

E-Mobilität und Wärmepumpen

Stresstest für das Verteilnetz als Grundlage für die Zielnetzplanung

Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen führen zu völlig neuen Lastsituationen in Stromnetzen. Netzbetreiber müssen diese unbekannt, künftigen Lastsituationen bereits bei heutigen Investitionsentscheidungen berücksichtigen. Die Autoren stellen eine Methode vor, mit der sich lokal differenzierte Lastszenarien für die Netzsimulation und Netzplanung erstellen lassen. Am Beispiel der Stadtwerke Dreieich wird mit dynamischen Lastflussberechnungen für drei Zukunftsszenarien gezeigt, welche Konsequenzen E-Mobilität und Wärmepumpen auf das lokale MS- und NS-Netz haben können.

Die aktuellen und künftigen Herausforderungen für die Stromverteilnetze bestehen zunächst in der großen Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung neuer Lasten. Der Wechsel des Energieträgers im Verkehrssektor von fossilen Brennstoffen auf Strom wird den Stromverbrauch stark beeinflussen. Es ist davon auszugehen, dass bis zum Jahr 2030 die Zahl der Elektrofahrzeuge in Deutschland auf bis zu 7 Mio. und der Marktanteil auf 15 % steigt [1]. Außer Elektrofahrzeugen werden 5 bis 6 Mio. Wärmepumpen benötigt, um das von der Bundesregierung gesetzte Klimaschutzziel im Jahr 2030 zu erreichen [2]. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen werden zu völlig neuen Lastsituationen in den Verteilnetzen führen.

Um Fehlinvestitionen langfristig zu vermeiden, ist es erforderlich, die Entwicklung von Elektromobilität und Wärmepumpen für das Versorgungsgebiet lokal differenziert und zeitlich hoch aufgelöst zu untersuchen. Grundlage der im Folgenden dargestellten Zielnetzuntersuchung für die Stadtwerke Dreieich (SWD) ist das bestehende Mittel- und Niederspannungsnetzmodell. Unter Berücksichtigung abgestimmter Randbedingungen werden drei Zielnetzzenarien erstellt. Die Konsequenzen

für die Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastungen können so frühzeitig identifiziert werden, um Kapazitätserweiterungen kostengünstig bereits im Rahmen der Netzerneuerung durchführen zu können.

Modellierung der Ladestationen

Normalladestation

Zur Erstellung lokal differenzierter Ladeprofile wird für jeden NS-Netzbebereich anhand der Abnehmerstruktur (Anteil Gewerbe, Haushalt, Gebäudetypen, etc.) und der Szenariovorgaben (Marktanteil E-Mobilität) eine Prognose der Zahl, der Leistungsklasse sowie des Ladeverhaltens der Ladepunkte erstellt. Zur Bestimmung des zeitlichen Verlaufs der Ladevorgänge sowie der resultierenden Gleichzeitigkeit kommt ein neues Verfahren zur Erstellung von Ladelastprofilen (LLP) zum Einsatz, das dem Verfahren der Standardlastprofile (SLP) für Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe [3] ähnelt.

Zur Bestimmung der LLP wird für jeden Ladepunkt zunächst ein individuelles Ladeprofil (ILP) erstellt, das aus der Simulation typisierter Ladevorgänge (zum Beispiel abends für Haushaltsladen, vormittags für Arbeitgeberladen) berechnet

wird. Um die LLP zu erstellen, werden in dieser Studie folgende Faktoren berücksichtigt: Ladeprofilklasse (Haushaltsladen, Gewerbeladen und öffentliches Laden), Ladeleistung, Batteriekapazität, Fahrprofil, Energieverbrauch des E-Fahrzeugs und Ankunftszeit. Die dazugehörige Parametrierung wurde hierbei an zahlreiche Studien angelehnt – zum Beispiel »Mobilität in Deutschland« [4].

Während das Fahrprofil und der Energieverbrauch als konstante Werte angenommen wurden (zum Beispiel 50 km/d und 25 kWh/100 km), werden Ankunftszeit und Batteriekapazität als Verteilungsfunktionen abgebildet. Die Batteriekapazität ist durch die Gleichverteilungsfunktion (zwischen 20 und 80 kWh) dargestellt. Die Ankunftszeit wird für die Untersuchung mit einer Normalverteilung angenähert. Der Erwartungswert dieser Funktion liegt für das Haushaltsladen bei 18:00 Uhr. Beim Arbeitgeberladen wird davon ausgegangen, dass die höchste Gleichzeitigkeit um 09:00 Uhr auftritt.

