

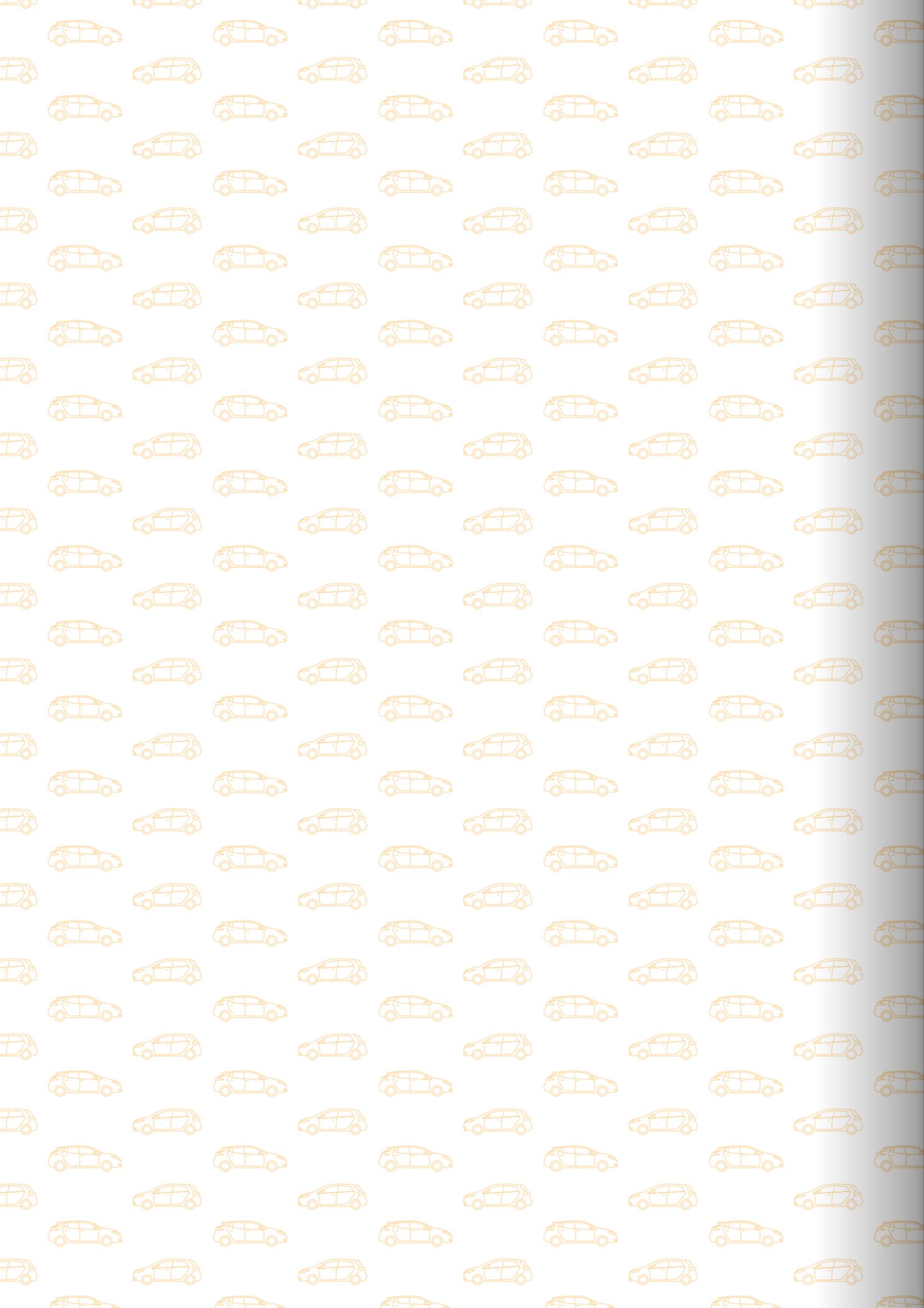


NETZ  
DIENLICH.  
SKALIERBAR.  
INTELLIGENT.

Wir entwickeln innovative Fähigkeiten für  
das netzdienliche Lademanagement der  
Zukunft.

**NETZlabor Intelligentes Heimpladen**  
[www.netze-bw.de/intelligentes-heimpladen](http://www.netze-bw.de/intelligentes-heimpladen)

 **Netze BW**  
Ein Unternehmen der EnBW



# Netzdienlich. Skalierbar. Intelligent.

Wir entwickeln innovative Fähigkeiten für  
das netzdienliche Lademanagement der Zukunft



# Liebe Leserinnen und Leser,

Fachwelt und Politik sind sich einig, dass für die Dekarbonisierung des Individualverkehrs Verbrenner durch Elektromotoren ersetzt und die Energie dafür perspektivisch zu 100% regenerativ gewonnen werden muss. Elektromobilität ist lokal emissionsfrei, effizient in der Energienutzung, leise und bietet ein attraktives Fahrerlebnis.

Wenn dieser Konsens weiter in konkretes Handeln mündet, wird es ein exponentielles Wachstum von Elektrofahrzeugen geben. Zukünftig kommen so bis zu 40 Millionen neue Kund\*innen in unser deutsches Stromnetz. Kund\*innen, die auf der einen Seite komfortabel – also zu jeder Zeit mit hoher Leistung und in ausreichend großer Menge – laden wollen. Auf der anderen Seite jedoch haben diese Kund\*innen mit 11 oder 22 Kilowatt (kW) pro Ladepunkt den mit Abstand größten Leistungsbedarf, den wir bei Privathaushalten sehen. Durch die jüngsten Förderprogramme beobachten wir derzeit einen starken Anstieg an Anfragen für den Netzanchluss privater Ladepunkte.

Um die Herausforderungen für unser Stromnetz real zu erproben, hat die Netze BW mehrere NETZlabore ins Leben gerufen. Beginnend mit der E-Mobility-Allee (suburbaner Raum, geprägt von Einfamilienhäusern), dem E-Mobility-Carré (Mehrparteienhaus mit Tiefgarage) und der E-Mobility-Chaussee (ländliches Stromnetz) haben wir umfassend untersucht, wie sich private Ladevorgänge auf das örtliche Stromnetz auswirken und welche Lösungen wir einsetzen können, um E-Autos optimal in unser Stromnetz zu integrieren. Hierfür eignet sich netzdienliches Lademanagement, also die gezielte Steuerung von Ladevorgängen optimal, um Engpässe im Stromnetz zu vermeiden. Um die netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen standardisiert und skalierbar einsetzen zu können, wurde das NETZlabor Intelligentes Heimladen ins Leben gerufen.

In den insgesamt fünf Standorten des NETZlabors wurde gemeinsam mit den 37 teilnehmenden Haushalten untersucht, wie Lademanagement netzdienlich und zugleich kundenfreundlich gestaltet werden kann. Die Steuerung erfolgt hierbei über sogenannte Smart Meter, also digitale Stromzähler, die in aufeinander aufbauenden Entwicklungsstufen von einer herstellerspezifischen zu einer standardisierten Lösung weiterentwickelt wurden.

Die Erkenntnisse des NETZlabors Intelligentes Heimladen helfen uns dabei einzuschätzen, wie Lademanagement gestaltet sein muss, um Kund\*innen und Netz in Einklang zu bringen, und liefern parallel die technische Grundlage für einen flächendeckenden Einsatz. Ich freue mich, hier die gesammelten Erkenntnisse mit Ihnen teilen zu können. Ein herzliches Dankeschön an alle, die dabei mitgeholfen haben. Insbesondere gilt mein Dank natürlich wie immer den E-Pionier\*innen, ohne die unsere NETZlabore kein solcher Erfolg wären – diesmal in den Standorten Ettenheim, Dossenheim, Ringsheim, Wangen im Allgäu und Künzelsau –, wie auch den Beteiligten aus Gemeinde, Elektrohandwerk, Forschung und dem ganzen Projektteam der Netze BW.

Dieses spannende Projekt hat unsere Erwartungen übertroffen und reiht sich nahtlos in die bisherige Erfolgsgeschichte unserer NETZlabore ein. Wir freuen uns, wenn unsere Erkenntnisse und Erfahrungen dazu beitragen, den Hochlauf der Elektromobilität in Baden-Württemberg weiter voranzubringen.

**Dr. Martin Konermann**

Technischer Geschäftsführer Netze BW GmbH



# INHALTS VERZEICHNIS

Die Welt muss grüner werden	06
Netze BW macht das Stromnetz fit	16
NETZlabor Intelligentes Heimpladen	22
01 Motivation	24
02 Das Lademanagement	28
03 Standorte	40
04 Entwicklungsstufen	56
05 Konfiguration des Lademanagements und Ergebnisse	68
06 Fahrplangestaltung	80
07 Das Feedback unserer E-Pionier*innen	94
08 Exkurs Stresstest	98
Fazit und Ausblick	102
Interview	104
Quellenverzeichnis und Impressum	106

# DIE WELT MUSS GRÜNER WERDEN

Politik. Wirtschaft. Gesellschaft. Überall sind der rasch voranschreitende Klimawandel und dessen ernst zu nehmende Folgen ein intensiv diskutiertes Thema. Der Klimawandel kann nicht mehr vollkommen aufgehalten werden, aber wir können die Folgen noch deutlich abschwächen. So soll die Erderwärmung bis zum Ende dieses Jahrhunderts auf deutlich unter zwei Grad Celsius begrenzt werden – möglichst auf 1,5 Grad Celsius [1]. Dafür muss der Ausstoß von Treibhausgasen, vor allem von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), deutlich sinken.

Die Ursachen für den Klimawandel liegen in verschiedenen Bereichen, wie dem hohen Energieverbrauch der Industriestaaten, der Abholzung von Wäldern und dem Schadstoffausstoß der Verbrennungsmotoren von Pkws und Lkws – um nur einige Beispiele zu nennen. Derzeit stammt rund ein Fünftel der EU-weiten Emissionen aus dem Verkehr, Tendenz steigend [2].

Vor diesem Hintergrund hat sich die Bundesregierung mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 [3] das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral zu werden. Schon bis 2030 müssen

alle Bereiche – Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft – ihre Treibhausgasemissionen noch stärker reduzieren. Als erste große Etappe auf dem Weg zur Klimaneutralität muss der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bis 2030 um 65 % gegenüber 1990 verringert werden. Der Verkehrssektor ist neben den oben genannten Bereichen mit einem Anteil von circa 18 % einer der Hauptverursacher von Treibhausgasemissionen in Deutschland.

Speziell für den Verkehrssektor ist durch das im Sommer 2021 von der EU-Kommission vorgelegte Maßnahmenpaket „Fit for 55“ [4] eine Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Minderungsziele zu erwarten. Nach dem Konzept der Kommission sollen sämtliche Neuwagen ab dem Jahr 2035 vollständig emissionsfrei sein. Das bedeutet ein faktisches Aus für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und fossilen Kraftstoffen.



## Bereit für die Verkehrswende?

Für den Verkehrsbereich bedeuten die neuen Ziele der Bundesregierung, dass bis zum Jahr 2030 bereits 15 Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen erwartet werden. Zudem soll bis 2030 ein Drittel der Fahrleistung im schweren Straßengüterverkehr elektrisch oder mittels strombasierter Kraftstoffe erfolgen. Konkret bedeutet das, dass Lkws und Busse elektrisch, betrieben durch Batterien oder Brennstoffzellen mit Wasserstoff, fahren werden. Auch Konzepte wie elektrische Oberleitungen an Autobahnen und Landstraßen werden erprobt.

Die Automobilbranche reagiert bereits auf diese Entwicklung in Form einer umfangreichen E-Mobilitäts-Offensive mit einer größeren Modellvielfalt an E-Fahrzeugen. Durch steigende Reichweiten und schnellere Ladevorgänge dank höherer Ladeleistung soll Elektromobilität noch alltagstauglicher werden.

## Die Elektromobilität nimmt Fahrt auf

Um die E-Fahrzeuge rasch auf die Straße zu bringen und den ambitionierten Zielen optimal zu begegnen, benötigt es zusätzliche Investitionen, rechtliche Rahmenbedingungen und weitere Maßnahmen. Ein neuer „Zukunftsfonds Automobilwirtschaft“ mit einer Milliarde Euro soll die Automobilindustrie bei ihrer Transformation hin zu nachhaltiger und digitaler Mobilität unterstützen [5].

Um auch für die Menschen den Einstieg in die Elektromobilität attraktiv zu gestalten, wird die Elektromobilität in Deutschland stark gefördert. So gibt es beispielsweise Kaufprämien für den Erwerb eines E-Fahrzeuges und Steuererleichterungen. Dadurch sind die Kosten für E-Fahrzeuge heute schon in vielen Bereichen konkurrenzfähig zu Benzin- und Dieselfahrzeugen.

Die E-Mobilitäts-Offensive der Automobilbranche und die Kaufanreize tragen dazu bei, dass die Anzahl der E-Fahrzeuge in Deutschland so schnell wie noch nie zuvor steigt. Aktuell fahren bereits ca. 2,5 Millionen E-Fahrzeuge (inklusive Plug-in-Hybrid [6]) auf unseren Straßen.



# Ladeinfrastruktur – entscheidender Eckpfeiler der Elektromobilität

Grundvoraussetzung für den Umstieg auf die Elektromobilität ist eine flächendeckende und zuverlässige Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge. Infolgedessen sollen bis 2030 eine Million Lademöglichkeiten [7] im öffentlichen Raum geschaffen werden, im privaten Bereich und am Arbeitsplatz sogar noch deutlich mehr. Das sieht der „Masterplan Ladeinfrastruktur“ der Bundesregierung vor.

Grundsätzlich können zwei Arten des Ladens unterschieden werden: das private und das öffentliche Laden. Privat meint den nicht öffentlich zugänglichen Raum, also zu Hause oder am Arbeitsplatz.

Öffentlich umfasst das Gelegenheitsladen beispielsweise beim Einkauf oder das Schnellladen auf langen Strecken an der Autobahn. Der maßgebliche Unterschied liegt hierbei in der Dauer, also wie lange ein E-Fahrzeug sich am Ladepunkt befindet bzw. Zeit zum Laden von Energie hat. Entsprechend muss dem E-Fahrzeug mehr oder weniger Leistung für den Ladevorgang zur Verfügung gestellt werden. Durch die langen Standzeiten beim privaten Laden reichen geringere Ladeleistungen aus. Hier haben wir aktuell die üblichen 11-kW- oder 22-kW-Wallboxen. Beim öffentlichen Schnellladen reichen die Ladeleistungen zurzeit bis 400 kW.

**i** Öffentliche Ladeinfrastruktur umfasst das Gelegenheitsladen beispielsweise beim Einkauf oder das Laden an einem öffentlichen Schnellladehub in Städten oder an Raststätten auf langen Strecken entlang der Fernverkehrsstraßen.

Private Ladeinfrastruktur im Wohnbereich umfasst das Laden an nicht öffentlich zugänglichen Ladepunkten zu Hause im Wohnbereich. Dies kann sowohl im Einfamilienhaus, Doppel- oder Reihenhauses, aber auch im Mehrfamilienhaus oder im Wohnquartier sein. Die meisten Ladevorgänge – etwa 85% – finden im privaten Umfeld statt.

Private Ladeinfrastruktur im gewerblichen Bereich für das Flottenladen sowie das Laden am Arbeitsplatz. Hierzu zählen neben E-Pkws auch leichte und schwere Nutzfahrzeuge (E-Lkws und E-Busse).

## ANWENDUNGSFÄLLE VON LADEINFRASTRUKTUR AN UNTERSCHIEDLICHEN STANDORTEN IM DETAIL

**ÖFFENTLICHE LADEINFRASTRUKTUR**

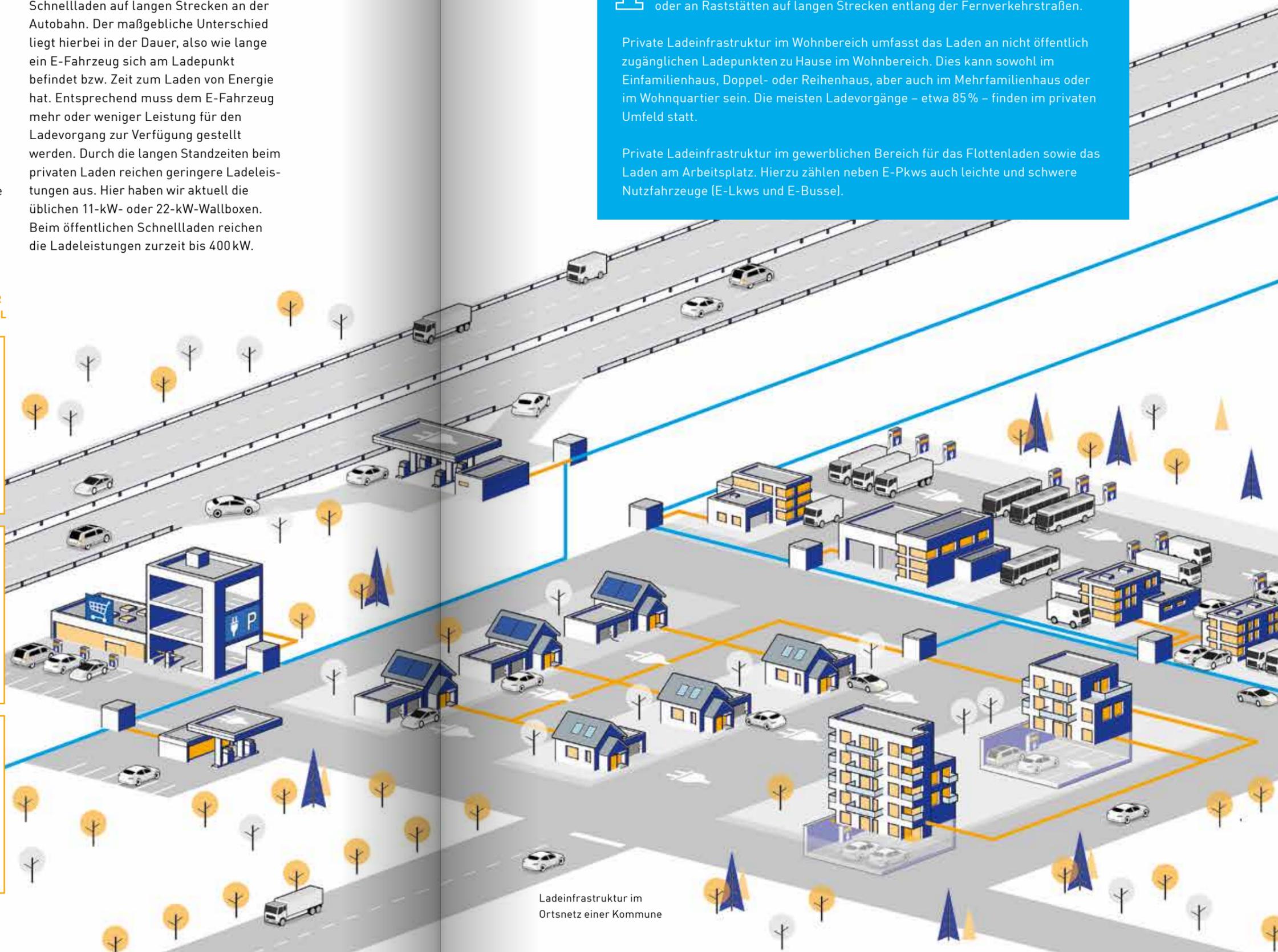
- Schnellladehub
- Parkhaus

**PRIVATE LADEINFRASTRUKTUR IM WOHNBEREICH**

- Ein- & Zweifamilienhaus
- Mehrfamilienhaus

**PRIVATE LADEINFRASTRUKTUR IM GEWERBEBEREICH**

- Busdepot (ÖPNV/ große Nutzfahrzeuge)
- Firmenparkplätze auf eigenem Gelände



Ladeinfrastruktur im Ortsnetz einer Kommune

Die Welt muss grüner werden

# Elektromobilität braucht starke Stromnetze

Die Basis für den flächendeckenden Aufbau von Ladeinfrastruktur und die zuverlässige Versorgung von E-Fahrzeugen mit Strom ist ein leistungsfähiges Stromnetz. Denn ladende E-Fahrzeuge haben einen hohen Leistungsbedarf, der aus dem Stromnetz gedeckt werden muss.

