

Mittels Modellnetz Investitionsbedarfe im Stromverteilnetz ableiten

Kommunale Wärmepläne zeigen, wo künftig wie geheizt wird. Doch welche Auswirkungen hat die Wärmeplanung auf den Ausbaubedarf der Stromverteilnetze und welche Investitionen müssen die Stromnetzeigentümer tätigen, um auch in Zukunft die Versorgungssicherheit zu gewährleisten? Ein heuristisches Modellnetz ermittelt aus den Ergebnissen der Wärmeplanung und E-Mobilitätsprognosen automatisiert Aus- und Neubaubedarfe von Ortsnetzstationen und Mittelspannungsleitungen lokaler Stromverteilnetze. Am Beispiel einer mittelgroßen Stadt mit rund 50 000 Einwohnern zeigt sich so der zu erwartende Ausbaubedarf von rund 47 Mio. € eines exemplarischen Netzes.

Mit der zunehmenden Verbreitung von Wärmepumpen steigen die Anforderungen an die lokalen Stromnetze und bringen sie künftig an ihre physikalischen Grenzen. Vor allem an den kältesten Wintertagen ist mit einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor der elektrischen Wärmegewinnung zu rechnen; zugleich sinkt die Effizienz von Luft-Wärmepumpen bei niedrigen Außentemperaturen. Beide Faktoren führen, zusammen mit dem Hochlauf der Elektromobilität, zu hohen gleichzeitigen Lasten. Dafür müssen die Netze ertüchtigt werden.

Um diesen Ausbaubedarf aus der kommunalen Wärmeplanung und Elektromobilität abbilden zu können, wird normalerweise eine umfangreiche Zielnetzplanung erstellt. Sie ist jedoch aufwendig und liegt aktuell seitens der Netzbetreiber noch nicht flächendeckend vor. Trotzdem müssen die Investitionen in die Netze kontinuierlich geplant werden. Viele kleinere Netzeigentumsgesellschaften oder Stadtwerke stehen daher

vor der Herausforderung, auch ohne Zielnetzplanung ihre Investitionskosten in die Stromnetze langfristig abschätzen zu müssen. Sie benötigen einen alternativen, vereinfachten und dabei möglichst realistischen Planungsansatz.

Keine Datenlieferung der Stromnetzbetreiber benötigt

Hier setzt das eigens entwickelte, intelligente Prognose-Tool SNIP (Abkürzung für Stromnetzinvestitionsplanung) an. Auf Basis der Ergebnisse aus kommunalen Wärmeplänen, heutigen Haushaltslasten sowie öffentlich verfügbaren Prognosen zum Ausbau von E-Mobilität wird der Ausbaubedarf im Mittelspannungsnetz und der Ortsnetzstationen einer Kommune modelliert. Der Ansatz benötigt keine vollständigen Bestands- oder Zielnetzdaten der Netzbetreiber (zum Beispiel exakte Stationslagen oder Mittelspannungsleitungsverläufe). Voraussetzung für die Anwendung des Tools ist lediglich, dass die kommunale

Wärmeplanung für das gefragte Gebiet bereits durchgeführt wurde.

Fokus auf die wesentlichen Kostentreiber

Im Mittelpunkt des Tools stehen die wesentlichen Kostentreiber: Neubau und Erweiterung von Ortsnetzstationen sowie der Aus- und Umbau von Mittelspannungsleitungen. Dabei wird angenommen, dass die steigenden Verbrauchslasten zusätzliche oder leistungsstärkere Anlagen erfordern und dadurch die durchschnittlichen Leitungslängen in der Niederspannung je Anschluss begrenzt bleiben. Daraus folgt, dass der Niederspannungsausbau im Vergleich zum Mittelspannungsnetz und den Ortsnetzstationen tendenziell geringer ins Gewicht fällt.

Explizit nicht berücksichtigt wird der altersbedingte Netzausbau. Hier bieten sich klassische Asset-Simulationsansätze an (vgl. zum Beispiel [1]).