Die ILP innerhalb eines Ortsnetzes werden dann zu einem Ortsnetz-Ladeprofil (ONLP) zusammengefasst und sämtlichen Hausanschlüssen im jeweiligen Ortsnetz zugeordnet. Die ONLP weisen in der Regel deutlich höhere Gleichzeitigkeiten auf als bekannte SLP für E-Mobilität, da letztere bereits die Vergleichmäßigung zwischen den Ortsnetzstationen enthalten und daher nur für die MS-Ebene, nicht aber für die NS-Ebene valide sind.

Schnellladestation

Im Gegensatz zu Normalladestationen werden Schnellladestationen mit einer Ladeleistung von mehr als 44 kW separat betrachtet und in Abstimmung mit den SWD explizit einem Anschlusspunkt

Gebäudetypen			
Gebäudetyp	Zahl Wohneinheiten	Wohnfläche ¹	Wärmebedarf
		m ²	kWh/(a · m ²)
Einfamilienhaus	≤2	125	60
Mehrfamilienhaus	>2	70	50

¹ Bei Mehrfamilienhäusern je Wohneinheit

Tabelle 1. Parameter der Gebäudetypen

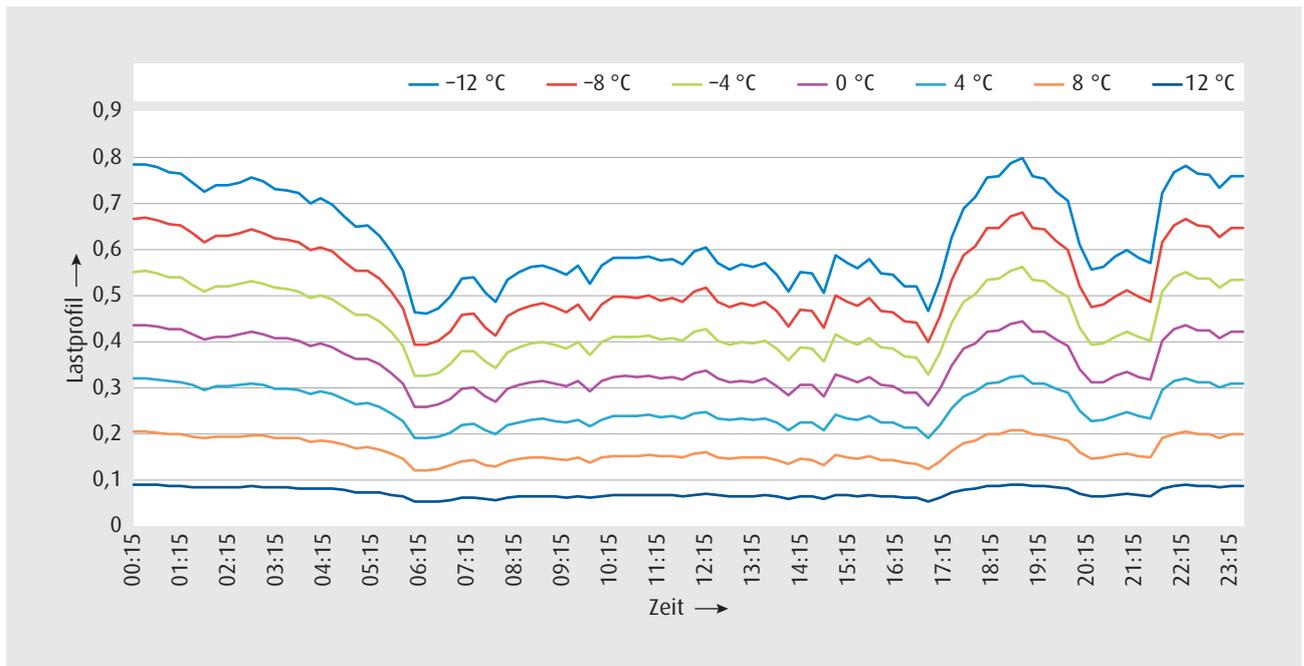


Bild 1. Temperaturabhängige Lastprofile

Szenarien			
Szenario	1	2	3
Marktanteil Elektrofahrzeuge	6 %	15 %	45 %
Ladeleistung	3,7 kW (73,7%) 11 kW (21,5%) 22 kW (3,5%) 44 kW (1,3%)	3,7 kW (29,4%) 11 kW (36,9%) 22 kW (27,4%) 44 kW (6,3%)	3,7 kW (29,4%) 11 kW (36,9%) 22 kW (27,4%) 44 kW (6,3%)
Ladezyklus	täglich	täglich	alle drei Tage
Anteil Wärmepumpen	7 %	16 %	16 %