Wie ist unser Stromnetz aufgebaut und in welcher Spannungsebene wird Ladeinfrastruktur angeschlossen?

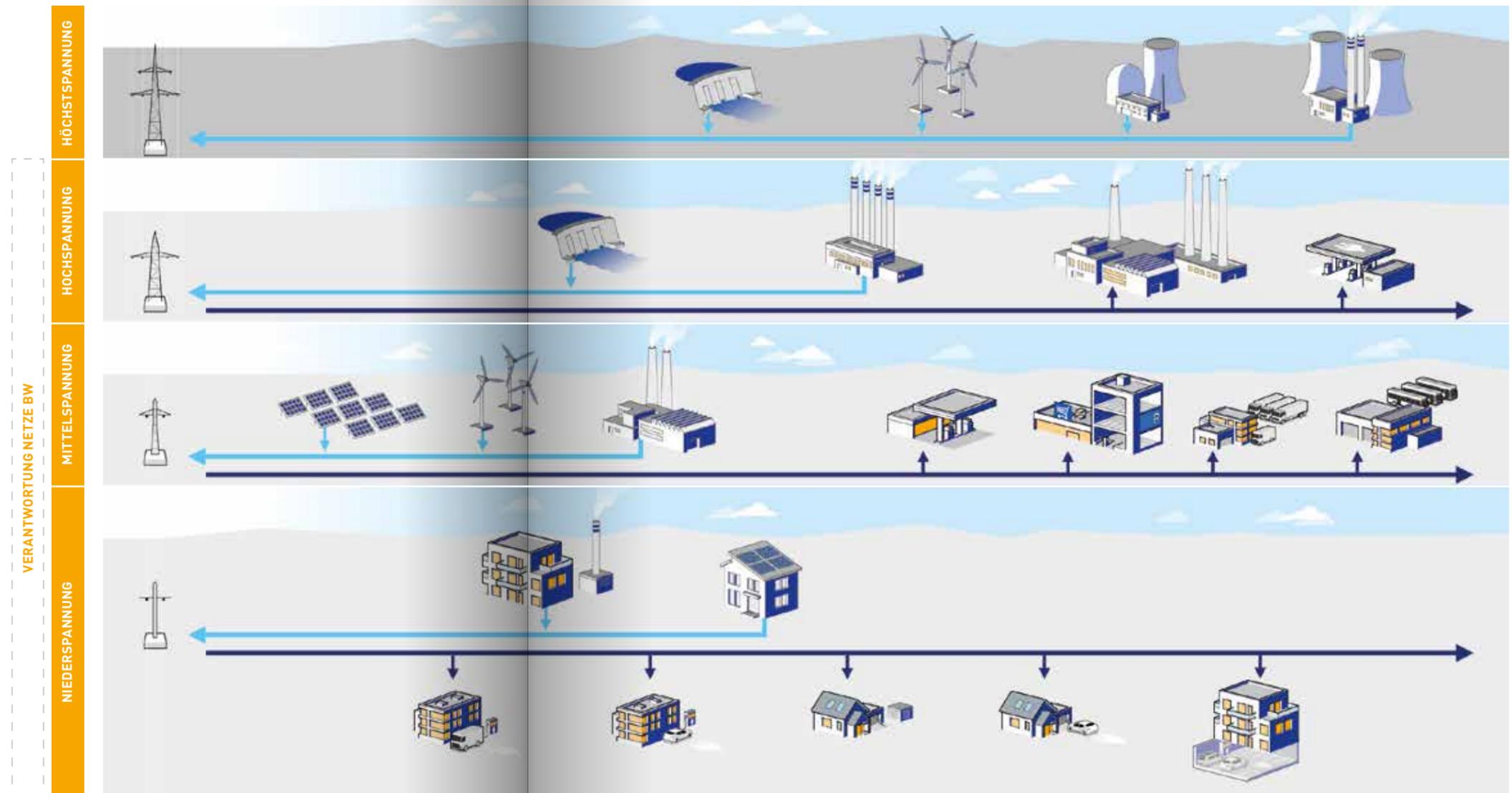
Für die Stromübertragung von Kraftwerken und dezentralen Erzeugungsanlagen hin zu den Verbrauchern ist unser Stromnetz zuständig. Das kann über Freileitungen auf Masten oder durch erdverlegte Kabel stattfinden. Dafür gibt es vier Spannungsebenen: Die höchste Spannung beträgt 380 Kilovolt (kV), die niedrigste 400V (Drehstrom) – das ist die Spannung, die in der Elektroinstallation in deutschen Haushalten anliegt.

Das Höchstspannungsnetz arbeitet mit 380 und 220 kV. Mit ihm wird Strom über weite Strecken transportiert. Für diese Netzebene sind die sogenannten Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Das Übertragungsnetz in Deutschland ist circa 36.600 km lang [8] und über spezielle Kuppelleitungen mit den Stromnetzen anderer europäischer Länder verbunden. Gemeinsam bilden diese das europäische Verbundnetz.

Das Hochspannungsnetz der Netze BW mit 110kV misst 629 km Länge. Zusammen mit dem Mittelspannungsnetz (30, 20 und 10 kV, 27.855 km) liefert es elektrische Energie für Unternehmen und Stadtwerke oder kleine Energieversorger. Von dort gelangt der Strom in den Orten und Städten im Niederspannungsnetz (230 oder 400V, 60.235 km) weiter zu den Haushalten, zum Gewerbe und zu landwirtschaftlichen Betrieben.

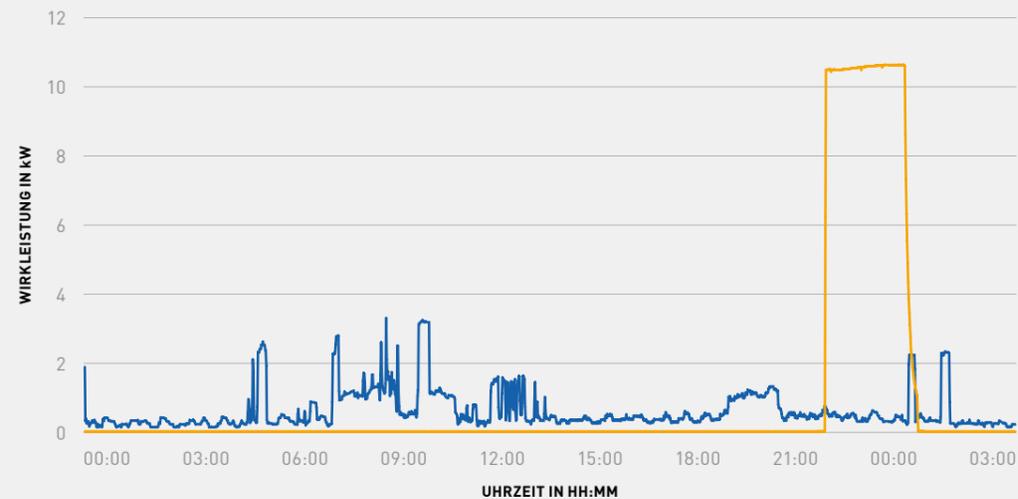
Die benötigte Leistung bestimmt die Spannungsebene des Stromnetzes, in der die Ladeinfrastruktur angeschlossen wird. Private Ladeeinrichtungen im Wohnbereich werden daher maßgeblich in der Niederspannung angeschlossen. Öffentliche und gewerbliche Ladeparks mit hoher kumulierter Gesamtleistung werden aus der Mittelspannung mit Strom versorgt. Perspektivisch könnten einzelne Ladeparks auch direkt mit dem Hochspannungsnetz verbunden werden,

vor allem dann, wenn weitere E-Fahrzeug-Arten, wie beispielsweise der batteriebetriebene Lkw mit besonders hohen Ladeleistungen, betrachtet werden.



## Ein E-Auto lädt selten allein – Herausforderungen für das Niederspannungsnetz

Stromverbraucher, wie ladende Elektrofahrzeuge spielten bei der ursprünglichen Konzeption und Auslegung unseres Niederspannungsnetzes noch keine Rolle. Ihr Leistungsbedarf übersteigt den üblichen Haushaltsverbrauch jedoch deutlich (Abbildung 1). Dennoch ist unser Stromnetz durchaus in der Lage, vereinzelt auftretende Ladevorgänge zu verkraften. Kritisch wird es immer dann, wenn der Bezug hoher Ladeleistungen lokal zur gleichen Zeit auftritt. Tritt dieser Fall ein, kann der Leistungsbedarf der E-Fahrzeuge die Kapazitätsgrenze im Stromnetz übersteigen und es kann temporär zu kritischen Belastungsspitzen kommen. Um das zu verhindern und um die Stromnetze gemäß dem Leistungsbedarf der Elektromobilität ausreichend zu dimensionieren, ist die Anzahl der gleichzeitig ladenden E-Fahrzeuge eine wichtige Kenngröße für den Verteilnetzbetreiber (VNB).



**Abbildung 1:** Gängiges Lastprofil mit und ohne Elektrofahrzeug bei einem Einfamilienhaus (Referenzbeispiel aus E-Mobility-Allee mit Ladeleistung 11 kW)

Ladeprofil Elektrofahrzeug —  
Haushaltslastprofil —

Die meisten Ladevorgänge – etwa 85% – finden im privaten Umfeld statt. Im Versorgungsgebiet der Netze BW wurden Ende 2023 monatlich rund 1.000 neu installierte private Ladepunkte gemeldet – die Anzahl der Ladestationen steigt kontinuierlich weiter. Eine Steigerung von knapp 150% gegenüber dem Vorjahr. Die größte Herausforderung beim privaten Laden ist die zeitgleiche Bereitstellung der Leistung für viele Verbraucher und mit der steigenden Anzahl installierter Ladeinfrastruktur nimmt auch die Wahrscheinlichkeit einer größeren Gleichzeitigkeit zu. Daher ist es unerlässlich, den Verteilnetzbetreiber über neu installierte Ladeinfrastruktur frühzeitig in Kenntnis zu setzen. Nur so ist es möglich, den Hochlauf von Ladeinfrastruktur genauer zu prognostizieren, um rechtzeitig Netzverstärkungen anstoßen zu können. Intelligente Netzoptimierung und netzdienliches Lademanagement ermöglichen bis zum erfolgten Netzausbau eine Erhöhung der Aufnahmekapazität des bestehenden Netzes für E-Fahrzeuge. So kann der Netzbetreiber seinen Kund\*innen einen schnellen Anschluss ihrer Ladepunkte und somit den Zugang zur Elektromobilität gewähren.

Beim öffentlichen Laden ist nicht die Leistungsbereitstellung die größte Herausforderung, sondern die Geschwindigkeit in der Umsetzung eines Netzanschlusses. Im Rahmen der Genehmigungspflicht müssen Anfragen und Berechnungen geprüft werden, bevor das Stromnetz entsprechend verstärkt werden kann. Allerdings dauern Genehmigungsverfahren, unter anderem für neue Leitungstraßen, oft lange, weshalb es für den Verteilnetzbetreiber entscheidend ist, möglichst frühzeitig in die Planung neuer Ladeinfrastruktur eingebunden zu werden.

# NETZE BW MACHT DAS STROMNETZ FIT FÜR DIE ZUKUNFT DER ELEKTRO- MOBILITÄT

Die Netze BW GmbH ist ein Unternehmen des EnBW-Konzerns und der größte Verteilnetzbetreiber in Baden-Württemberg. „Wir kümmern uns drum.“ Getreu diesem Markenversprechen arbeitet die Netze BW rund um die Uhr daran, dass Baden-Württemberg sicher und zuverlässig mit Energie versorgt wird. Die Garantie der Versorgungssicherheit hat für die Netze BW oberste Priorität, um von Kund\*innen und Kommunen als starker und kompetenter Partner wahrgenommen zu werden. Dafür hält der Verteilnetzbetreiber die Stromnetze in Schuss und investiert in die Netze der Zukunft. Als „Möglichmacher der Elektromobilität“ sieht sich die Netze BW in der besonderen

Verantwortung, die qualifizierte, schnelle und kundenfreundliche Integration von Elektromobilität in das Stromnetz zu gewährleisten. Damit E-Fahrzeuge schnellstmöglich in das Stromnetz integriert werden und die Kund\*innen laden können, hat die Netze BW relevante, ganzheitliche und zukunftsorientierte Handlungsschwerpunkte zur Realisierung in der Praxis definiert. Diese umfassen die Bereitstellung eines kundenzentrierten Netzanschlusses, die frühzeitige Erkennung von Netzengpässen durch Transparenz im Stromnetz, die intelligente Optimierung des bestehenden Stromnetzes sowie eine vorausschauende und zukunftssichere Netzentwicklung.



## KUNDENZENTRIERTER NETZANSCHLUSS

Die Anmeldung von Ladeinfrastruktur bei der Netze BW soll für die Kund\*innen unkompliziert und vor allen Dingen schnell sein. Um die steigenden Neuanmeldungen in einem kurzen Zeitraum bearbeiten zu können, entwickelt die Netze BW einen digitalen Ende-zu-Ende-Prozess für den Netzanschluss von Ladeinfrastruktur.

- > **Digitale Kundenschnittstelle zur Meldung von Ladeinfrastruktur mit Verkürzung von Rückmeldezeiten**
- > **Effiziente und schnelle Bearbeitung komplexer Kundenanfragen**
- > **Automatisierte und digitalisierte Planungs- und Netzberechnungsprozesse**



## TRANSPARENZ IM VERTEILNETZ

Durch die Zunahme an E-Fahrzeugen und den damit verbundenen Aufbau von Ladeinfrastruktur wird die Lastsituation im Stromnetz verändert. Um Transparenz über die Verteilung der Ladepunkte und somit die Auslastung im Stromnetz zu haben, arbeitet die Netze BW an einer konsequenten Digitalisierung des Verteilnetzes in unterschiedlichen Bereichen:

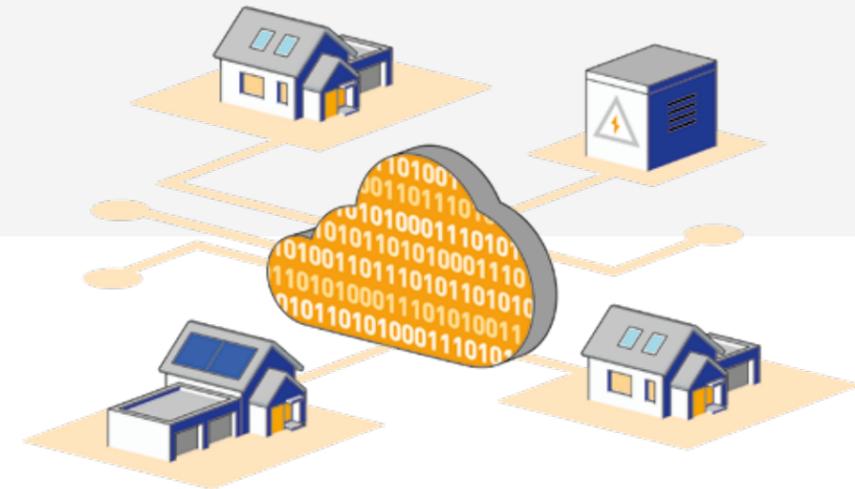


- > **Darstellung der aktuellen Verteilung und Häufung gemeldeter Ladepunkte im Verteilnetz**
- > **Identifikation nicht gemeldeter Ladepunkte mittels Daten und Algorithmen**
- > **Prognose der zukünftigen Verteilung und Häufung von Ladepunkten im Verteilnetz**
- > **Netzzustandsüberwachung in Echtzeit durch Messtechnik in Ortsnetzstationen**

## INTELLIGENTE NETZOPTIMIERUNG

Jede Kundin und jeder Kunde der Netze BW soll in der Lage sein, das E-Fahrzeug sofort und zuverlässig laden zu können. Um dies flächendeckend auch in Gebieten mit stark ausgelasteten Stromnetzen zu gewährleisten, entwickelt Netze BW innovative Lösungen für eine schnelle Steigerung der Aufnahmekapazität von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz.