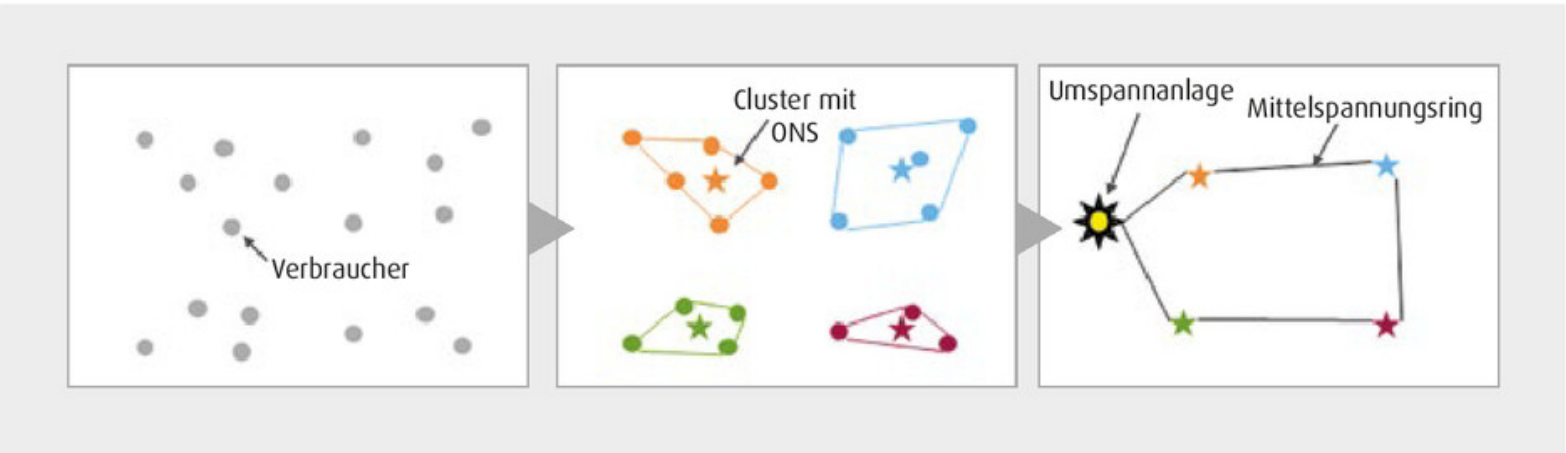


Bild 1. Methodik zur Bildung des initialen Mittelspannungsnetzes 2025

Lastabschätzung eines kalten Winterabends

Um die für den Ausbaubedarf maßgebliche Last aus der Heizleistung der elektrischen Wärmeerzeuger ermitteln zu können, wird die »Dunkelflaute« im kalten Winter angenommen, sodass zu dieser Zeit keine dezentrale Photovoltaik-Einspeisung stattfindet. Die gesamte Last muss somit aus dem Netz bedient werden.

Bottom-up-Modell der gegenwärtigen und künftigen zeitgleichen Lasten

Kommunale Wärmepläne liefern die Wärmebedarfe und Heizungstechnologien für den Status quo und das Zieljahr 2045 räumlich differenziert – je nach Datenlage baublock-, straßen- oder gebäudescharf. Hieraus werden die gleichzeitigen Lasten aus dem Wärmesektor abgeleitet. Für die E-Mobilität werden private Ladepunkte gebäudescharf projiziert; öffentliche Ladesäulen werden abhängig von der örtlichen Parkplatzstruktur verortet. Aus beiden Quellen entsteht damit ein räumlich aufgelöstes Lastmodell der Gegenwart und für das Zieljahr 2045.

Bekannte Optimierungsalgorithmen bilden automatisiert ein Bestands- und Zielnetz

Auch ohne genaue Kenntnis der momentanen Netzstruktur kann mit diesen Lastmodellen der erforderliche Ausbaubedarf und damit der Investitionsbedarf bis zum Jahr 2045 automatisiert abgeschätzt werden. Dies wird im Folgenden dargestellt.

Zunächst werden die gegenwärtigen Verbraucher mittels des bekannten k-Means-Algorithmus zu Ortsnetzstationen geclustert (Bild 1). In diesem Kontext werden eine Vielzahl von Randbedingungen aus der planerischen Praxis berücksichtigt, darunter die Auslastung der Stationen sowie die maximale Entfernung der Verbraucher zu diesen.