Tabelle 2. Definition der Szenarien

im Netz zugeordnet. Beispiele hierfür sind Supermarktparkplätze oder potenzielle Standorte für Stromtankstellen. Aufgrund der höheren Ladeleistung sind Schnellladestationen nicht an das Niederspannungsnetz angeschlossen, sondern direkt mit der nächstgelegenen Ortsnetzstation verbunden. Im Unterschied zu Normalladestationen beziehen Schnellladestationen im Netzmodell eine weitgehend konstante Leistung.

Modellierung der Wärmepumpen

Jahresverbrauch

Aufgrund fehlender Informationen bezüglich des aktuellen Wärmebedarfs erfolgt die Herleitung des Stromjahresver-

brauchs für Wärmepumpen unter Berücksichtigung des Gebäudetyps. Hierzu werden zunächst im Netzmodell die Zahl der Wohneinheiten je Hausanschluss ermittelt und auf dessen Grundlage eine Klassifizierung in Ein- oder Mehrfamilienhäuser vorgenommen. **Tabelle 1** stellt das Einteilungsschema mit den dazugehörigen Rechenparametern dar. Es wurde davon ausgegangen, dass die Gebäude energetisch saniert wurden oder Neubauten sind.

Entsprechend den in **Tabelle 1** angegebenen Parametern werden die Heizenergiebedarfe zunächst in Abhängigkeit des ermittelten Gebäudetyps berechnet. Der daraus resultierende Heizenergiebe-

darf wird im Anschluss mit einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 2,5¹ in einen Jahresstromverbrauch umgerechnet und im Netzmodell für jeden Niederspannungshausanschluss hinterlegt. Unter Berücksichtigung der relativen Durchdringungsgrade der Wärmepumpen werden zur anschließenden Simulation die hinterlegten Jahresverbrauchswerte für jedes Ortsnetz linear skaliert.

Temperaturabhängige Lastprofile

Ergänzend zu den ermittelten Jahresstromverbräuchen kamen zur Simulation der zusätzlichen Netzbelastungen von Wärmepumpen temperaturabhängige synthetische Lastprofile zum Einsatz. Die normierten Lastprofile für Wärmepumpen wurden von den Stadtwerken in Einzelschritten von je 1 °C der Außentemperatur als 15-Minutenwerte für einen Tageszeitraum bereitgestellt. **Bild 1** zeigt beispielhaft Lastprofile in Abhängigkeit der jeweiligen Außentemperatur.

Die Auswahl des Lastprofils der Wärmepumpe erfolgt anhand der durchschnittlichen Außentemperatur des jeweiligen Tags. Im Hinblick auf die dynamische Lastflussberechnung wird

¹ Um den Worst-Case für das Stromnetz zu simulieren, wird davon ausgegangen, dass nur Luft-Wasser-Wärmepumpen mit einer niedrigeren JAZ von rund 2,5 anstelle von Grundwasserwärmepumpen mit einer höheren JAZ installiert werden.