- > **Intelligentes Lademanagement für netzdienliches Laden**
- > **Standardisierung und Skalierung des intelligenten Messsystems mit Steuerbox**
- > **Intelligente Betriebsmittel (z. B. Batteriespeicher und Spannungsregler)**



## ZUKUNFTSSICHERE NETZENTWICKLUNG

Für den steigenden Leistungsbedarf der E-Mobilität wird das Stromnetz bedarfsgerecht und vorausschauend weiterentwickelt und ausgebaut. Hierfür werden bereits heute Maßnahmen im Hinblick auf die Zukunft ergriffen:



- > **Anpassung von Netzplanungsprämissen unter Berücksichtigung gewonnener Erkenntnisse zu Ladeverhalten, Gleichzeitigkeit etc.**
- > **Investition von 500 Millionen Euro zur Verstärkung des Mittel- und Niederspannungsnetzes bis 2025**
- > **Kontinuierliche Beobachtung der Entwicklung der E-Mobilität und der daraus resultierenden Anforderungen an das Stromnetz (z. B. E-Lkws, Entwicklung öffentlicher Schnellladeinfrastruktur, bidirektionales Laden)**

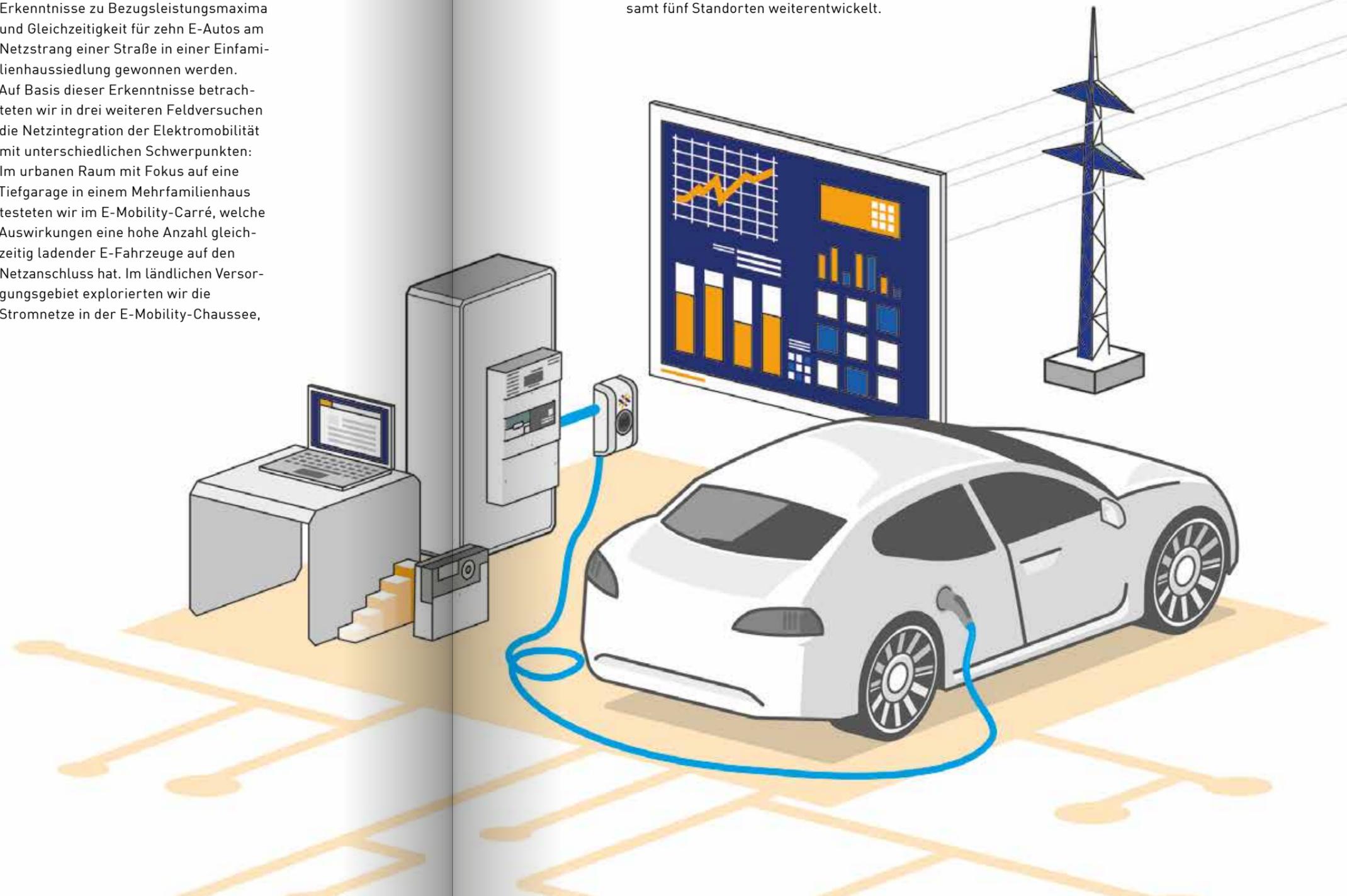
## NETZlabore ermöglichen Tests unter realen Bedingungen

Die individuelle Mobilität genießt einen hohen Stellenwert in der Bevölkerung. Ein Fahrzeug, angetrieben durch fossile Brennstoffe, immer und überall in wenigen Minuten volltanken zu können, ist selbstverständlich. Der Umstieg auf die Elektromobilität und ihre Integration in den Alltag werfen einige Fragen auf. Daher ist es neben technischen Lösungen zur Netzoptimierung ebenso wichtig, Kundenakzeptanz für die Elektromobilität zu schaffen und das Ladeverhalten von Menschen kennenzulernen. Stets als konstante Begleiterscheinung wahrgenommen, wird ein alter Bekannter zum neuen bedeutenden Mitspieler im Hinblick auf die individuelle Mobilität: das Stromnetz. Vor welchen neuen Herausforderungen dieses steht und wie wichtig ein stabiles und leistungsstarkes Stromnetz ist, wird im Kontext der Elektromobilität nochmals deutlicher.

In Feldversuchen, den NETZlaboren, untersucht die Netze BW unter realen Bedingungen, welche unterschiedlichen Auswirkungen das Laden von E-Fahrzeugen auf das Stromnetz hat. Hier wird eine relevante Durchdringung von Elektromobilität in einzelnen Stromkreisen realisiert. Somit ist es möglich, Erkenntnisse zum tatsächlichen Ladeverhalten von Kund\*innen und vor allem dessen Effekt auf das Stromnetz zu analysieren.

Das im Oktober 2019 abgeschlossene NETZlabor E-Mobility-Allee hat den Grundstein für weitere NETZlabore gelegt. Der Fokus dieses NETZlabors lag bewusst auf dem vorstädtischen Raum, da nach damaligen Prognosen hier mit dem schnellsten Hochlauf der Elektromobilität gerechnet wurde. Es konnten wichtige Erkenntnisse zu Bezugsleistungmaxima und Gleichzeitigkeit für zehn E-Autos am Netzstrang einer Straße in einer Einfamilienhaussiedlung gewonnen werden. Auf Basis dieser Erkenntnisse betrachteten wir in drei weiteren Feldversuchen die Netzintegration der Elektromobilität mit unterschiedlichen Schwerpunkten: Im urbanen Raum mit Fokus auf eine Tiefgarage in einem Mehrfamilienhaus testeten wir im E-Mobility-Carré, welche Auswirkungen eine hohe Anzahl gleichzeitig ladender E-Fahrzeuge auf den Netzanschluss hat. Im ländlichen Versorgungsgebiet explorierten wir die Stromnetze in der E-Mobility-Chaussee,

da diese im Vergleich zu städtischen und vorstädtischen Gebieten eine ganz eigene Netztopologie aufweisen. Die Technik zur netzdienlichen Steuerung von Ladevorgängen über intelligente Messsysteme steht beim Praxistest „Intelligentes Heimpladen“ im Vordergrund und wird in einem stufenweisen Vorgehen an insgesamt fünf Standorten weiterentwickelt.



# NETZLABOR INTELLIGENTES HEIMLADEN

- 5 Standorte.**
- 4 Entwicklungsstufen.**
- 1 skalierbare Lösung für die Zukunft.**

Wie lassen sich Netzengpässe im örtlichen Stromnetz über eine netzdienliche Steuerung der Ladeinfrastruktur vermeiden?

Über welchen technischen Lösungsansatz können wir Ladevorgänge zukünftig standardisiert ansteuern?

Wie ist das Nutzungs- und Ladeverhalten der Projektteilnehmer\*innen?

Diesen Fragestellungen geht die Netze BW im Praxistest Intelligentes Heimpladen genauer auf den Grund.

## Wie wird Lademanagement skalierbar?

Mit der zunehmenden Verbreitung von Elektroautos, die zu Hause geladen werden, steht das örtliche Stromnetz vor großen Herausforderungen. Diese Herausforderungen haben wir in unseren vorangegangenen NETZlaboren – E-Mobility-Allee, E-Mobility-Carré und E-Mobility-Chaussee – bereits tiefgehend untersucht. Im Vordergrund standen dabei die Fragen, wie und wann E-Mobilisten ihr Fahrzeug laden und welche Auswirkungen die Ladevorgänge auf das Stromnetz haben. Das Fazit: Gleichzeitige Ladevorgänge, die vor allem in den Abendstunden auftreten, sind die größte Herausforderung, da sie hohe Lastspitzen im örtlichen Stromnetz erzeugen.

Der Test verschiedener Lösungsansätze (siehe rechts) brachte eine wichtige Erkenntnis: Der größte Erfolgsgarant für die Entlastung des Stromnetzes ist das Lademanagement, also die Steuerung der Ladevorgänge, um Lastspitzen zu vermeiden. In unseren NETZlaboren wurden bereits verschiedene Lademanagementkonzepte erfolgreich getestet. Vom Lademanagement nach Zeitplan über die Berücksichtigung von App-Eingaben bis zum spannungsgeführten Lademanagement.

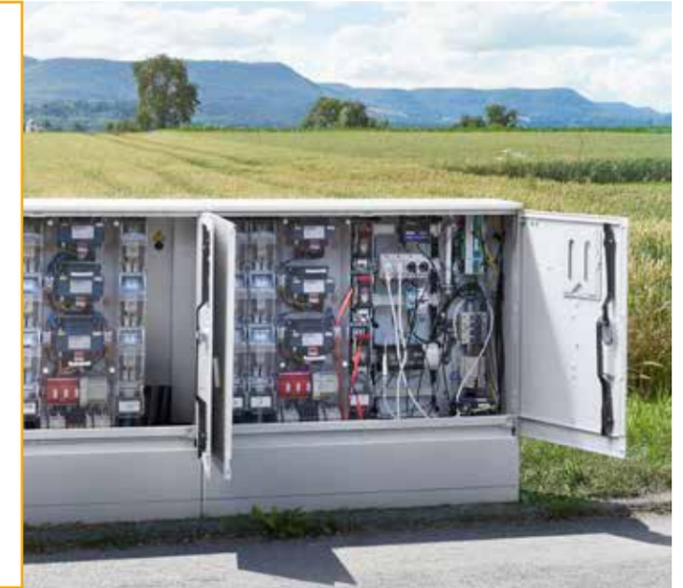
Um Lademanagement jedoch wirklich breitenwirksam einsetzen zu können, braucht es eine Skalierbarkeit und eine Standardisierung der Technik. Mit diesem Thema beschäftigt sich das NETZlabor Intelligentes Heimpladen. Kern der Vorabbeurteilung war die Frage, über welche Infrastruktur ein Verteilnetzbetreiber zukünftig einheitlich Ladevorgänge steuern kann. Die Antwort sind digitale Stromzähler, sogenannte Smart Meter, die momentan nach und nach die analogen Zähler ersetzen und zukünftig in jedem Haushalt zu finden sein werden.

Die Steuerung über Smart Meter wird im NETZlabor Intelligentes Heimpladen in aufeinander aufbauenden Entwicklungsstufen Stück für Stück in Richtung skalierbarer und standardisierter Lösung weiterentwickelt und in der Praxis in fünf Standorten erprobt – verteilt über ganz Baden-Württemberg.

Die netzdienliche Ansteuerung von Ladevorgängen soll künftig als standardisierte Technik zum Einsatz kommen: Kritische Belastungsspitzen im Stromnetz können so reduziert werden, ohne dabei das Mobilitätsverhalten der Kund\*innen einzuschränken.

### Der Strangregler

ist ein technisches Bauteil, das punktuell auf das Spannungsniveau in einem einzelnen Stromkreis reagiert. Dieses wird durch den Regler angehoben oder abgesenkt, je nachdem, was erforderlich ist. Der Strangregler kann das Spannungsniveau vergleichsweise unkompliziert positiv beeinflussen, jedoch keine Lastspitzen im Stromnetz reduzieren und ist somit eine spezifische Lösung bei punktuellen Spannungsschwankungen.



### Der zentrale Batteriespeicher

kann als „Netzpuffer“ sowohl einen positiven Effekt auf das Spannungsniveau ausüben als auch die Gesamtauslastung des Stromkreises reduzieren. Diese Lösung erfordert jedoch einen hohen Platzbedarf und Aufwand bei Installation und Betrieb. Auch das Kosten-Nutzen-Verhältnis ist nicht optimal.



### Der große Vorteil von Lademanagement:

Es setzt direkt bei der Ursache an, also bei den Lastspitzen. Treten hohe Lasten im Stromnetz auf, kann das Lademanagement die Ladeleistung der Fahrzeuge gezielt reduzieren, sodass das Stromnetz entlastet wird. Entscheidend ist dabei, dass nicht nur die „Netzdienlichkeit“, also die Auswirkung auf das Stromnetz, betrachtet wird, sondern auch die Auswirkung auf unsere Kund\*innen. Darüber hinaus lassen sich durch Lademanagement auch Spannungsprobleme beheben, die durch ladende Elektroautos verursacht werden. Mithilfe des Lademanagements ist es möglich, mehr E-Fahrzeuge in das bestehende Stromnetz zu integrieren, wobei jedes E-Auto nach wie vor zuverlässig geladen werden kann.



# Ziel: Standardisierte Lösung für Lademanagement

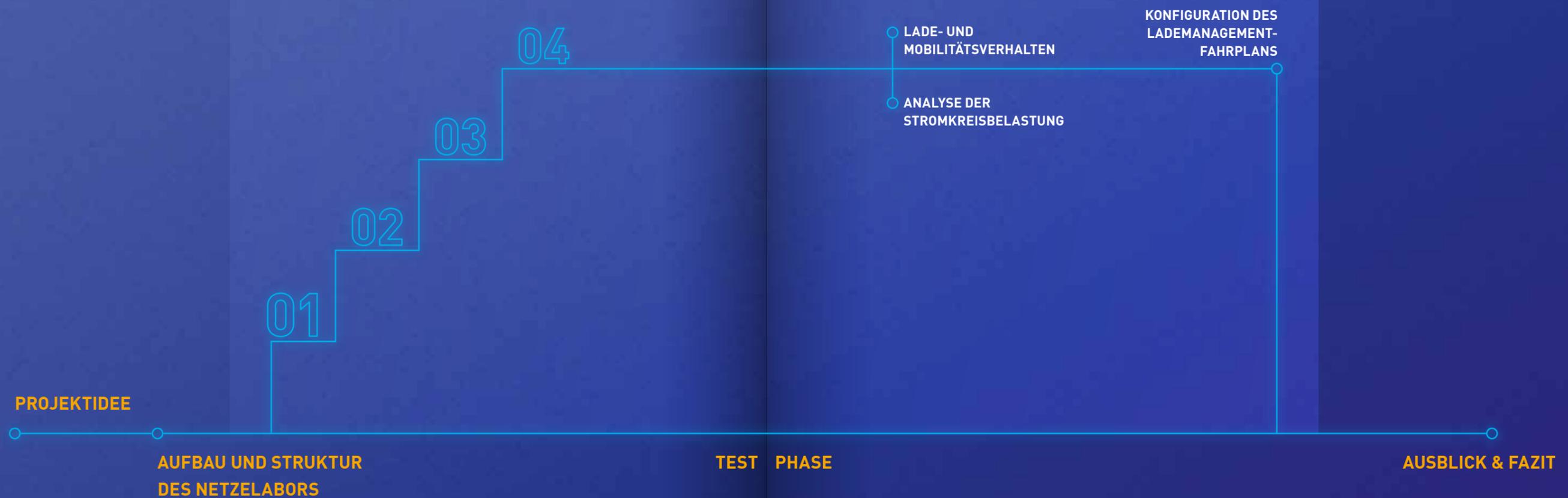
## REALISIERUNG DES UMSETZUNGSFÄHIGEN LADEMANAGEMENTS VON MORGEN

### STEUERUNGSTECHNIK STANDARDISIEREN:

Unsere 4 Entwicklungsstufen der Steuerung über Smart Meter

### LADEMANAGEMENT KONFIGURIEREN:

Ladefahrplan an die Gegebenheiten vor Ort anpassen



## Flexible Steuerung bei garantierter Verfügbarkeit

Gerade im privaten Bereich sind die Standzeiten der Fahrzeuge typischerweise deutlich länger als die Ladezeiten, da die E-Autos meist nachts geladen werden. So ist ein E-Fahrzeug zwar beispielsweise von 18 Uhr bis 7 Uhr morgens an der Wallbox angeschlossen, der eigentliche Ladevorgang dauert jedoch oftmals nur einen Bruchteil dieser Zeit. Dadurch besteht bei Zeitpunkt und Leistung des Ladevorgangs ein hohes Flexibilitätspotenzial.

Durch eine gezielte Reduktion der Ladeleistung lässt sich dieses Potenzial nutzen: Laden beispielsweise vier Elektrofahrzeuge zur gleichen Zeit an der jeweiligen heimischen Ladestation mit der vollen Ladeleistung von 11 kW, ergibt dies eine Gesamtleistung von 44 kW. Diese wäre höher als die Leistungsgrenze, also z. B. die verfügbare Kapazität im Stromnetz. Aufgrund der Reduktion der maximalen Ladeleistung um 50% (also auf 5,5 kW) wird die Leistungsgrenze durch die vier ladenden Fahrzeuge nicht überschritten.

Da in beiden Fällen dieselbe Energiemenge nachgeladen werden muss, verlängert sich zwar der Ladevorgang, jedoch kommt es durch die langen Standzeiten, insbesondere beim Laden über Nacht, zu keinerlei Beeinträchtigung beim Ladekomfort.

Mit dem Lademanagement kann genau dies erreicht werden: Die Leistungsabgabe von Ladestationen wird aktiv gesteuert, die Energieflüsse des Ladevorgangs werden durch Planung und Koordination optimiert. Die Ladeleistung wird einfach zeitlich nach hinten geschoben, bis das Stromnetz weniger stark belastet ist. Lastspitzen können so erfolgreich geglättet werden. Die Ladeleistung wird hierbei nicht auf null reduziert, es steht immer eine Mindestleistung für das E-Fahrzeug zur Verfügung – wie bei einer gedimmten Lampe, die weniger Licht abgibt, aber nach wie vor eingeschaltet bleibt. So bringt das Lademanagement die Bedürfnisse von Stromnetz und Kund\*innen in Einklang.