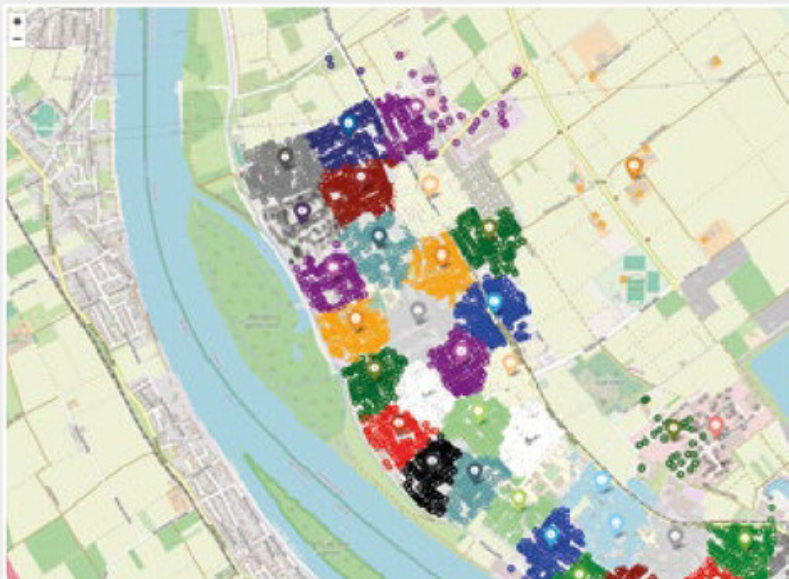
Anschließend werden die Stationen zusammen mit einer oder mehreren Umspannanlagen zu einem simulierten Mittelspannungsnetz 2025 verbunden, wobei hier das aus der Logistik bekannte Vehicle Routing Problem (VRP) Anwendung findet. Dabei werden ebenfalls wieder zahlreiche Randbedingung aus der Planungspraxis berücksichtigt, beispielsweise die maximale Belastung und das $(n-1)$ -Kriterium.

Das simulierte Bestandsnetz 2025 (Bild 2) wird nun an die bis 2045 hinzukommenden Lasten aus E-Mobilität und Wärmeerzeugung adaptiert, die entweder durch die bestehenden oder über neue Stationen versorgt werden müssen. Aufgrund der knappen Flächen in dicht bebauten Gebieten wird dabei grundsätzlich ein Ausbau der bestehenden Anlagen vor Neubauten priorisiert. Bestehende Infrastrukturen werden somit weiter ausgelastet oder andernfalls die Transformatorleistung durch einen Ausbau an gleicher Stelle erhöht. Reichen auch diese Maßnahmen nicht aus, werden neue Anlagen errichtet.

Nach Auslastung und Erweiterung der bestehenden Ortsnetzstationen und gegebenenfalls Neubau einzelner Anlagen wird auch das fiktive Mittelspannungsnetz ertüchtigt: Sofern erforderlich, werden die bestehenden Leitungen gegen solche mit größerem Querschnitt ausgetauscht. Zudem werden neue Leitungsringe gebildet, um die neu errichteten Stationen zu erschließen und einzelne Anlagen aus dem Bestandsnetz aufzunehmen. So lassen sich bestehende Mittelspannungsabgänge entlasten (Bild 3).

Aus dem so ermittelten Aus- und Neubaubedarf sowohl der Stationen als

a)



b)



Bild 2. Verbraucher-Clustering zu Ortsnetzstationen (a), daraus abgeleitetes Mittelspannungsnetz (b)

a)



b)