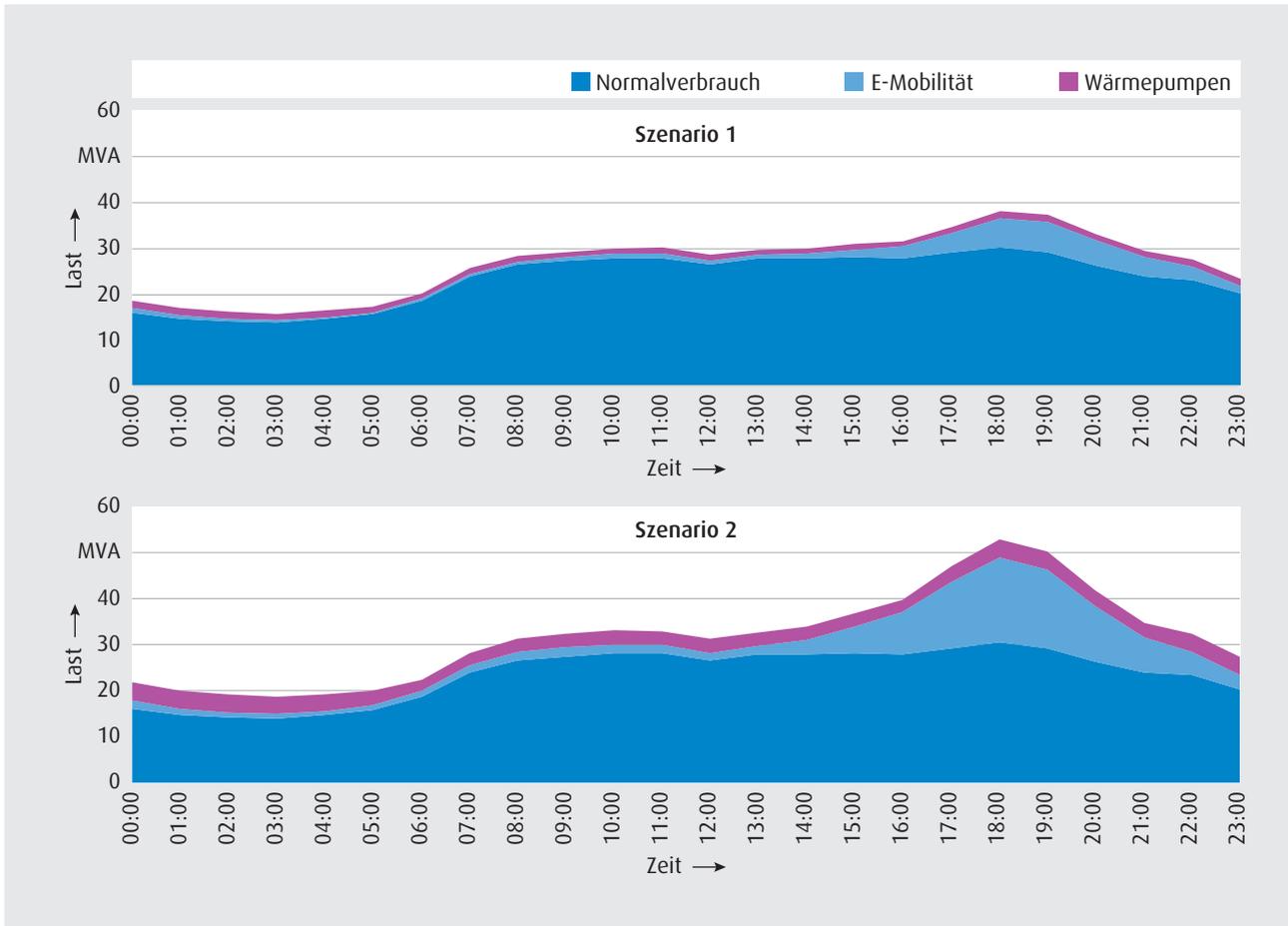


Bild 2. Lastgänge der Szenarien 1 und 2

daher eine Auslegungstemperatur von $-12\text{ }^{\circ}\text{C}$ verwendet.

Definition der Szenarien

Die Lastsituation des Verteilnetzes hängt maßgeblich von der Zahl der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ab. Laut Fortschrittsbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität wird bis zum Jahr 2025 ein Marktanteil zwischen 4 und 6,5 % erwartet. Bis 2030 soll die Zahl der Elektrofahrzeuge auf 4,2 bis 7 Mio. und deren Marktanteil auf 10 bis 15 % steigen [1]. Entsprechend werden für die Stadtwerke Dreieich zwei Szenarien definiert, nämlich die Marktanteile von 6 und 15 %. Hinzu kommt die Simulation und Analyse eines ehrgeizigeren Szenarios mit ein Marktanteil von 45 % (Tabelle 2).