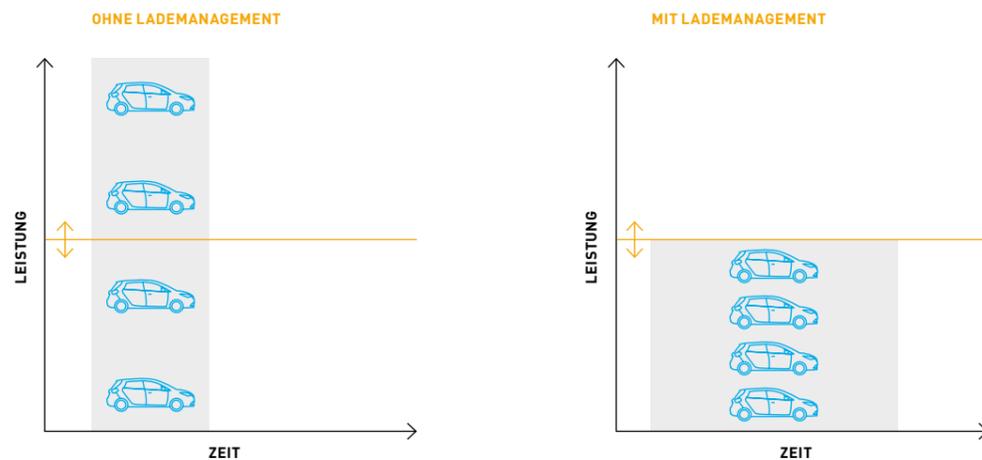


Abbildung 2: Auswirkung des Lademanagements auf Leistung und Ladedauer der Elektrofahrzeuge

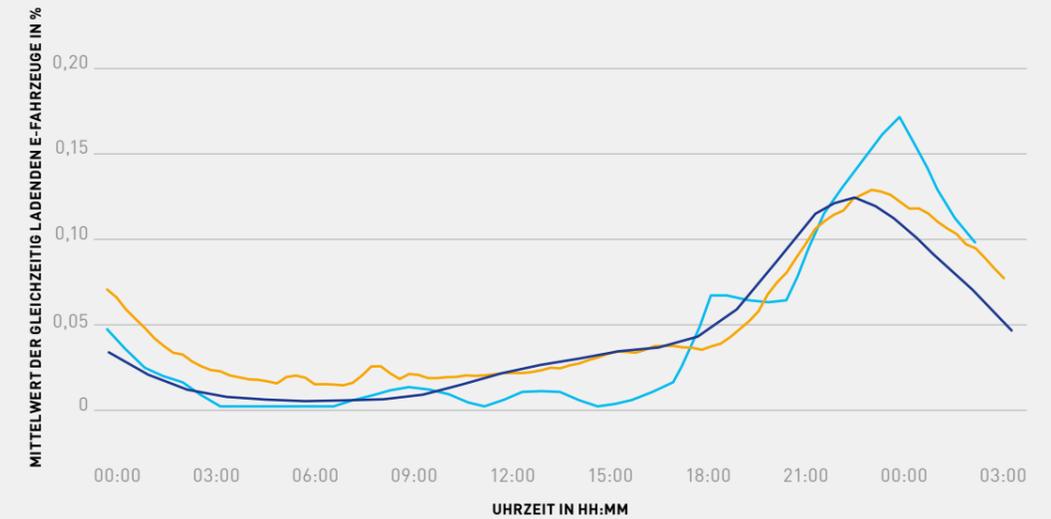


Abbildung 3: Verteilung der Ladevorgänge über den Tagesverlauf in den NETZlaboren

E-Mobility-Carré  
E-Mobility-Chaussee  
Intelligentes Heimladen

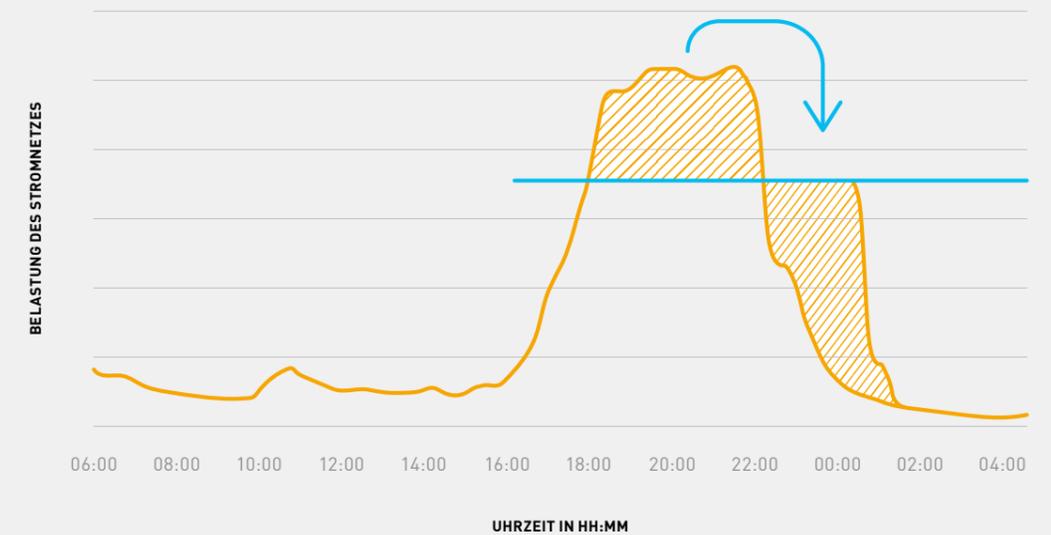


Abbildung 4: Verschiebung einer Lastspitze im Stromnetz, indem Energiemengen auf Zeiten niedrigerer Netzauslastung verschoben werden



## Anwendungsfälle von Lademanagement

### Gesteuertes Laden von E-Fahrzeugen

Lademanagement sorgt dafür, dass einerseits die maximal zur Verfügung stehende Leistung optimal unter den E-Fahrzeug-Nutzer\*innen verteilt wird und andererseits Lastspitzen im Stromnetz vermieden werden. Indem die im Stromkreis zur Verfügung stehende Leistung aufgeteilt wird, kann ein Lademanagementsystem gezielt Ladevorgänge steuern. Das Lademanagement kann aber nicht nur hinsichtlich der Kapazität des Stromnetzes optimiert werden. Hier eine Übersicht verschiedener Anwendungsfälle:

### Netzverträgliches Laden

In diesem Anwendungsfall nutzt man die Flexibilität, die beim privaten Laden von E-Fahrzeugen entsteht, zur lokalen Optimierung der Ladevorgänge hinter dem Netzanschlusspunkt. Meist wird hier ein kundeneigenes Lademanagementsystem eingesetzt, mit dem Lastflüsse überwacht und im Bedarfsfall optimiert werden. Das geschieht meist in Kombination mit einem Energiemanagementsystem. Ziel ist beispielsweise die Begrenzung der Netzanschlussleistung oder die Optimierung des Eigenverbrauchs. Zum Beispiel kann bei einer Photovoltaikanlage der Eigenverbrauch des Solarstroms optimiert werden, indem das Auto die Ladeleistung an die aktuell überschüssige Leistung der PV-Anlage anpasst und somit möglichst viel selbst produzierten Solarstrom lädt.

### Netzdienstliches Laden

Empfängt das installierte Lademanagementsystem Steuersignale von einem Verteilnetzbetreiber, so spricht man von netzdienstlichem Laden. Die Steuersignale dienen dazu, das Stromnetz gezielt und im Bedarfsfall zu entlasten.

Entsprechend optimiert der Verteilnetzbetreiber die Nutzung lokaler Bestandsnetze zur Vermeidung von Netzengpässen. Netzdienstliches Laden erhöht die Aufnahmekapazität des bestehenden Stromnetzes für Ladeinfrastruktur und ermöglicht damit das Laden möglichst vieler E-Fahrzeuge, beispielsweise in einem Straßenzug.

Zum einen erhalten unsere Kund\*innen somit einen maximal schnellen Netzanschluss und zum anderen gibt das netzdienstliche Laden notwendige Zeit für den zukunftssicheren und nachhaltigen Netzausbau. Das Steuersignal kann in zwei Formen ausgeprägt sein: als statisches Lastfenster oder als dynamisches Signal. Im NETZlabor Intelligentes Heimpladen wurde Lademanagement mit statischen Zeitfenstern und deren Auswirkungen auf das Stromnetz untersucht.

### Statisches Lademanagement

Das statische Lademanagement ist die einfachste Form des Lademanagements. Die Steuerung wird hier anhand vorab festgelegter Zeitfenster durchgeführt. Dies kann so aussehen, dass z. B. in den Abendstunden von 19 bis 23 Uhr die maximale Ladeleistung auf 50% reduziert wird. Das statische Lademanagement erfordert keine Echtzeit-Messdaten, allerdings müssen die Zeiten und Leistungsstufen der Fahrpläne vorab festgelegt werden – entweder auf Basis von historischen Messdaten oder von Erfahrungswerten.

Die festgelegten Zeitfenster ermöglichen den Kund\*innen dann eine hohe Transparenz über die verfügbare Ladeleistung.

### Dynamisches Lademanagement

Beim dynamischen Lademanagement findet eine Echtzeit-Steuerung statt, die sich nach dem aktuellen Netzzustand aus dem Stromnetz richtet (z. B. Auslastung des Stromkreises). Meldet die Sensorik eine hohe Belastung des Stromnetzes, kann die Steuerung gezielt die Ladeleistung (stufenweise) reduzieren und den Netzzustand anpassen, bis das Stromnetz wieder geringer belastet ist. Da die dynamische Steuerung nur dann eingreift, wenn gerade eine hohe Netzbelastung vorliegt, ist die Transparenz über die genauen Zeiten zwar etwas geringer, aber durch Koppelung an die Sensorik findet ein Eingriff deutlich seltener statt – nämlich nur dann, wenn ein akuter Engpass vorliegt.

### Systemdienstliches Laden

Die gesamten Stromnetze in Europa sind miteinander vernetzt. Um die Systemstabilität in diesen Verbundnetzen zu gewährleisten, können systemdienstliche Steuersignale an die Ladeinfrastruktur gesendet werden, um das Gleichgewicht aus Stromerzeugung und Stromverbrauch stabil zu halten. Hier optimiert also der Übertragungsnetzbetreiber.

### Marktorientiertes Laden

Bei dynamischen Preisen für die Energie- und Netznutzung kann ein marktorientiertes Lademanagement zum Einsatz kommen. Die Steuerung der Ladevorgänge basiert dabei auf einem marktbasieren und zeitvariablen Preissignal. Dies wiederum kann zu höheren Gleichzeitigkeiten führen, da bei niedrigen Kosten die Wahrscheinlichkeit hoch ist, dass viele Anwohner\*innen einer Straße ihr E-Fahrzeug zu einem bestimmten Zeitpunkt gleichzeitig laden möchten.



### Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG

Rechtlicher Rahmen für eine netzdienstliche Steuerung ist der § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes. Dieser ermöglicht es dem Netzbetreiber in seiner aktuellen Fassung, sogenannte steuerbare Verbrauchsanlagen anzusteuern, wie z. B. Wärmepumpen oder Ladestationen. Anwendungsbereich sind private Haushalte, die in der Niederspannung angeschlossen sind. Wird eine Ladestation als §-14a-Anlage angemeldet, kann diese vom Netzbetreiber gesteuert werden. Die Kund\*innen erhalten als Kompensation reduzierte Netzentgelte. Hierfür wird ein separater Zähler im Zählerschrank zur Messung der Energiemenge benötigt. Eine Teilnahme im § 14a ist freiwillig. Technisch wird die Steuerung aktuell über sogenannte Funkrundsteuerempfänger mit analogen Kontakten gelöst.

**Hinweis:** Der Rechtsrahmen des § 14a EnWG ist zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes in Überarbeitung.

## Smart Meter: Basis für die Steuerung von Ladevorgängen

**Die Kernfrage des NETZlabors Intelligentes Heimpladen lautete: Wie ist es möglich, auf effiziente Weise eine einheitliche Steuerung von Ladevorgängen in jedem Haushalt zu realisieren?**

Die alten elektromechanischen Stromzähler („Ferrariszähler“) werden im Rahmen der gesetzlich beschlossenen Energiewende bis spätestens zum Jahr 2032 durch die neuen Smart Meter ersetzt. Smart Meter bestehen aus einem digitalen Basiszähler, der mit einem Kommunikationsmodul – dem „Smart-Meter-Gateway“ (SMGW) – verknüpft ist. Der digitale Basiszähler kann deutlich mehr als ein analoger Zähler: Er misst den aktuellen Stromverbrauch, speichert diesen in 15-Minuten-Mittelwerten und liefert so unter anderem die Grundlage für einen bewussteren, sparsamen Umgang mit Energie.

Der Strom-Tagesverbrauch wird dann über das Smart-Meter-Gateway automatisch und nach höchsten Sicherheitsstandards verschlüsselt an den Strom-Netzbetreiber übermittelt. Dieser kann auf Basis der Daten das Stromnetz effizienter nutzen und gezielt ausbauen. Lieferanten können ihren Kund\*innen dank Smart Meter individuelle zeitvariable Tarifangebote machen – beispielsweise einen günstigeren Strombezug bei Nacht.



### Vorteile Kund\*innen

- + Optimierung des Verbrauchs und der Transparenz möglich
- + keine Ablesung der Energiemenge notwendig
- + Möglichkeit zur Nutzung von dynamischen Stromtarifen



### Vorteile Netzbetreiber

- + Transparenz über Auslastung des Stromnetzes durch Haushalte
- + Voraussetzung für netz- und marktdienliches Steuern
- + ermöglicht Smart-Grid-Anwendungsfälle



### So funktionieren Steuerung und Kommunikation

Die Infrastruktur von Smart Metern kann auch für die Steuerung von Verbrauchs- und Einspeiseeinrichtungen wie Elektroautos und PV-Anlagen im (Niederspannungs-) Verteilnetz genutzt werden.

Hierzu wird der Smart Meter um eine weitere Komponente ergänzt – die Steuerbox, die alle Funktionalitäten für die Steuerungsaufgaben bereitstellt. Mit dem Anschluss an die CLS-Schnittstelle (Controllable Local System) des Smart-Meter-Gateways wird die Steuerbox in dessen sichere Kommunikationsumgebung eingebunden.

Für den Betrieb der Geräte sind zwei sogenannte Backend-Systeme erforderlich. Das Gateway-Administrations-System (GWA-S) übernimmt die Verwaltung und den Betrieb der Smart-Meter-Gateways, also z. B. ihre Konfiguration oder die Durchführung von Firmware-Updates.

Die mit der CLS-Schnittstelle eines SMGW verbundenen Steuerboxen werden über ein zweites Backend-System betrieben – das CLS-Management-System (CLS-M). Als sogenannter „aktiver externer Marktteilnehmer“ (aEMT) ist das CLS-M berechtigt, eine Kommunikationsverbindung zu einer Steuerbox über ein Smart-Meter-Gateway zu unterhalten. Diese Verbindung setzt sich aus mehreren Streckenabschnitten zusammen:

Die Datenübertragung bis hin zum Smart-Meter-Gateway erfolgt über eine Wide-Area-Network-(WAN-)Technologie, im Projekt kommt das Mobilfunknetz zum Einsatz. Anschließend werden die Daten über den sogenannten CLS-Kommunikationskanal (eine Ethernet-Kabelverbindung) an die Steuerbox übertragen. Da das Smart-Meter-Gateway hierbei keine Verarbeitung, sondern eine reine Weiterleitung der Nachrichten vornimmt, wird der CLS-Kanal auch oft als „transparenter“ Kanal bezeichnet.

Bei bestehender Kommunikationsverbindung kann das CLS-Management als Steuerungs-Backend verschiedene Steuerbefehle an die Steuerboxen versenden: Es ist möglich, sowohl zeitlich begrenzte oder unbegrenzte Einzelbefehle zu übermitteln als auch periodische Fahrpläne auf den Steuerboxen zu hinterlegen, die den Verlauf der Grenzwerte für den Leistungsbezug von Ladeeinrichtungen über bestimmte Zeiträume hinweg definieren.

Die Steuereinheit verarbeitet die empfangenen Befehle und gibt den aktuell gültigen Leistungsgrenzwert über eine analoge oder digitale Schnittstelle an die Wallbox weiter, die wiederum ihre maximale Ladeleistung entsprechend reduziert. Das angeschlossene E-Fahrzeug lädt dann mit der reduzierten Ladeleistung. Gleichzeitig protokolliert die Steuereinheit die Steuerhandlung und kann dieses Protokoll zur Kontrolle über den gleichen Kommunikationsweg wieder zurück an das Backend senden.

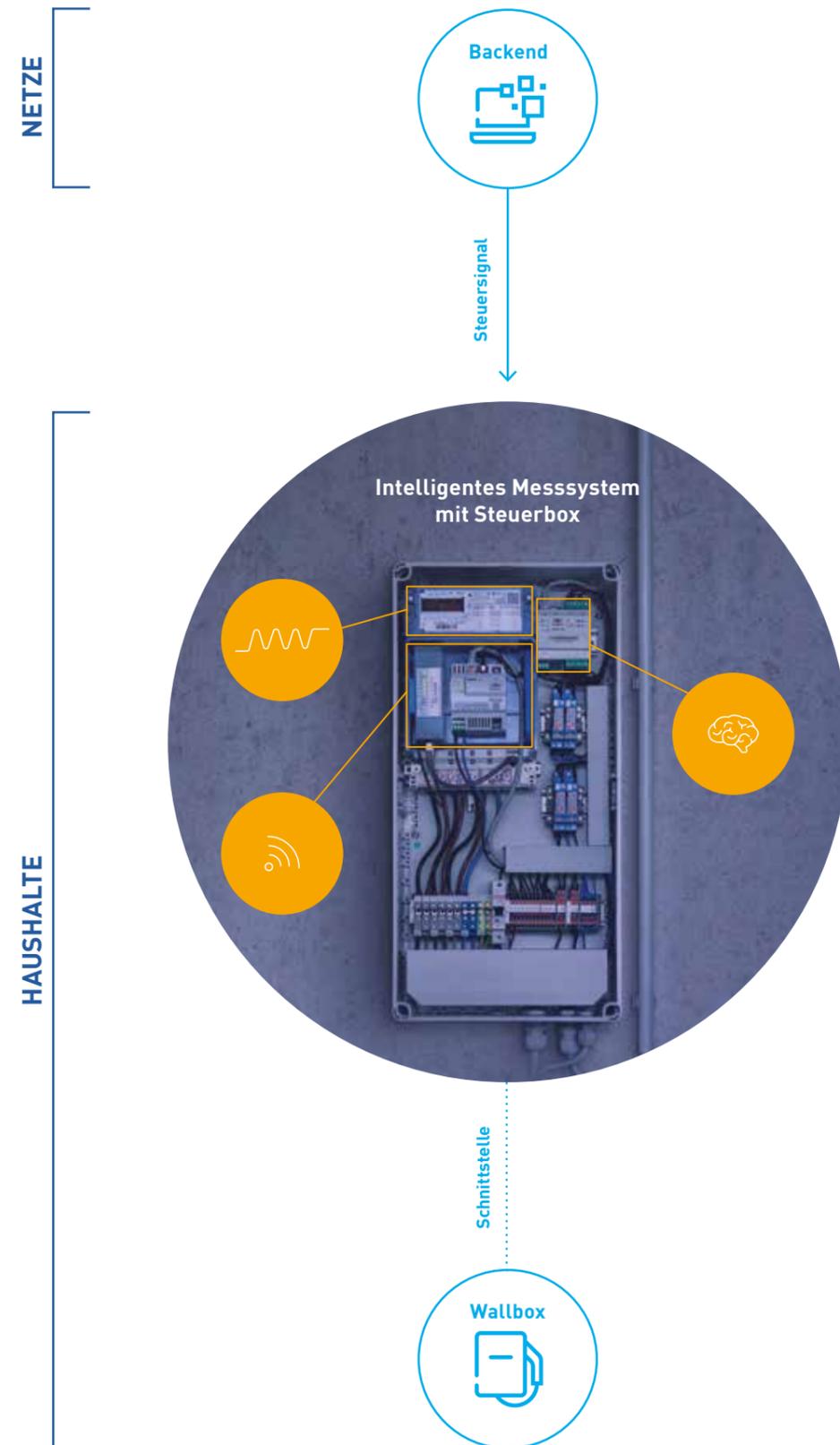


Abbildung 5: Die Steuerungsinfrastruktur über Smart Meter bei Kund\*innen umfasst Zähler, Smart-Meter-Gateway und die Steuerbox (Realbild)

## Zukunftskonzept: Netzzentriertes und kundenfreundliches Lademanagement durch intelligente Steuerung

### 1 E-Auto mit Ladeinfrastruktur

An jedem Standort des NETZlabors werden die teilnehmenden Haushalte einer Straße mit jeweils einem Elektroauto und der zugehörigen steuerbaren Ladeinfrastruktur ausgestattet. Sie alle sind im gleichen Stromkreis angeschlossen, sodass die Belastung auf dem gleichen Stromkabel stattfindet.

