeinen Markterwartungen/finanzpolitischen Zielwerten fortentwickelt werden. Eine Verschneidung der normierten Investitionszeitreihen und der prognostizierten Indexreihen ermöglicht anschließend eine Voraussage über das zu erwartende Investitionsvolumen, das drei- bis fünfmal so hoch sein kann wie die bisherigen Investitionen in das Stromnetz. Weiterhin müssen regulatorische Einflussfaktoren (zum Beispiel Alt- und Neuanlagenzinsen) vorherbestimmt

und Konventionen definiert werden. Die Finanzierung erfolgt anteilig über anfallende Abschreibungen, gegebenenfalls eine fünfzigprozentige Thesaurierung und die zusätzliche Aufnahme von Fremdkapital zum jeweils geltenden Zinssatz. Die künftigen Kapitalkosten werden abschließend in Form einer GuV, einer Kapitalflussrechnung und einer Bilanz analysiert. Wesentliche Erkenntnisse solcher Untersuchungen sind, dass

- die zur Verfügung stehenden Abschreibungen der Bestandsanlagen bei Weitem nicht zur Finanzierung der kommenden Investitionen ausreichen und somit in absehbarer Zeit die ideale Eigenkapitalquote von 40 % (EKQ 1) unterschritten wird
- die genehmigte Eigenkapitalverzinsung kurzfristig (rund eine Regulierungsperiode) ebenfalls stark unterschritten wird

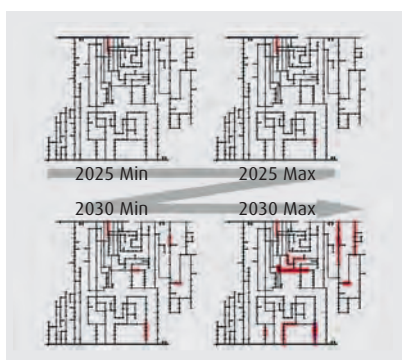


Bild 4. Sich zukünftig verschärfende Engpassituation im MS-Netz (Annahme: keine Netzverstärkungsmaßnahmen)

- derzeit eine große Differenz zwischen den tatsächlichen Fremdkapitalzinsen (Markt) und dem Fremdkapitalzinssatz innerhalb des Kapitalkostenaufschlags (Regulierung) vorliegt.

Zur Entschärfung des letztgenannten Problems hat die Bundesnetzagentur im März 2023 bereits ein Eckpunktepapier für die Anpassung der Regelung zur Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes veröffentlicht. Gemäß der Neuregelung soll sich der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz nunmehr jährlich ändern und an den aktuellen Marktgegebenheiten orientieren.

Fazit

Die Veränderung der Versorgungsaufgabe durch die zunehmende Dekarbonisierung stellt Verteilnetzbetreiber vor massive Herausforderungen im Bereich der bedarfsgerechten Weiterentwicklung des bestehenden Netzes sowie den dadurch bedingten Investitionen,

die unter anderem vor dem Hintergrund der bestehenden Netzentgeltregulierung bewertet und in Einklang mit den finanziellen Unternehmenszielen gebracht werden müssen. Allein bis zum Ende der Dekade ist mit einem massiven Netzausbaubedarf auf der MS- und NS-Ebene zu rechnen. Zielnetzanalysen auf Basis von räumlich hoch aufgelösten Versorgungsaufgabeprognosen sind ein probates Mittel, das Mittel- und Niederspannungsnetz auf solche Herausforderungen vorzubereiten sowie die wirtschaftlichen Folgen im regulatorischen Umfeld abzuschätzen. Diese Art von Analysen legt zudem die Grundlage für die gesetzlich-regulatorisch geforderte Vorlage von Netzausbauplänen.

>> **Anna Weiß**,
Consultant,
Consentec GmbH, Aachen

Christian Linke,
Senior Consultant,
Consentec GmbH, Aachen

Dr. **Holger Weber**,
Geschäftsführer,
Eltrocon GmbH, Bönen

Andreas Kubik,
Projektingenieur,
Eltrocon GmbH, Bönen

Julian Schmidt,
Regulierungsmanager
EVU-Assist GmbH, Norderstedt

Michael Scherf,
Geschäftsführer,
Netzgesellschaft Lübbecke GmbH,
Lübbecke

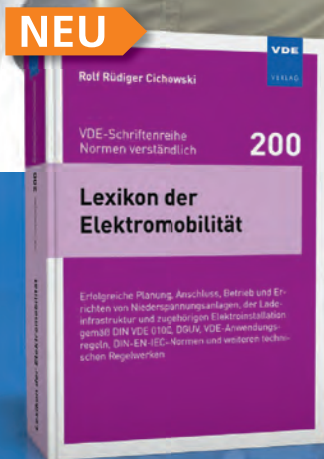
>> weiss@consentec.de
linke@consentec.de
h.weber@eltrocon.de
a.kubik@eltrocon.de
schmidt@evu-assist.de
michael.scherf@netzgesellschaft-luebbecke.de

>> www.consentec.de
www.eltrocon.de
www.eltrocon.de
www.evu-assist.de
www.netzgesellschaft-luebbecke.de

Anzeige



Technik. Wissen.
Weiterwissen.



Mit Technikwissen sichergehen:
Neuerscheinung: Lexikon der Elektromobilität

- ▶ Unterstützung der Elektrofachkraft bei Planung und Errichtung zum Thema E-Mobility und Ladeinfrastruktur
- ▶ Zusammenfassung der für die Elektroinstallation relevanten Begriffe in einem Lexikon
- ▶ praxisorientierte Struktur
- ▶ jedem Stichwort folgt eine Begriffsdefinition mit dem Verweis auf weitere Begriffe und Erläuterungen

Preisänderungen und Irrtümer vorbehalten. Sowohl das E-Book als auch das Kombiangebot (Buch + E-Book) sind ausschließlich auf www.vde-verlag.de erhältlich. Dieses Buch können Sie auch in Ihrem Onlineportal für DIN-VDE-Normen, der NormenBibliothek, erwerben.

2023. 630 Seiten
42,- € (Buch/E-Book)
58,80 € (Kombi)



Bestellen Sie jetzt: (030) 34 80 01-222 oder www.vde-verlag.de/buecher/406057