Die Szenarien unterscheiden sich nicht nur hinsichtlich des Marktanteils von Elektrofahrzeugen, sondern auch hinsichtlich der Verteilung der Ladeleistung. Im Szenario 1, das die kurzfristige Entwicklung der Elektrofahrzeuge darstellt, gibt es einen relativ hohen Anteil von 3,7-kW-Ladepunkten. Die Szenarien 2 und 3 bestehen jedoch haupt-

sächlich aus Ladestationen mit der Ladeleistung von 11 und 22 kW (siehe Tabelle 2). Zusätzlich hängt die Ladelast vom Ladeverhalten ab: Für Szenario 1 und 2 wird angenommen, dass alle Elektrofahrzeuge täglich geladen werden, was zu einer relativ hohen Gleichzeitigkeit führt. Szenario 3 modelliert den Fall, dass die Elektrofahrzeuge nur noch alle drei Tage nachgeladen werden.

Um den Worst-Case zu beobachten, werden die Ladelasten an einem Starklasttag in das Simulationsmodell integriert. Darüber hinaus finden die dezentralen Erzeugungsanlagen in diesen Starklastszenarien keine Berücksichtigung.

Für Wärmepumpen werden zwei Szenarien analysiert: 7 % und 16 % (bezogen auf das Potenzial von Wärmepumpen im Versorgungsgebiet).

Ergebnisse und Diskussion

Vergleich der Ergebnisse aus Szenario 1 und 2

Die Beurteilung des Einflusses der Marktdurchdringung von Elektrofahr-

zeugen und Wärmepumpen basiert auf einer dynamischen Lastflussberechnung für den Starklastfall. Die Lastgänge der beiden simulierten Szenarien sind im Bild 2 dargestellt. Die maximalen Lasten werden in den beiden Szenarien um 26,4 % beziehungsweise 74,3 % erhöht. Der Anstieg der Netzlast ergibt sich aus der Erhöhung der Ladeleistung (durchschnittlich 6,4 kW gegen 13,9 kW), der Zahl der Schnellladestationen (7 gegen 17) und der Last der Wärmepumpen (1,6 MVA gegen 4,0 MVA). Der Gleichzeitigkeitsfaktor der Ladepunkte im Szenario 2 beträgt 0,33 und ist damit deutlich geringer als der entsprechende Faktor von 0,62 im Szenario 1. Dies zeigt, wie stark die Gleichzeitigkeit mit zunehmender Zahl der Ladepunkte auch ohne Lademanagement sinkt.

Die zusätzliche Belastung durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen führt zu Unterspannungen im Verteilnetz (Bild 3). In Szenario 1 gibt es nur zwei Ortsnetze, in denen die Spannungsgrenze unterschritten wird. Ab 17:00 Uhr fällt die Spannung in beiden Ortsnet-

zen für mehrere Stunden unter 0,9 p. u. ab. Im Szenario 2 gibt es Spannungshaltungsprobleme im gesamten Niederspannungsnetz: 6 % der Knoten im Niederspannungsnetz weisen eine Unterspannung auf. Die meisten Unterspannungen treten abends zwischen 17:00 und 21:00 Uhr auf. Dies liegt daran, dass die meisten Elektrofahrzeuge in dem durch Ein- und Zweifamilienhäuser geprägten Dreieich abends aufgeladen werden.

In den beiden Szenarien gab es keine flächendeckende Leitungsüberlastung. Im Szenario 2 werden insgesamt 181 Leitungsabschnitte mit einer Gesamtlänge von 3,1 km als überlastet im Niederspannungsnetz identifiziert. Die meisten Überlastungen treten abends auf.

Im Gegensatz zum Szenario 1 wurde im Szenario 2 für 17 Ortsnetzstationen eine Transformatorüberlastung festgestellt. Die maximale Belastung (177 %) erfolgt bei einem 630-kVA-Transformator an der Ortsnetzstation »Gymnasium«. Die durchschnittliche Transformatorauslastung stieg im Szenario 2 auf 50 %.

Vergleich der Ergebnisse aus Szenario 2 und 3

Mit der gleichen Verteilung der Ladeleistungen und des Ladeanfangs sind die LLP in den Szenarien 2 und 3 vergleichbar, obwohl es im Szenario 3 dreimal so viele Elektrofahrzeuge gibt. Die LLP eines Ortsnetzes in Szenarien 2 und 3 sind im **Bild 4** dargestellt.