### 2 Steuerung über das Backend

Laden nun viele E-Fahrzeuge gleichzeitig – beispielsweise in den Abendstunden – und wird dadurch eine hohe Belastung im Stromnetz messbar, kann aus dem „Backend“ ein Steuerbefehl an die bei den Kund\*innen verbauten Smart Meter gesendet werden. So wird die Ladeleistung für eine Zeitspanne reduziert und das Stromnetz entlastet. Später in der Nacht können die E-Fahrzeuge, die noch nicht voll sind, dann wieder mit voller Leistung laden. So sind am Morgen alle Fahrzeuge vollgeladen.

### 3 Kommunikationsanbindung über Smart Meter mit Steuerbox

Über das Mobilfunknetz und die Smart-Meter-Infrastruktur können die Steuersignale für das Lademanagement an die Ladestation gesendet werden.

### 4 Stromanbindung über Niederspannungskabel

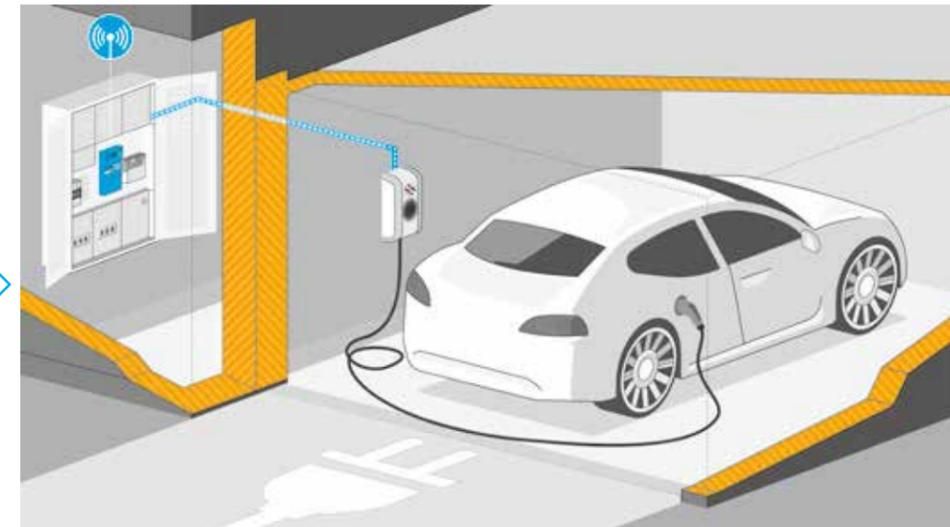
Die Haushalte der Straße sind über das Niederspannungskabel mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Der verbrauchte bzw. eingespeiste Strom fließt über dieses Kabel zum Haushalt bzw. vom Haushalt weg.

### 5 Ortsnetzstation

Hier wird die Mittelspannung in Niederspannung transformiert und Strom an die Hausanschlüsse verteilt. An dieser Stelle ist zusätzliche Messtechnik verbaut, die für das Forschungsprojekt relevante Messdaten aus dem Stromnetz aufzeichnet.

### 6 Netzbelastung

Das intelligente Lademanagement hilft dabei, die Belastung im Netz zu reduzieren, indem Lastspitzen ausgeglichen werden.



Smart Meter mit Steuerbox sind zukünftig direkt im Zählerschrank der Kund\*innen eingebaut und ersetzen dort den bisherigen Stromzähler



Abbildung 6: Schematischer Aufbau einer typischen Straße im NETZlabor Intelligentes Heimpladen mit der kommunikativ angebotenen Mess- und Steuerinfrastruktur

# STAND- ORTE



## 5 Standorte – 4 Entwicklungsstufen

Das NETZlabor Intelligentes Heimpladen findet an insgesamt fünf verschiedenen Orten statt.

An jedem Stromkreis bekommen sechs bis acht E-Pionier\*innen jeweils ein E-Fahrzeug und die zugehörige Ladeinfrastruktur für einen Zeitraum von mindestens sechs Monaten zur Verfügung gestellt. So können wir im realen Umfeld Erfahrungswerte sammeln, wie sich E-Mobilität an verschiedenen Standorten auf das Stromnetz auswirkt. Denn jeder Stromkreis ist geprägt von unterschiedlichen Netzstrukturen und installierten Bezugs- bzw. Einspeiseanlagen. Es gibt Standorte mit kürzeren verzweigten Stromkreisen und Standorte mit längeren Stromkreisen, es gibt Standorte mit hoher Einspeiseleistung (über Photovoltaikanlagen) und solche mit hoher Bezugsleistung (durch Wärmestromanlagen).

Neben der Varianz der Versorgungssituation steckt hinter jedem Ladevorgang auch ein individuelles menschliches Verhalten. Die verschiedenen Standorte, die über

ganz Baden-Württemberg verteilt sind, helfen uns dabei, ein möglichst umfassendes Bild zu erhalten. Da der Fokus im NETZlabor auf dem Lademanagement liegt, ist es entscheidend, wie die Zeiten eines steuernden Eingriffs auf die individuelle Lastsituation abgestimmt sein müssen und welche Gemeinsamkeiten und Unterschiede sich an den verschiedenen Standorten ergeben.

Neben der Betrachtung des Stromnetzes und des Kundenverhaltens an den verschiedenen Standorten ist auch die jeweilige technische Umsetzung im realen Umfeld zu berücksichtigen. Hierfür werden vier aufeinander aufbauende Entwicklungsstufen in der Praxis erprobt. Relevant sind hier z. B. die Funktionsweise der technischen Komponenten sowie die Kommunikationsanbindung über das vor Ort vorherrschende Mobilfunknetz. Die Entwicklungsstufen werden später bei den Testphasen genauer erklärt. Folgend eine Übersicht der jeweiligen Standorte und der dort eingesetzten Entwicklungsstufen.

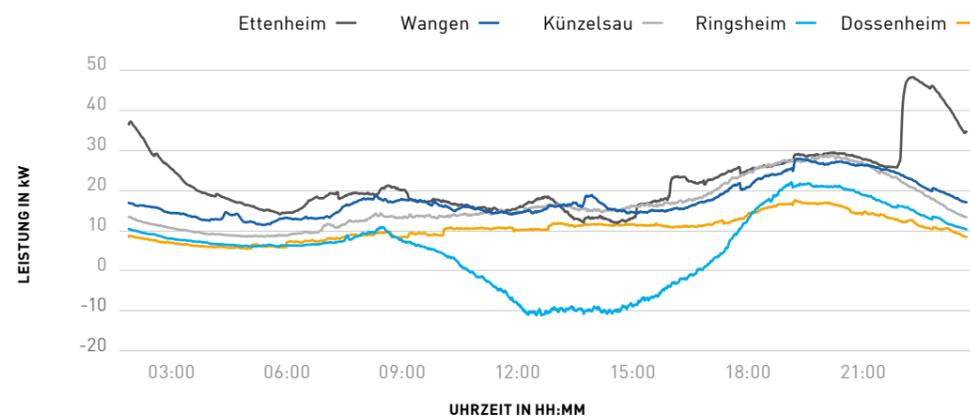


Abbildung 7: Durchschnittliche Auslastung der Stromkreise an den verschiedenen Standorten über den Tagesverlauf



Abbildung 8: Die Verteilung der fünf NETZlabor-Standorte in Baden-Württemberg

## Standort Ettenheim (Stufe 1)



**Im Januar 2020 startet in Ettenheim (Stadtteil Altdorf) der erste Standort des NETZlabors.**

Der Panoramaweg im Stadtteil Altdorf ist ein typisches Wohngebiet mit Einfamilienhäusern komplett mit Garagen und Stellplätzen. Während einer Versuchsdauer von zehn Monaten haben sechs Haushalte – von Familien mit kleinen Kindern bis zu alleinstehenden Rentner\*innen – verschiedene E-Fahrzeuge in ihren Alltag eingebunden. Der untersuchte Stromkreis liegt im ländlichen Raum und ist bereits stark ausgelastet, insbesondere durch zahlreiche Wärmestromanlagen. In typischen Wohngebieten dominieren eher Haushaltsgeräte wie Herd, Wasch- oder Spülmaschine den Strombedarf, wodurch Lastspitzen vergleichsweise gering sind.

Im untersuchten Stromkreis gibt es insgesamt 28 Hausanschlüsse, davon vier Haushalte mit einer Nachtspeicherheizung mit einer installierten Gesamtleistung von 126,5 kW. Nachtspeicherheizungen erzeugen Wärme mit Strom: Sie werden zu spezifischen Schaltzeiten in den späten Abendstunden angeschaltet und beziehen dann ihre Leistung. Die Speichermasse der Nachtspeicherheizung wird aufgewärmt und gibt diese Wärme über den Tag wieder ab. Hinter der Standortauswahl steht einerseits die Annahme, dass die Elektromobilität in solchen Gebieten am schnellsten Fuß fassen wird und somit dort auch zuallererst Herausforderungen für das Stromnetz entstehen. Darüber hinaus wurde der Standort auch ausgewählt, um zu untersuchen, wie stark sich Lasten von Wärmestromanlagen und E-Fahrzeugen überlagern.

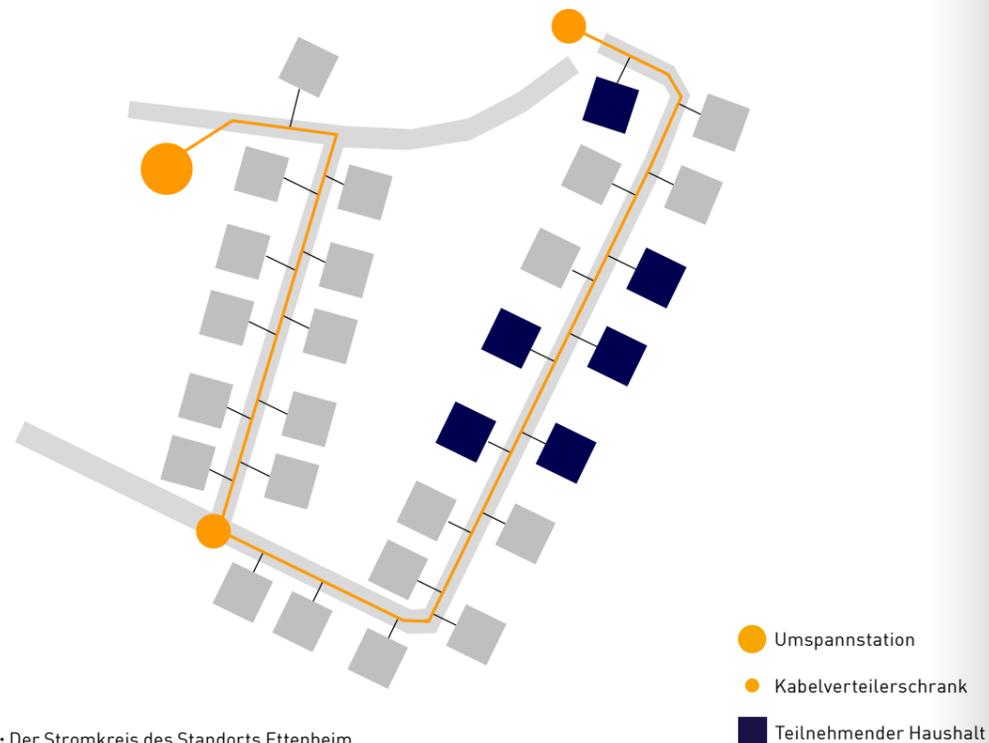
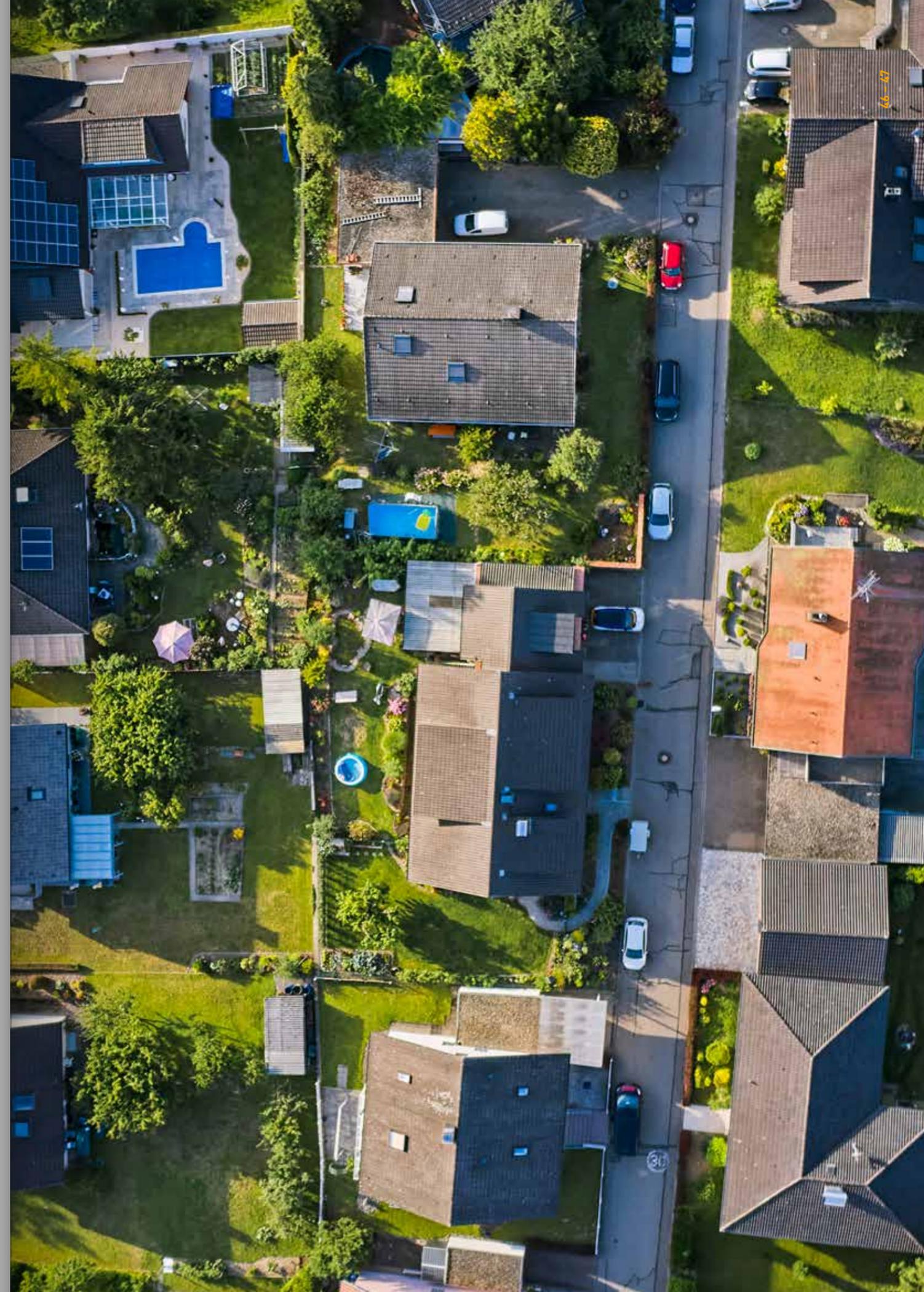


Abbildung 9: Der Stromkreis des Standorts Ettenheim

- Umspannstation
- Kabelverteilerschrank
- Teilnehmender Haushalt



## Standort Dossenheim (Stufe 1)



In der Nähe von Heidelberg liegt das vorstädtische Dossenheim. Hier startet im Juni 2020 der zweite Standort unseres NETZlabors.

Anders als in ländlichen Gebieten ist hier in der Theodor-Heuss-Straße, einem typischen Wohngebiet mit Ein- und Mehrfamilienhäusern, die Bebauung etwas dichter. Der Stromkreis in der Straße ist daher kurz und verzweigt. Sieben Haushalte in der Straße haben jeweils ein E-Fahrzeug für acht Monate zur Verfügung gestellt bekommen. Im Vergleich zum Ettenheimer Stromkreis sind in Dossenheim weniger Verbraucher wie Wärmestromanlagen an den Stromkreis angeschlossen. Die Erwartung ist demnach, dass die Elektromobilität hier den größten Anteil der Gesamtlast ausmacht.

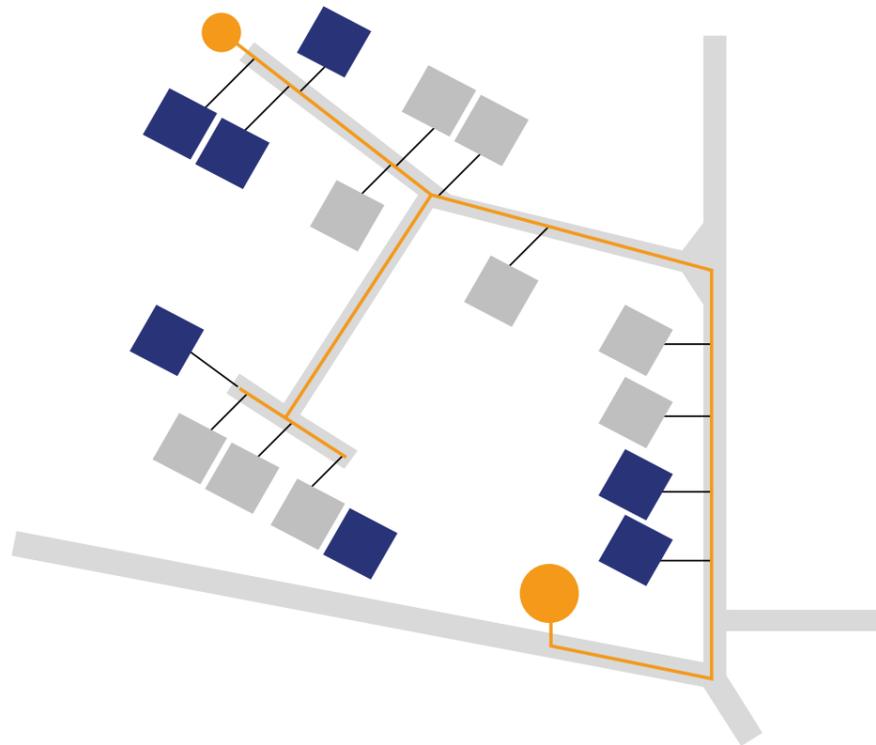
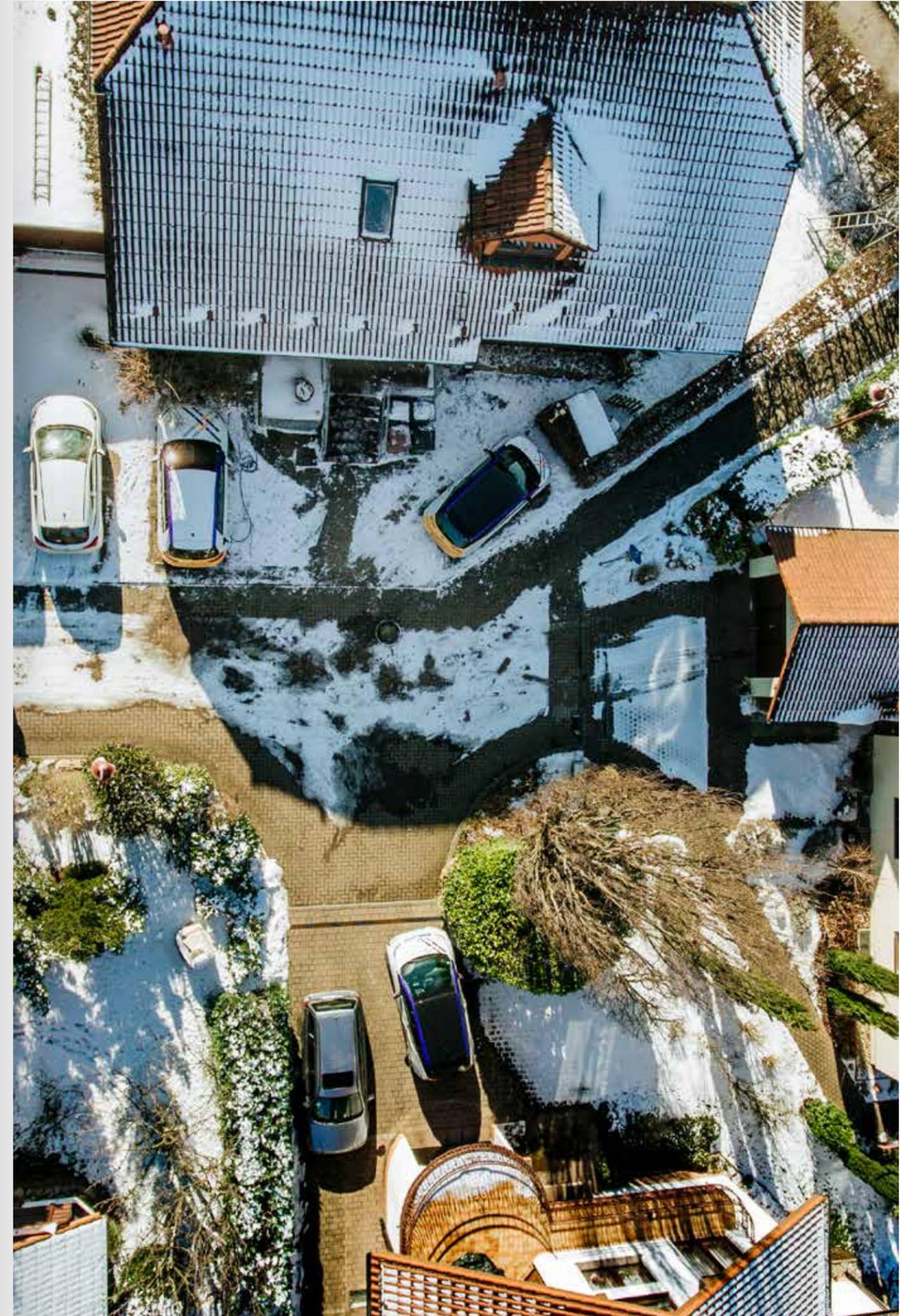