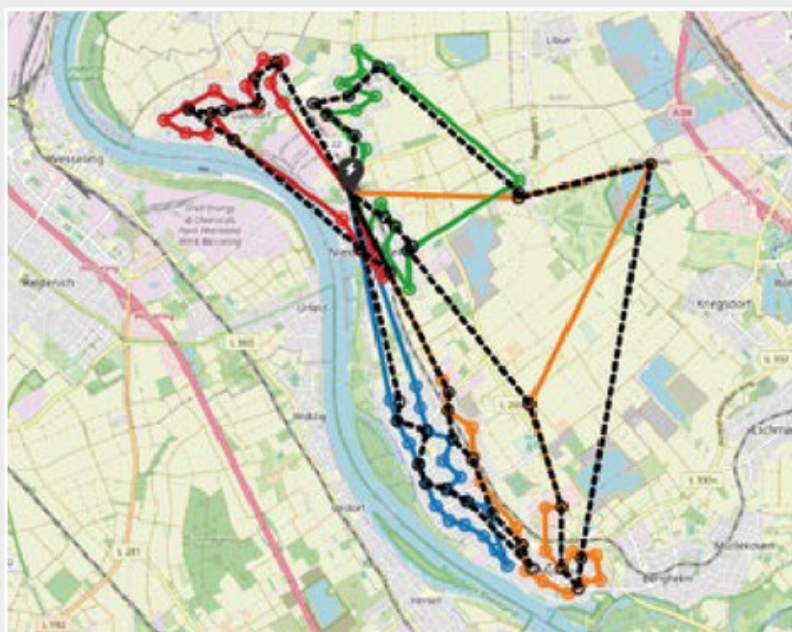


Bild 3. Mittelspannungsnetz 2025 (a) und 2045 (b) – neu errichtete Leitungen schwarz gestrichelt

auch der Mittelspannungsleitungen wird schließlich in Verbindung mit individuell definierbaren, spezifischen Kosten der Investitionsbedarf für das Stromverteilnetz abgeleitet.

Simulation am Beispiel einer mittelgroßen Stadt

Die dargestellte Methodik wurde am Beispiel einer mittelgroßen, in Nordrhein-Westfalen gelegenen Stadt mit rund 50 000 Einwohnern angewandt. Dabei zeigt sich der absehbare, deutliche Ausbaubedarf der Ortsnetzstationen und des Mittelspannungsnetzes:

- Die gleichzeitige Last wird sich gemäß Wärmeplanung und E-Mobilitätsprognose von 23,7 auf 69,6 MVA nahezu verdreifachen (+194 %).
- Nahezu alle bestehenden Ortsnetzstationen müssen erneuert oder erweitert werden (97 %).
- Insgesamt 21 neue Ortsnetzstationen sind zu errichten (+28 % im Vergleich zu heute).
- Die Anzahl der Mittelspannungsabgänge an der Umspannanlage steigt von vier auf sieben (+75 %).

Bild 4 zeigt: In den prognostizierten gleichzeitigen Lasten im Jahr 2045

macht der Strom für die Wärmeerzeugung und Haushalts-/Gewerbestrom den größten Anteil aus (46,2 %), gefolgt von Lasten aus privaten und gewerblichen Ladepunkten (40,7 %). Öffentliche Ladesäulen tragen nur untergeordnet zu den gleichzeitigen Lasten bei (6,0 %). Ebenso untergeordnet ist der Lastbeitrag von Haushalts- und Gewerbestrom ohne eine gleichzeitige Wärmeerzeugung (7,1 %), da 2045 nur noch rund ein Viertel der Gebäude nicht elektrisch beheizt werden.