Aus **Bild 4** ist ersichtlich, dass die Spitzenlasten der beiden LLP nahezu identisch sind (0,47 kW für Szenario 2 und 0,48 kW für Szenario 3). Die Zeitspanne

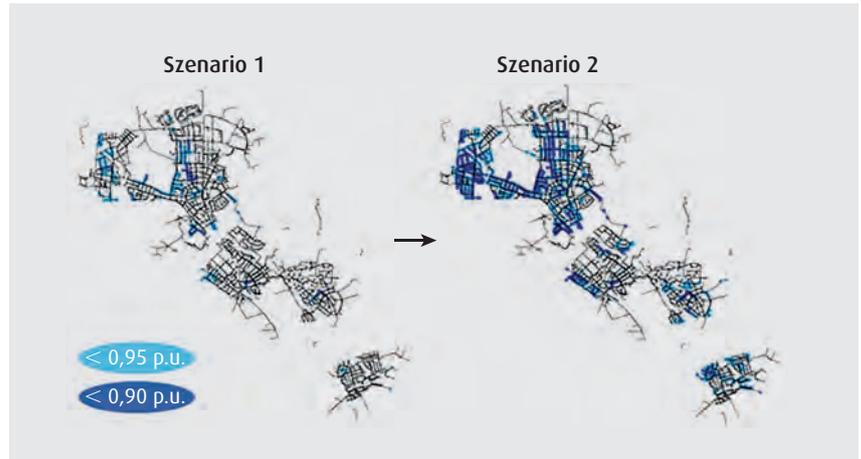


Bild 3. Knotenspannung in den Szenarien 1 und 2

der Spitzenlast ist jedoch im Szenario 3 wesentlich größer als im Szenario 2. Daher sind die Ergebnisse der Unterspannung und Überlastung im Szenario 3 ähnlich wie im Szenario 2, aber die Dauer ist länger.

Fazit und Ausblick

Basierend auf dem Rechnetzmodell des Verteilnetzes wurde eine Methodik zur Modellierung der Ladeleistungen und Wärmepumpen entwickelt. Damit ist die Erstellung lokal differenzierter Lastfälle bis hin zur Niederspannungsebene möglich.

Bereits bei einem Anteil von 15 % E-Mobilität können in bestimmten Netzbereichen größere Spannungsverletzungen auftreten, wohingegen noch keine flächendeckende Überlastung von Leitungen und Transformatoren zu erwarten ist.

Da mittel- bis langfristig ein deutlich höherer Marktanteil von Elektrofahrzeugen erwartet wird, ist ohne Maßnahmen wie Netzausbau und Lastmanagement mit flächendeckenden Spannungsproblemen im Niederspannungsnetz sowie zunehmender Überlastung der Betriebsmittel zu rechnen. Die Bestimmung dieser Maßnahmen soll auf Basis der vorliegenden Methodik in einem nächsten Schritt erfolgen, um den konkreten Ausbaubedarf zu bestimmen. Hierbei soll auch das Potenzial des Lastmanagements zur Verringerung des Netzausbaus quantifiziert werden.

Die Ergebnisse der Studie zeigen eine mögliche Entwicklung der E-Mobilität in Dreieich auf, eine Stadt, die überwie-