Abbildung 10: Der Stromkreis des Standorts Dossenheim



## Standort Ringsheim (Stufe 2)



**Am Standort Ringsheim läuft zwischen Dezember 2020 und September 2021 das dritte NETZlabor.**

Der untersuchte Stromkreis zeichnet sich durch viele installierte Photovoltaikanlagen aus, die eine hohe Einspeiseleistung aufweisen: Im Stromkreis mit 25 Hausanschlüssen sind zehn Photovoltaikanlagen mit insgesamt 88,16 kW Einspeiseleistung installiert. Von den acht am Projekt teilnehmenden Haushalten haben sechs E-Pionier\*innen eine PV-Anlage. Die Anzahl der installierten Photovoltaikanlagen hat im Lauf der Energiewende zugenommen und sie wird auch weiterhin steigen.

Umso wichtiger ist es, das Zusammenspiel von Stromeinspeisung aus erneuerbarer Energie, Stromnetz und Verbrauchern zu untersuchen. Die Anlagen speisen hauptsächlich während sonniger Stunden Strom in das Netz ein. An diesem Standort kann so untersucht werden, wie das Stromnetz auf die mittägliche Einspeisepitze der PV-Anlagen und auf die typische abendliche Ladespitze der E-Fahrzeuge reagiert.

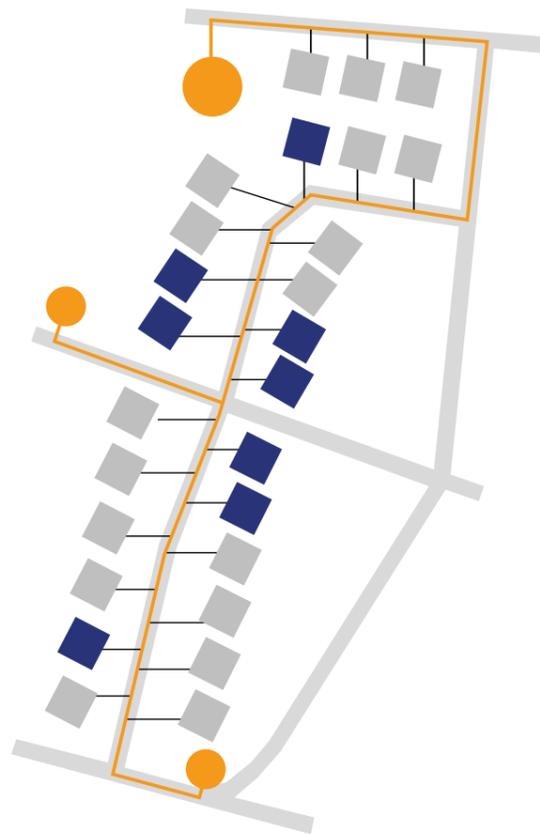


Abbildung 11: Der Stromkreis des Standorts Ringsheim

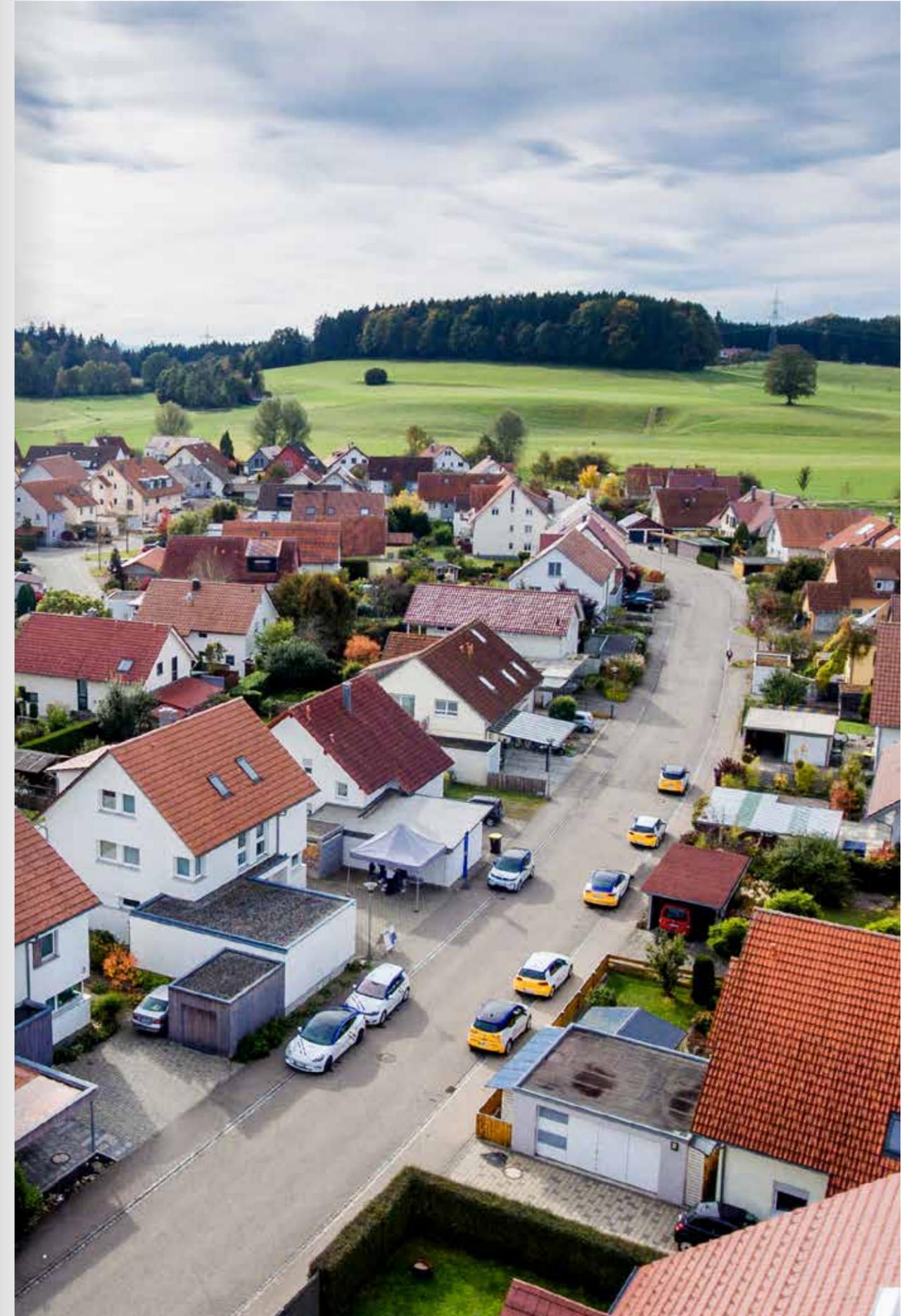
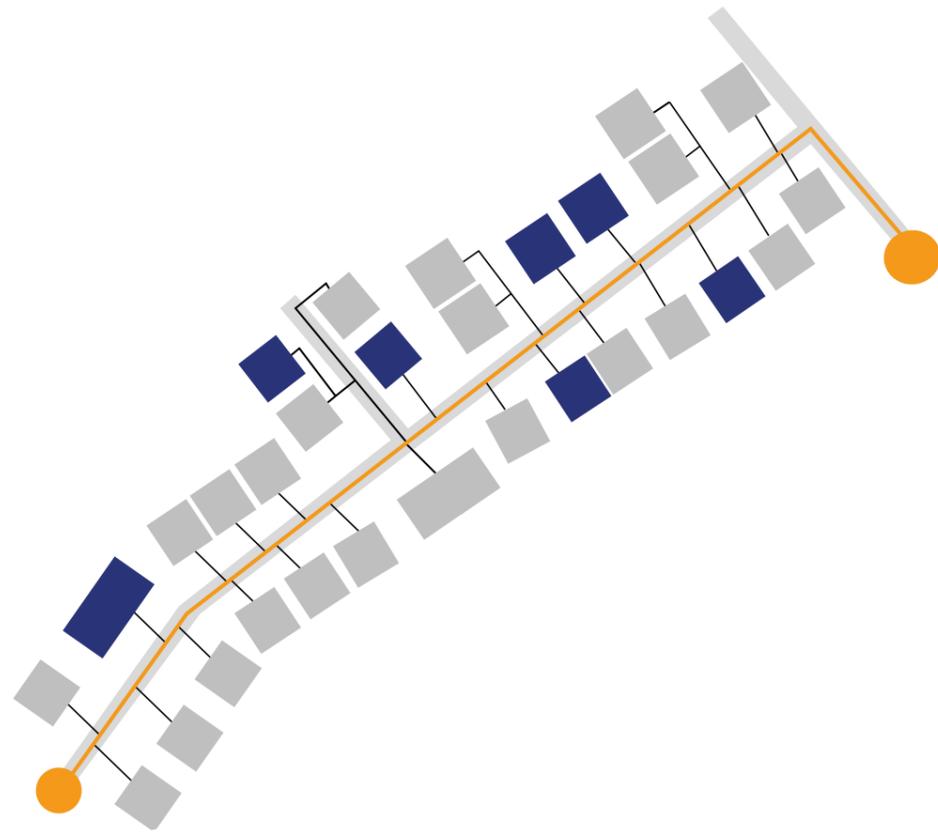


## Standort Wangen im Allgäu (Stufe 3)



Zwischen Oktober 2021 und April 2022 wird in Wangen im Allgäu der vierte NETZlabor-Standort beobachtet.

Der untersuchte Stromkreis in der Maria-Knöpfler-Straße im ländlichen Raum zeichnet sich durch eine Mischung an installierten Wärmestrom- und Einspeiseanlagen aus. Im Stromkreis ist insgesamt eine Erzeugungsleistung von 14,6 kW installiert. Ähnlich wie in Ettenheim sind auch in Wangen viele Wärmestromanlagen am Stromkreis angeschlossen – mit einer Gesamtverbrauchsleistung von 69,2 kW. Zudem herrschen in Wangen besonders im Winter anspruchsvolle Witterungsbedingungen.



## Standort Künzelsau (Stufe 4)



Die acht E-Pionier\*innen der Hundertwasserstraße in Künzelsau bilden zwischen Oktober 2021 und Mai 2022 den Abschluss als letztes NETZlabor.

Im Stromkreis des Wohngebiets sind bereits vor Projektbeginn mehrere Ladestationen installiert. Zwei der acht teilnehmenden Haushalte besitzen schon vor dem Projektstart eine Ladestation und ein E-Auto. Diese Haushalte erhalten noch ein weiteres Elektrofahrzeug. So kann hier auch das Ladeverhalten von Haushalten untersucht werden, die mehr als ein E-Auto regelmäßig nutzen – und die entsprechenden Auswirkungen auf das Stromnetz können überprüft werden. Ebenso wie in Wangen ist im Stromkreis der Hundertwasserstraße eine Mischung aus Einspeise- und Bezugsanlagen installiert.

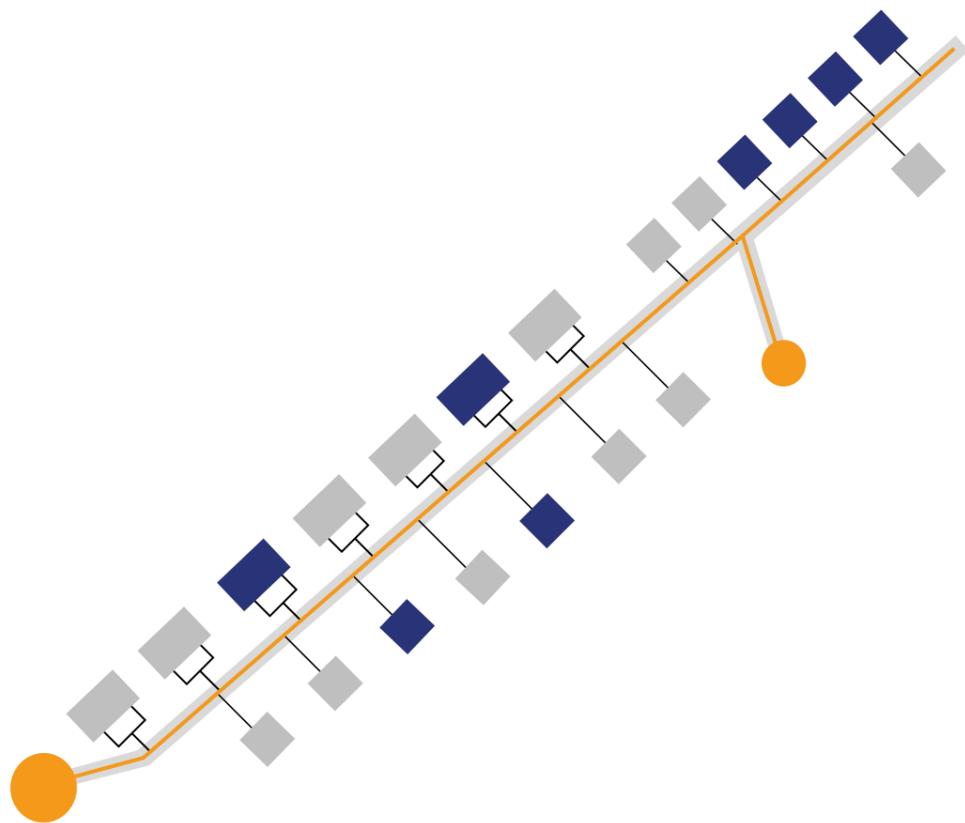
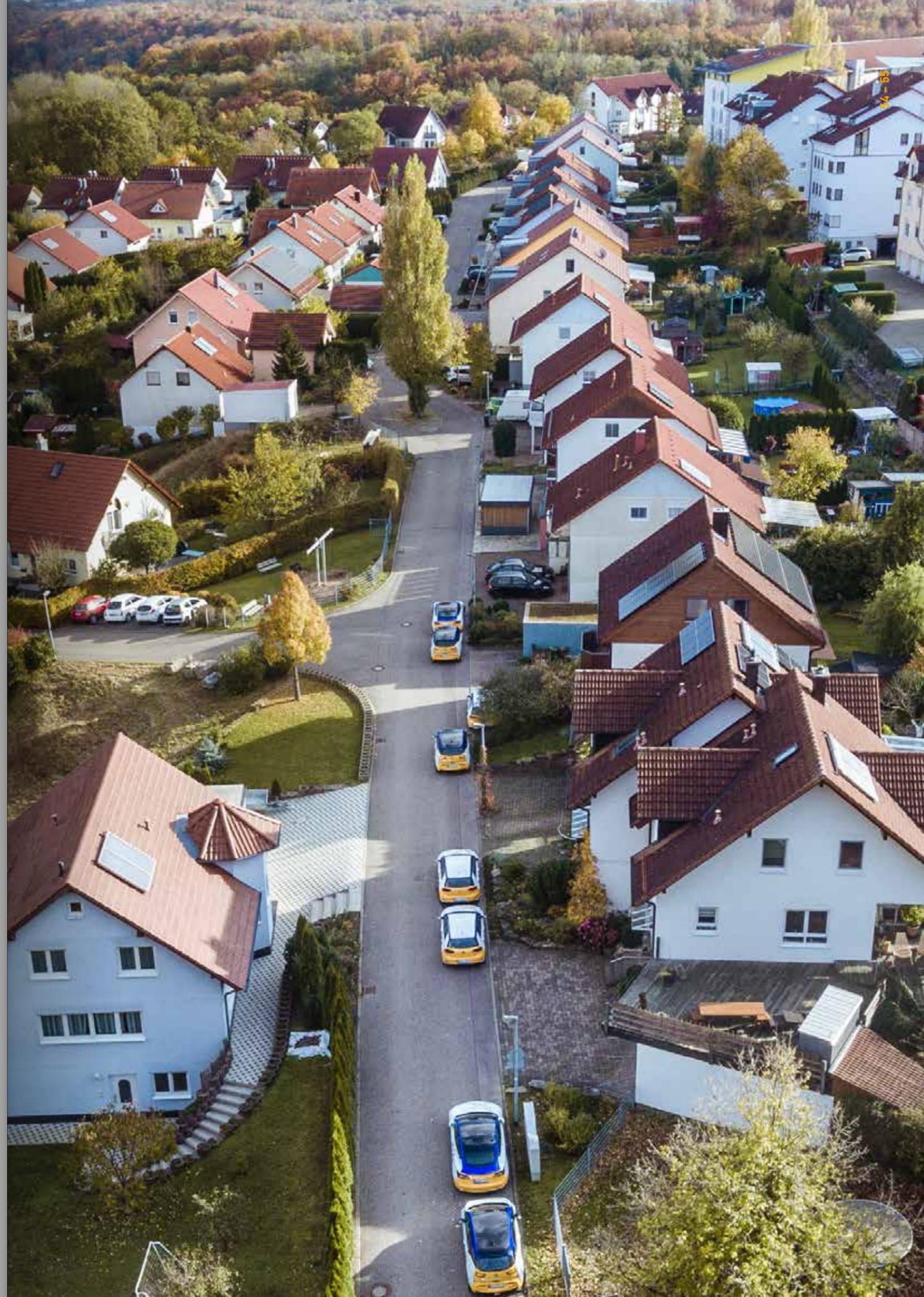


Abbildung 13: Der Stromkreis des Standorts Künzelsau



## Die eingesetzten E-Fahrzeuge

### Drei Fahrzeugmodelle

Im Feldtest wird ein Mix aus verschiedenen Fahrzeugen verwendet, um der realen Situation möglichst nahe zu kommen. Die Fahrzeuge unterscheiden sich u. a. in der Reichweite und in der Ladedauer. Der Tesla Model 3 verfügt über die höchste Batteriekapazität und lädt daher am längsten, wenn er leer ist. Die unterschiedlich langen Ladevorgänge erhöhen die Komplexität des Steuerns, weil ein geeigneter Zeitpunkt zum Eingreifen gefunden werden muss. Darüber hinaus haben wir mit dem VW e-Golf ein zweiphasiges Ladegerät und mit dem Tesla und BMW i3 auch dreiphasige Ladegeräte. In Deutschland kann ein E-Auto einphasig maximal 4,6 kW beziehen, ein dreiphasiges Standard-Ladegerät kommt auf 11 kW. Damit lädt es die gleiche Energiemenge 2,4-mal schneller auf.