Unter der Annahme von spezifischen Kosten für den Aus- und Neubau im

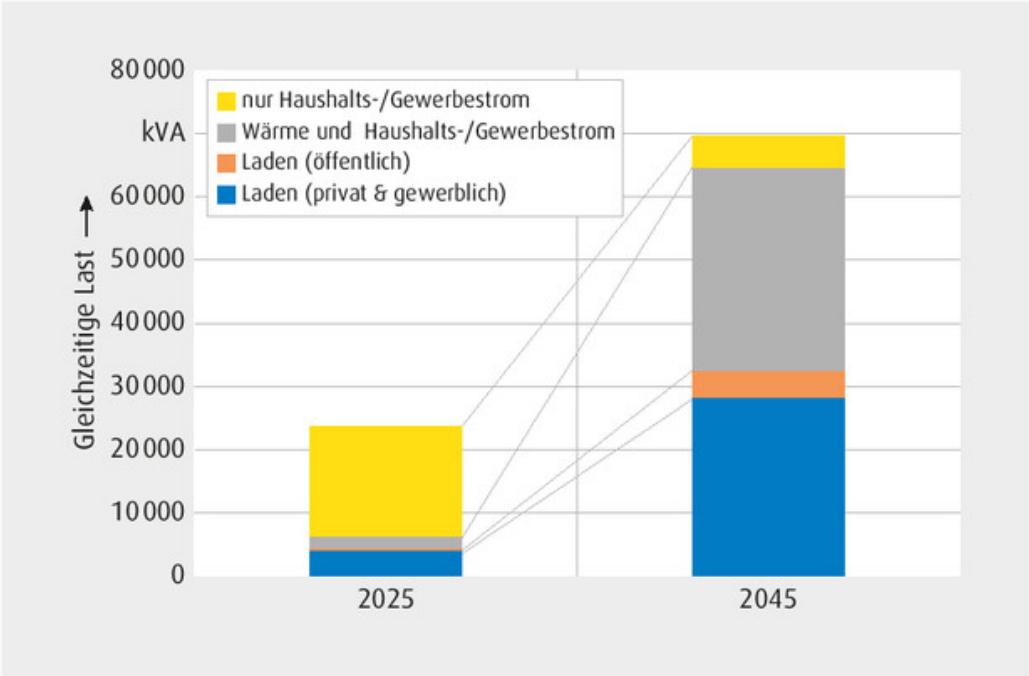


Bild 4. Entwicklung der gleichzeitigen Last in der Beispielstadt, Zeitraum 2025 bis 2045

Investitionsbedarf				
	Länge [km]	Anzahl [Stück]	Kosten	Anteil an Gesamtsumme
Neubau und Ausbau Mittelspannung	114		28,5 Mio. €	60 %
Ausbau Ortsnetzstationen		73	14,6 Mio. €	31 %
Neubau Ortsnetzstationen		21	4,2 Mio. €	9 %
Summe Mittelspannungsnetz und Ortsnetzstationen			47,3 Mio. €	100 %

Tabelle 1. Investitionsbedarf bis 2045 in der Beispielstadt

Mittelspannungsnetz und der Ortsnetzstationen bis 2045 sind somit Investitionen in Höhe von 47,3 Mio. € erforderlich (Tabelle 1). Bei einer linear verteilten Investitionssumme über 20 Jahre entspricht dies rund 2,4 Mio. € im Jahr. Hinzu kommen – wie erwähnt – altersbedingte Erneuerungen, die ohne weitere Daten des Netzbetreibers jedoch nicht abgeschätzt werden können.

Einfaches Tool zur Abschätzung der Investitionskosten für das lokale Stromnetz

SNIP ist ein einfaches Tool zur Abschätzung des Investitionsbedarfs auf Basis der Ergebnisse der kommunalen Wärmepläne und Prognosen zur Elektromobilität, ohne dass spezifische Kenntnisse über das bestehende oder geplante Stromnetz benötigt werden.

Wenngleich die automatisierte Modellierung des Mittelspannungsnetzes und der Ortsnetzstationen im Jahr 2045 keine Detailplanung ersetzen kann, ist sie eine weitgehend empirisch fundierte Indikation für die Investitionsplanung der kommenden 20 Jahre. Sie kann wahlweise zur Plausibilisierung oder Abschätzung der Investitionskosten herangezogen werden. Durch die automatisierte Netzmodellierung können dabei verschiedene Szenarien, zum Beispiel zur Verbreitung von Wärmepumpen, gerechnet und miteinander verglichen werden. Der große Vorteil von SNIP gegenüber anderen Zielnetzplanungen ist, dass die Ergebnisse in kürzester Zeit vorliegen.

Im Modell aktuell noch unberücksichtigt sind künftige lastglättende Faktoren wie Batteriespeicher oder

netzdienliches Lade- und Speicherverhalten. Sie bieten das Potenzial, die Spitzenlast zu reduzieren. Diese Einflüsse werden mittelfristig untersucht und in das Tool integriert. Weitere Erweiterungsmöglichkeiten wären die Berücksichtigung der gegenwärtigen Auslastung und Lage der bestehenden Ortsnetzstationen und Mittelspannungsleitungen sowie die Abschätzung der erforderlichen altersbedingten Investitionen im Mittel- und Niederspannungsnetz.

Literatur

[1] Ladermann, A.: Vorteile einer spartenübergreifenden Erneuerungsplanung in Verteilungsnetzen der Strom-, Gas-, Wärme- und Wasserversorgung. 2014.



Andreas Esser,
Geschäftsführer,
Rhein-Sieg Netz GmbH



Timo Unkel,
Geschäftsführer,
KVK Kompetenzzentrum
Verteilnetze und Konzessionen
GmbH



Martin Vogler,
Junior Consultant,
KVK Kompetenzzentrum
Verteilnetze und Konzessionen
GmbH



Julia Schüller,
Senior Consultant
KVK Kompetenzzentrum
Verteilnetze und Konzessionen
GmbH



Jeremy Semrau,
Leiter Strategische Planung,
Rhein-Sieg Netz GmbH