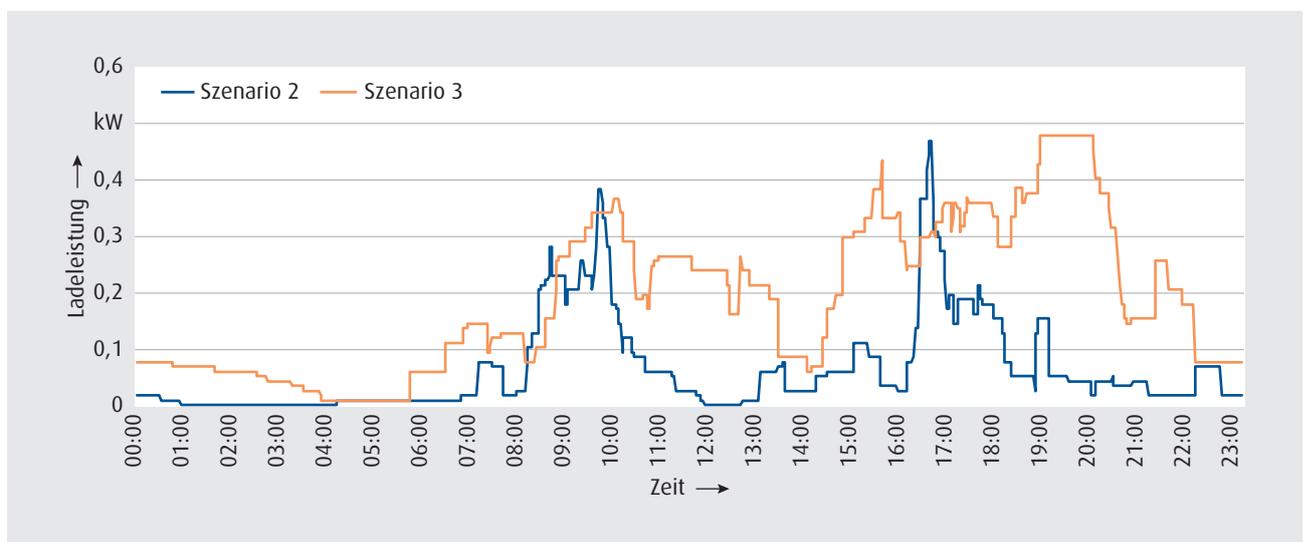


Bild 4. LLP eines Ortsnetzes in den Szenarien 2 und 3

gend durch Ein- und Zweifamilienhausbebauung geprägt ist. Als typische Pendlerstadt in das nahe gelegene Frankfurt am Main ergibt sich ein klarer Schwerpunkt der Ladezeitpunkte in den Abendstunden und hiermit einhergehend eine relativ hohe Gleichzeitigkeit. Bei Großstädten mit größerer Heterogenität hinsichtlich des Nutzungs- und Ladeverhaltens von E-Fahrzeugen ist mit geringeren Gleichzeitigkeiten zu rechnen.

Darüber hinaus ist noch nicht klar, in welche Richtung sich die Ladeinfrastruktur langfristig entwickelt. Wird sich das Zuhause laden, das Arbeitgeberladen oder wird sich eher ein Mix aus öffentlichen Ladepunkten und Stromtankstellen durchsetzen? Um die Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der Ladeinfrastruktur sowie das Potenzial für Lademanagement genauer zu berücksichtigen, entwickelt RZVN aktuell die Simulationswerkzeuge weiter, sodass diese sowohl unterschiedliche Ladestra-

tegien als auch eine größere Vielzahl an Nutzungsprofilen abbilden können. So lassen sich noch bessere Prognosen für die künftige Netzlast erstellen.

Literatur

- [1] Nationale Plattform Elektromobilität: Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase. Berlin, Mai 2018.
- [2] Fraunhofer IWES/IBP: Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Februar 2017.
- [3] Meier, H.; Fünfgeld, C.; Adam, T.; Schieferdecker, B.: Repräsentative VDEW-Lastprofile. Frankfurt am Main, 1999.
- [4] Nobis, C.; Kuhnimhof, T.: Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht. Studie von infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (FE-Nr. 70.904/15). Bonn, Berlin, Februar 2019.



Dr.-Ing. **Tao Mu**, Projektleiter, Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH, Düsseldorf



Dr. **Piet Hensel**, Geschäftsführer, Rechenzentrum für Versorgungsnetze Wehr GmbH, Düsseldorf



Denis Krasnov, Netzführung & Asset Management, Stadtwerke Dreieich GmbH, Dreieich

>> mu@rzvn.de
 >> hensel@rzvn.de
 denis.krasnov@stadtwerke-dreieich.de
 >> www.rzvn.de
 www.stadtwerke-dreieich.de

Anzeige

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

bdew
Energie. Wasser. Leben.

18. Fachtagung Energie/Wasser

Leitungsrecht 2020

12. Februar 2020, Köln
 27. Februar 2020, Berlin

Das ideale Update zum Leitungs- und Wegerecht!

Ihre Programmschwerpunkte:

- Neues von der DB: Mitbenutzung von Bahngrundstücken
- Baustellenatlas: Vorausschauende Baustellenplanung
- Aktuelle Entschädigungspraxis beim Leitungsneubau
- Kampfmittelräumung: Kosten und Zuständigkeiten
- Gutachten zur Bodenwertermittlung
- Bodenschutz und Umgang mit Altlasten

Informieren und Anmelden unter: www.ew-online.de/leitungsrecht201