### Verschiedene Ladeigenschaften

Der VW e-Golf lädt zweiphasig mit 7,2 kW. Damit belastet er nur zwei der drei leitenden Phasen des Stromnetzes. Laden mehrere E-Autos auf denselben Phasen, kommt es zu einer asymmetrischen Belastung im Stromnetz. Dies ist jedoch nur bis zu einer Schiefast von 4,6 kVA zulässig und stellt das Lademanagement vor eine zusätzliche Herausforderung.

Der BMW i3 und der Tesla Model 3 haben mit je 11 kW eine für Elektroautos übliche Ladeleistung. Dennoch sind auch diese E-Fahrzeuge weitere Großverbraucher und eine Herausforderung für das Stromnetz – besonders wenn mehrere E-Fahrzeuge gleichzeitig laden. Verschieden große Batteriekapazitäten der eingesetzten Fahrzeugmodelle sorgen zudem für eine unterschiedliche Ladedauer.



#### VW e-Golf

<b>BATTERIEKAPAZITÄT</b>	35,8 kWh
<b>LADELEISTUNG</b>	7,2 kW (AC)
<b>LADEVERHALTEN</b>	dreiphasig
<b>ALLTAGSREICHWEITE</b>	ca. 200 km

#### Tesla Model 3

<b>BATTERIEKAPAZITÄT</b>	75 kWh
<b>LADELEISTUNG</b>	11 kW (AC)
<b>LADEVERHALTEN</b>	dreiphasig
<b>ALLTAGSREICHWEITE</b>	ca. 425 km

#### BMW i3

<b>BATTERIEKAPAZITÄT</b>	38 kWh
<b>LADELEISTUNG</b>	11 kW (AC)
<b>LADEVERHALTEN</b>	dreiphasig
<b>ALLTAGSREICHWEITE</b>	ca. 240 km

Abbildung 14: Die drei eingesetzten Fahrzeugmodelle und ihre Eigenschaften

# 04

## ENTWICKLUNGSTUFEN

### Schritt für Schritt zur skalierbaren Lösung

**Um die Steuerung per Smart Meter zu testen und weiterzuentwickeln, bauen wir eine Testumgebung mit den zwei Backendsystemen für die Administration und den Betrieb der Smart-Meter-Gateways (GWA-S) sowie der Steuerboxen (CLS-M) auf.**

Durch diese Testumgebung, die nahe an realen Bedingungen gehalten ist, können wir Weiterentwicklungen einfacher durchführen, ohne dabei den Betrieb der aktuell im Einsatz befindlichen Smart Meter zu beeinträchtigen.

Anhand der vier Entwicklungsstufen haben wir die einzelnen Komponenten der Steuerungskette und ihre Schnittstellen standardisiert und für einen skalierbaren Einsatz weiterentwickelt. Wir beginnen mit einer herstellerspezifischen Konfiguration in Stufe 1 und arbeiten uns vor zu einer standardisierten digitalen Schnittstelle in Stufe 4.



## Stufe 1: Steuern über verfügbare Gerätetechnik

**Unsere erste Entwicklungsstufe erprobt das Steuern von Ladevorgängen über Smart Meter mit herstellerspezifischen Komponenten – die Ausgangsstufe für das NETZlabor Intelligentes Heimladen.**

Smart-Meter-Gateway (SMGW) und Steuerbox stammen bewusst vom selben Hersteller, damit eine Kompatibilität der beiden Geräte gegeben ist. Denn Komponenten von unterschiedlichen Unternehmen sind in der Regel nicht zwingend kompatibel. Die Geräte werden aber von Herstellungsunternehmen und Anwendenden gemeinsam standardisiert, um die Interoperabilität weiter zu verbessern.

Die Steuerung der Wallbox erfolgt in den ersten Entwicklungsstufen über einen potenzialfreien Kontakt (s. Infobox). Dieser gibt einen Impuls, ob 100% oder eine reduzierte Ladeleistung (z. B. 50%) freigegeben werden. Wann, wie viel Leistung freigegeben wird, ist in einem Zeitplan definiert. Dieser Zeitplan ist im Backend hinterlegt und wird über ein Steuersignal per Mobilfunk an die Wallbox gesendet.

Durch diese Technik ist eine einfache zweistufige Steuerung über Smart Meter mit Steuerbox möglich. Der Zeitplan kann in dieser Stufe noch nicht übertragen werden, sondern muss im Backend hinterlegt sein, damit die einzelnen Steuerbefehle

immer zum entsprechenden Zeitpunkt ausgesendet werden. Auch wenn Smart Meter an sich die Funktion haben, Energiemengen messen zu können, wird in dieser Stufe nur das Steuern betrachtet. Um eine ausreichende Auflösung und Menge an Messgrößen aufzunehmen, wird ein zusätzliches Messsystem verwendet, das vom Smart Meter entkoppelt ist. Dieser Zähler wird ebenfalls im gleichen Verteilkasten vor der Wallbox installiert, benötigt jedoch eine eigene Mobilfunkanbindung.



### Potenzialfreier Kontakt

Ein potenzialfreier Kontakt ermöglicht es, unabhängig von der vorherrschenden Netzspannung einen Zustand zwischen zwei Geräten zu übertragen. Über ein Relais kann mittels eines Stromimpulses zwischen zwei verschiedenen Zuständen hin- und hergeschaltet werden. Seitens der Steuerbox stehen vier Kontakte zur Verfügung. Durch die Wallbox ist die Nutzung allerdings auf einen Kontakt beschränkt.

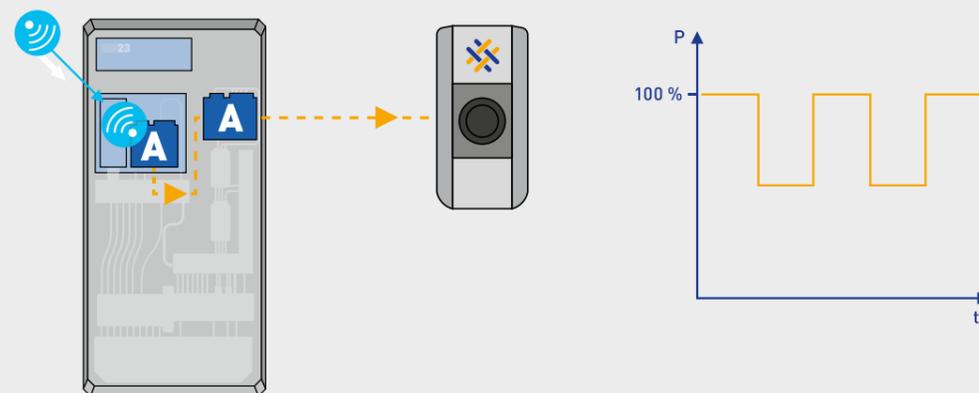


Abbildung 15: Aufbau Entwicklungsstufe 1 Steuern über verfügbare Gerätetechnik



Für die zuverlässige Steuerung sind einige Daten zu Spannung, Stromstärke und jeweils phasenspezifischer Leistung in minütlicher Auflösung erforderlich. Über die Spannungswerte kann erfasst werden, welchen Einfluss die ladenden E-Autos auf das Spannungsniveau des Stromnetzes haben. Über Stromstärke und Leistung kann der durch die ladenden E-Fahrzeuge verursachte Anteil der Auslastung des Stromnetzes bestimmt werden – sogar phasenscharf.

Die größte Herausforderung bei der ersten Entwicklungsstufe ist es, dass alle Systeme zielführend ineinandergreifen und die gesamte Steuerkette erfolgreich zum Laufen gebracht wird. Da dies aufgrund der vielen verschiedenen Komponenten und Schnittstellen der Steuerkette sehr komplex ist, wählen wir bewusst eine einfache Form der technischen Umsetzung, um diese dann später weiterzuentwickeln. Die Steuerkette wird zunächst in einem Laboraufbau realisiert, um Probleme schneller beheben und äußere Umstände ausschließen zu können.

Die erste Entwicklungsstufe wird an den Standorten Ettenheim und Dossenheim eingesetzt. Eine besondere Herausforderung gibt es in Dossenheim: Hier ist je nach individueller Einbausituation bei den Kund\*innen vor Ort nicht die optimale Mobilfunkabdeckung vorhanden, was die Datenübertragung teilweise erschwert. Eine mögliche Optimierung hierfür ist ein lokal auf der Steuerbox abgelegter Zeitplan, der vom Steuerungs-Backend vorab übertragen wird. Diese Umsetzung implementieren wir deshalb in der nächsten Entwicklungsstufe.



#### Die wichtigsten Weiterentwicklungen auf Basis der ersten Entwicklungsstufe:

- standardisierte Kommunikation zwischen SMGW und Steuerbox gleichzeitige
- Übertragung von Steuerbefehlen und Messwerten über ein System (Netzzustandsdatenübertragung)
- standardisierte digitale Schnittstelle zur Wallbox



## Stufe 2: Steuern über standardisierte Kommunikationsprotokolle

**Im zweiten Entwicklungsschritt setzen wir eine Steuerbox ein, die dem Standard des FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) entspricht.**

Die Steuerbox und das Smart-Meter-Gateway stammen in dieser Stufe von unterschiedlichen Herstellern. Sie sind aber miteinander kompatibel, da beide die Anforderungen der technischen Richtlinien des BSI (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik) und der FNN-Lastenhefte an die CLS-Schnittstelle zwischen Smart-Meter-Gateway und Steuerbox erfüllen. Die Interoperabilität von Geräten

verschiedener Herstellungsunternehmen ist eine essenzielle Eigenschaft für ihren skalierbaren Einsatz. Ebenso wichtig ist eine einheitliche „Sprache“ zwischen Steuerboxen und ihrem Backend. In der FNN-Spezifikation wird diese Schnittstelle basierend auf dem Kommunikationsstandard IEC 61850 (s. Infobox) beschrieben.

Zusätzlich zur Kommunikation von Einzelbefehlen besteht beim Einsatz von FNN-Steuerboxen nun auch die Möglichkeit, lokale Fahrpläne in der Steuerbox abzulegen. Ist ein solcher Fahrplan einmal übertragen und aktiviert, wird er durch die

Steuerbox selbstständig ausgeführt und je nach Konfiguration periodisch wiederholt – auch ohne Verbindung zum Backend. Diese Fähigkeit ist sehr wichtig, denn auch bei einem Kommunikationsausfall, etwa aufgrund einer Störung im Mobilfunknetz, muss der sichere Betrieb des Stromnetzes gewährleistet bleiben.

Neben der Implementierung und dem Test des Kommunikationsprotokolls sowie der Gerätefunktionen ist es eine weitere Herausforderung, die neuen Gerätekombinationen auch im Backend einbinden zu können. Hierzu ist Entwicklungsaufwand im Gateway-Administrations-System notwendig, denn dort müssen die neuen Steuerboxen eingepflegt werden.

Die Umsetzung im Feld läuft sehr erfolgreich: Die lokal abgelegten Fahrpläne können entweder aktiv geändert und angepasst werden oder der bestehende Fahrplan wird weiter planmäßig abgefahren. Dadurch ist die Abhängigkeit von einer störungsfreien Mobilfunkanbindung deutlich geringer und bei Kommunikationsabbruch gibt es eine Ausweichmöglichkeit.

Die Schnittstelle zwischen Steuerbox und Ladeeinrichtung ist wie in der ersten Stufe durch einen analogen Kontakt gegeben, über den ein zweistufiges Steuern möglich ist. Es wird allerdings weiterhin ein separates Messsystem benötigt. Dadurch ist die Abhängigkeit von einer störungsfreien Mobilfunkanbindung deutlich geringer und eine Rückfallmöglichkeit bei Kommunikationsabbruch ist gegeben.

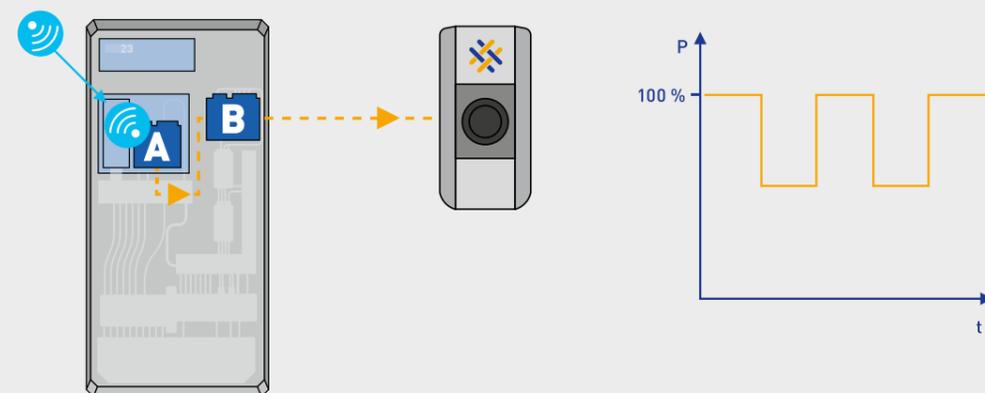


Abbildung 16: Aufbau Entwicklungsstufe 2 Steuern über standardisierte Kommunikationsprotokolle



### Kommunikationsstandard IEC 61850

- international anerkannter Kommunikationsstandard
- definiert sowohl Dienste zur Kommunikation zwischen Teilnehmenden („WIE wird kommuniziert“) als auch semantische und syntaktische Regeln für Datenstrukturen („WAS wird kommuniziert“)
- ursprünglich im Bereich der Automatisierung von Schaltanlagen entstanden, wird fortlaufend weiterentwickelt und um neue Anwendungsfelder ergänzt
- Fahrplanmodell der IEC 61850 bildet wesentlichen Bestandteil der Anwendung für die FNN-Steuerbox

RINGSHEIM

## Stufe 3: Steuern und Messen über Smart-Meter-Gateway

**Im dritten Entwicklungsschritt übernimmt der Smart Meter neben der Steuerung auch die Übertragung der Netzzustandsdaten wie Spannungswerte oder Leistungsbezug.**

In dieser Stufe wird also kein separates Messsystem mehr benötigt. Als Messwerte werden Minutenwerte von Strom, Spannung und Leistung der jeweiligen Phasen übertragen. Diese Daten werden vom Zähler erfasst und dann vom Smart-Meter-Gateway (SMGW) an das Backend übermittelt.

So erhält der Verteilnetzbetreiber die Netzzustandsdaten des Netzanschlusspunktes entsprechend dem Tarifanwendungsfall (TAF) 10 (s. Infobox). Netzzustandsdaten bieten zukünftig eine Grundlage, um genauere Messdatenanalysen durchzuführen, und helfen dabei, Transparenz über den Netzzustand in der Niederspannung herzustellen.

Für die Netzzustandsübertragung muss diese Funktion im SMGW durch den Herstellungsbetrieb implementiert sein. Damit die Daten auch ein Ziel im Backend haben, muss zusätzlich ein Messdateneingangssystem aufgebaut werden, das die Daten empfängt. Im NETZlabor wird hierfür eine einfach umsetzbare Lösung aufgebaut: Über einen sogenannten MQTT-Broker werden die Messdaten empfangen und an die Datenstruktur des NETZlabors weitergeleitet. Dort werden die Daten dann gespeichert und ausgewertet.



### Tarifanwendungsfall 10

Der TAF 10 ermöglicht die Übermittlung von Messgrößen, die Aufschluss über den Zustand des Netzes geben (sog. Netzzustandsdaten), entsprechend dem Messstellenbetriebsgesetz an Netzbetreiber. Zugelassene Messgrößen sind nach der technischen Richtlinie BSI-TR-03109-1 die Wirkleistung, die Frequenz, die Spannung, der Strom und der Phasenwinkel (für alle drei Phasen in einem Drehstromsystem).

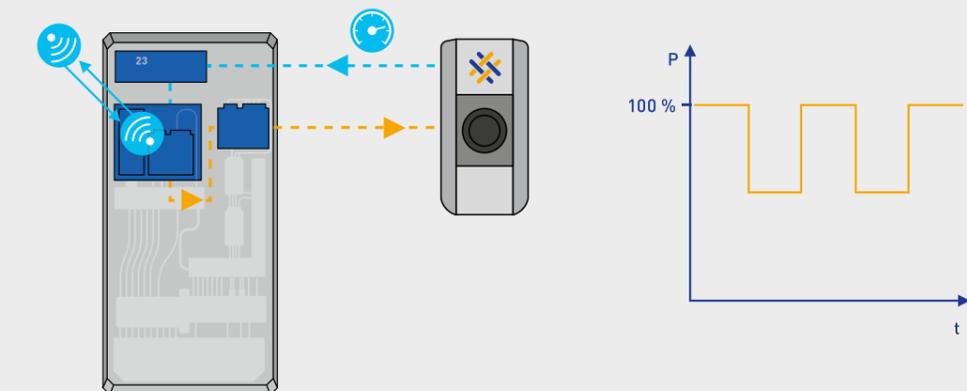


Abbildung 17: Aufbau Entwicklungsstufe 3 Steuern und Messen über Smart-Meter-Gateway

## Stufe 4: Steuern über eine digitale Schnittstelle

**In der vierten Entwicklungsstufe ändern wir die Schnittstelle zwischen Steuerbox und Wallbox. Der potenzialfreie Kontakt wird durch eine digitale Schnittstelle nach FNN-Standard mit dem Kommunikationsprotokoll EEBUS ersetzt.**

Physisch ist die Digitalschnittstelle als Ethernet-Schnittstelle ausgeführt, wie man sie vom LAN-Kabel für den Internetanschluss kennt. Sie ermöglicht im Unterschied zur analogen Lösung aus den vorigen Phasen ein stufenloses Steuern und eine bidirektionale Kommunikation mit der Ladeeinrichtung. Die Implementierung der digitalen Schnittstelle wird von der Netze BW in Kooperation mit einem Steuerbox- und einem Wallboxhersteller begleitet.

Die digitale Schnittstelle (s. Infobox) nach FNN-Spezifikation gewährleistet die Einhaltung der Sicherheitsstandards und erfüllt hauptsächlich zwei Funktionen: Zum einen kann über sie ein beliebiger Leistungswert an die Wallbox übertragen werden. Die Wallbox setzt dann genau diesen Leistungswert als Maximalleistung beim Laden fest.

Zum anderen kann der aktuelle Leistungsbezug der Wallbox, der dort gemessen wird, an die Steuerbox übertragen werden. Es ist also eine bidirektionale Kommunikation zwischen Wallbox und Steuerbox möglich. Der aktuelle Leistungsbezug der Wallbox muss immer kleiner bzw. gleich groß sein wie die vorgegebene Maximalleistung. Auf diese Weise kann die erfolgreiche Ausführung einer Steuerungshandlung bis hin zur steuerbaren Einheit überprüft werden. Darüber hinaus können über die digitale Schnittstelle Zustandsdaten der steuerbaren Einheit (z. B. Störungsmeldungen) erfasst und von der Steuerbox aus weiter an das Backend gemeldet werden.

Da eine neue Schnittstelle eingesetzt wird, haben wir diese vorab in einem Laboraufbau implementiert und getestet. Dieser Testaufbau wird mit einer prototypischen Wallbox ohne Fahrzeug durchgeführt. Alle Befehle und Konfigurationen können jedoch an Geräten einer Testwand durchgetestet werden. Ein weiterer Aufbau wird in einem Echtladelabor durchgeführt, in dem die

komplette Steuerungsstrecke bis hin zum E-Fahrzeug bei einer realen Ladung des Fahrzeugs erfolgreich getestet wird. Erst dann geht die Schnittstelle in den Feldtest.

In den Labortests konnten bereits viele kleine Fehler behoben werden. In einem Problemfall war bei einer zu geringen Leistungsvorgabe keine Ladung möglich. Da E-Fahrzeuge laut Norm einen Mindeststrom von sechs Ampere benötigen, um eine Ladung durchzuführen, wurde für den

Feldtest implementiert, dass bei einer kleineren Leistungsvorgabe immer mindestens sechs Ampere pro Phase für die Kund\*innen zur Verfügung stehen. Da wir bei unserem netzdienlichen Lademanagement immer eine Mindestleistung zur Verfügung stellen, deckt sich dies sehr gut mit den Anforderungen. Die Autos der Kund\*innen laden somit auch in Reduktionsphasen immer weiter.

### Mit der Entwicklungsstufe 4 haben wir den Zielzustand unseres NETZlabors Intelligentes Heimladen erreicht.

Die gesamte Steuerungsstrecke wurde so lange weiterentwickelt, bis wir eine standardisierte Lösung erzielt hatten. Die technische Entwicklung für das NETZlabor ist damit abgeschlossen. Die standardisierte Steuerungstechnik liefert nun die Basis für eine skalierbare Steuerung über Smart Meter in der Zukunft.

Um diese Technologie in der Masse umzusetzen, bedarf es im nächsten Schritt serienreifer, standardisierter Steuerboxen und des flächendeckenden Rollouts von Smart Metern. Voraussetzung für den erfolgreichen Einsatz von Steuerungstechnik mit Digitalschnittstellen ist zudem, dass diese Schnittstellen auch aufseiten der steuerbaren Einheiten, wie z. B. bei den Wallboxen, als Standard etabliert werden.

### Digitale Schnittstelle

Die FNN-Spezifikation für Steuerboxen definiert zum einen die Informationen und Datenpunkte, die an der digitalen Schnittstelle zwischen einer FNN-Steuerbox und einer steuerbaren Einheit ausgetauscht werden können, und zum anderen die anwendbaren Kommunikationsprotokolle. Zu den austauschbaren Daten zählen z. B. die Leistungsgrenzwerte für Bezug und/oder Einspeisung, Erfolgs- oder Fehlermeldungen und die aktuelle Wirkleistung der steuerbaren Einheit. Diese Daten sind auch in der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2829-6-1 „Technischer Informationsaustausch an der Schnittstelle zur Liegenschaft und den darin befindlichen Elementen der Kundenanlagen“ beschrieben. Als protokolltechnische Umsetzungsmöglichkeiten der Digitalschnittstelle führt das FNN-Lastenheft EEBUS und KNX.

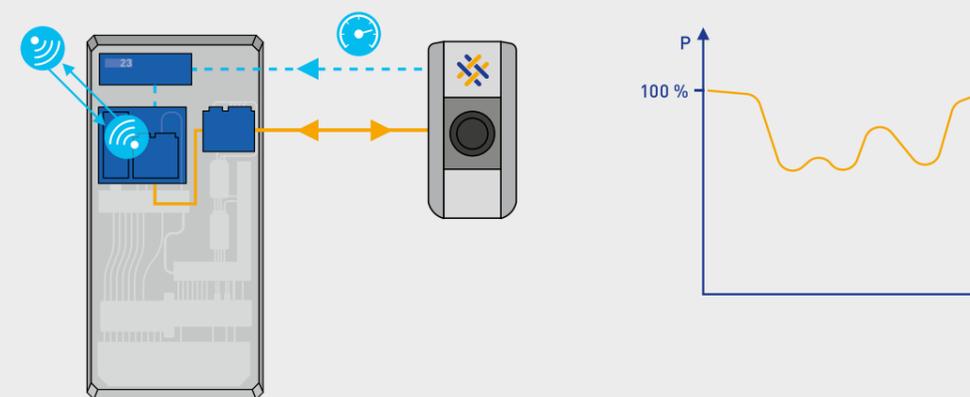


Abbildung 18: Aufbau Entwicklungsstufe 4 Steuern über eine digitale Schnittstelle

# KONFIGURATION DES LADEMANAGEMENTS UND ERGEBNISSE

**Die technische Umsetzung der Steuerung über den Smart Meter ist ein wichtiger Aspekt des intelligenten Heimpladens. Der andere ist die Konfiguration: Wie muss das Lademanagement an den jeweiligen Standorten gestaltet sein, um zeitgleich möglichst viele E-Fahrzeuge aufnehmen zu können? Natürlich immer vor dem Hintergrund, den Kund\*innen die größte Mobilitätsfreiheit bieten zu können.**

Im NETZlabor Intelligentes Heimladen wird die Variante des statischen Lademanagements verwendet. Dafür wird vorab ein Fahrplan erstellt, der zu jeder Uhrzeit eine entsprechende maximale Ladeleistung vorgibt. Dieser Fahrplan berücksichtigt unterschiedliche bekannte Einflussfaktoren, wie z. B. die installierten Lasten (Bezug und Einspeisung), die Netztopologie sowie historische Messwerte der Stromkreisbelastung.

Zunächst erfolgt eine Testphase ohne Lademanagement, um das natürliche Lade- und Lastverhalten herauszufinden. Dann wird der erste Fahrplan getestet. Anschließend werden die Zeiten des Fahrplans anhand der neuen Erkenntnisse weiter optimiert. Nach Abschluss eines Feldteststandortes wird schließlich anhand aller Messdaten und getesteten Fahrpläne zusätzlich simulativ bestimmt,

welches der ideale Fahrplan mit den optimalen Schaltzeiten für das Lademanagement an dem jeweiligen Standort ist.

Vorgabe für unseren Fahrplan ist, dass die Leistung täglich höchstens vier Stunden lang auf mindestens 50% der maximalen Ladeleistung reduziert wird. In den restlichen Zeiten steht den Feldtestteilnehmenden die volle Ladeleistung zur Verfügung. Die Rahmenbedingungen werden so gesetzt, dass immer eine Mindestleistung abgerufen werden kann, mit der das E-Fahrzeug laden kann. Es werden also keine Kund\*innen „abgeschaltet“. Außerdem wird die Ladeleistung nur für einen kleinen Teil des Tagesverlaufs reduziert. Selbst über die vier reduzierten Stunden kann ein typisches E-Fahrzeug über 100 km realistische Reichweite nachladen. Mit diesen Rahmenbedingungen wird an den fünf Standorten die Konfiguration des Lademanagements untersucht, um festzustellen, welche Einflussfaktoren hier eine Rolle spielen. Also beispielsweise das Mobilitäts- und Ladeverhalten oder die Auswirkungen auf die Stromnetzbelastung. Die Analyse dieser Einflüsse sowie die Untersuchungen des Lademanagements werden im folgenden Abschnitt beschrieben.



**Statisches Lademanagement mit Fahrplan**  
Ein statisches Lademanagement ist unabhängig von externen Faktoren. Stattdessen werden vorab in einem sogenannten Fahrplan Steuerungszeiten vorgegeben, also ein Zeitplan für die Ladeleistungen. Zu jeder Uhrzeit eines Tages wird eine entsprechende maximale Ladeleistung definiert. Die Zeiten reduzierter Ladeleistung werden so gewählt, dass sie in Zeiten liegen, in denen die Netzbelastung sonst hoch wäre, und somit ein möglicher Netzengpass vermieden wird.

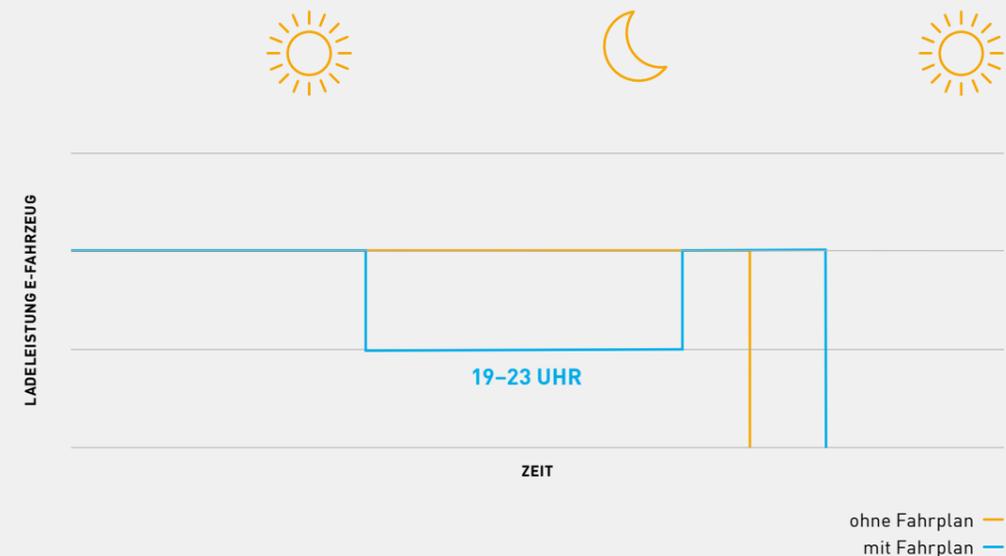


Abbildung 19: Lademanagement: Wirkungsweise eines Fahrplans auf das Laden eines E-Fahrzeugs

## Ergebnisse: Lade- und Mobilitätsverhalten

### Typisches Nutzungsverhalten

Um den Einfluss der Elektromobilität auf das Stromnetz zu betrachten, ist das Nutzungsverhalten der Projektteilnehmer\*innen ein Schlüsselaspekt. Deshalb sollten die Teilnehmenden – vom Rentner bis zum Berufspendler – so viele ihrer täglichen Strecken wie möglich mit dem Elektrofahrzeug fahren. Um ein möglichst umfassendes Bild des Fahr- und Ladeverhaltens zu erhalten, gab es keine Voraussetzungen bei der Auswahl der E-Pionier\*innen und auch keine Vorgaben zum Fahr- und Ladeverhalten. Ziel war die Erfassung eines möglichst realistischen Nutzungsverhaltens einer typischen Straße.

### Fahrverhalten

Im Durchschnitt fahren die E-Pionier\*innen im NETZlabor Intelligentes Heimpladen 1.322 km pro Monat mit dem E-Fahrzeug. Der häufigste Nutzungszweck ist der Weg zu und von der Arbeit. Die Gesamtfahrstrecke des Arbeitswegs liegt durchschnittlich bei 61 km. Darüber hinaus wird das E-Fahrzeug vor allem für Einkäufe, Besuche und Hobbys genutzt. Da die Feldversuche in großen Teilen während der Corona-Pandemie stattfanden, ist es relevant, wie repräsentativ die gefahrenen Strecken sind. Im Jahr 2019 betrug die durchschnittliche Laufleistung eines Pkw in Deutschland 1.218 km. Die durchschnittliche Fahrleistung in den NETZlabor-Standorten liegt somit etwas höher als der Mittelwert in Deutschland.



93% der E-Pionier\*innen gaben an, dass sich durch die Corona-Pandemie der Ladezeitpunkt nicht verändert hat.

### Ladeverhalten

Entscheidend für das Stromnetz sind aber nicht nur die gefahrenen Strecken, sondern insbesondere das Ladeverhalten – also zu welchen Zeiten das Fahrzeug eingesteckt wird und wann es mit welcher Ladeleistung aus dem Stromnetz lädt. 50% aller Ladevorgänge des NETZlabors finden zwischen 18 und 23 Uhr statt. Die meisten Ladevorgänge finden etwa gegen 21 Uhr statt und am häufigsten wird das Ladekabel gegen 18:30 Uhr eingesteckt. Auffallend ist hierbei, dass zwischen den verschiedenen Standorten nur sehr geringe Unterschiede bestehen. Die typischen Zeiten, zu denen geladen wird, sind zwischen den Standorten nur etwa um +/- eine Stunde zeitlich verschoben. Über alle Standorte lässt sich sagen, dass die größte Leistung aus dem Stromnetz zu den gleichen Zeiten in den Abendstunden bereitgestellt werden muss. Geladen wird in den seltensten Fällen jeden Tag, in der Regel stellt sich in etwa ein Zwei- bis Drei-Tage-Rhythmus bei den Feldtestteilnehmenden ein. Am häufigsten wird im NETZlabor am Freitag geladen. Die durchschnittliche Ladedauer beträgt knappe drei Stunden. Dabei werden im Schnitt knapp 20 kWh Energie bzw. ca. 40% der Batteriekapazität nachgeladen.

Schauen wir uns die laufenden Ladevorgänge über den Tagesverlauf an, so ist klar zu erkennen, dass in den Abendstunden am häufigsten geladen wird – sowohl wochentags (gelb) als auch am Wochenende (schwarz). Unter der Woche ist der Unterschied zwischen Tag und Abend noch stärker zu sehen. Dies ist auf die ausgeprägteren Routinen bei der Fahrzeugnutzung unter der Woche zurückzuführen, wie z. B. Ankunft und Laden zu Hause nach der Arbeit um 18 Uhr. Am Wochenende ist die Verteilung im Laufe des Tages etwas ausgeglichener. Über Nacht bis in die Morgenstunden nimmt die Anzahl der Ladevorgänge auf ein Minimum ab.

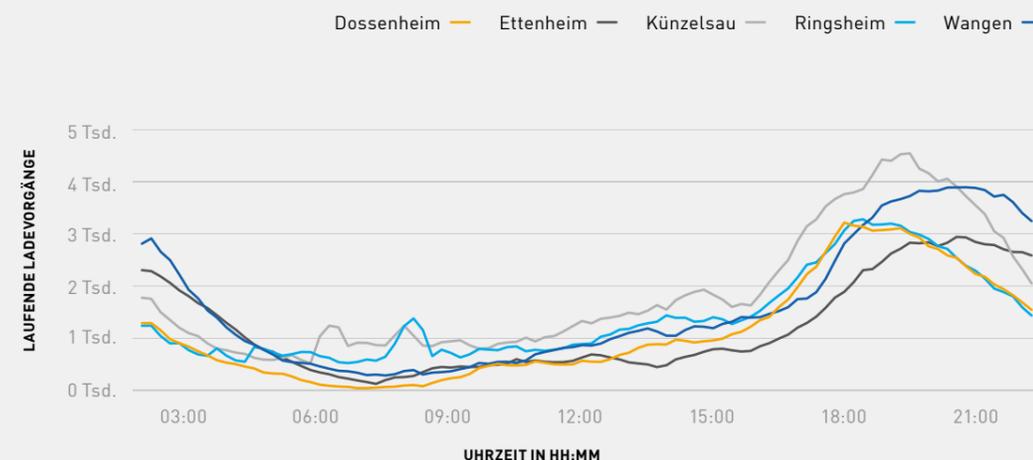


Abbildung 20: Tagesverlauf aller Ladevorgänge der Standorte nach Uhrzeit

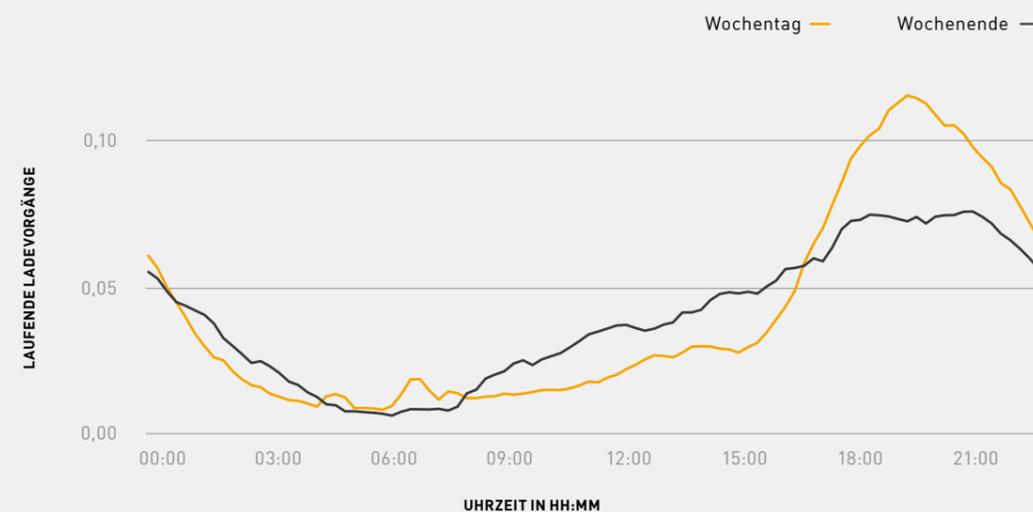


Abbildung 21: Durchschnittlicher Tagesverlauf der Ladevorgänge an Wochentag und Wochenende

### So sieht ein typischer Ladevorgang aus



**Freitag**

Tag mit den meisten Ladevorgängen



**18:30**

Das Fahrzeug wird angesteckt



**2,74 h**

Ladedauer



**18,54 kWh**

Energie wird nachgeladen



**39%**

Batteriekapazität wird nachgeladen

Abbildung 22: Die Eckdaten des typischen Ladevorgangs im NETZlabor

# WUSSTEN SIE, DASS...

Im NETZlabor wurden insgesamt ca. **390.000** elektrische Kilometer zurückgelegt. So viel wie einmal von der Erde bis zum Mond.



### Lastzuwachs und Gleichzeitigkeit

Beim Ladeverhalten sind zwar klare Muster zu sehen, das Verhalten der E-Mobilisten ist aber im Grunde sehr individuell. Deshalb lässt sich schwer für einen einzelnen Tag vorhersagen, wie viele Fahrzeuge zu welcher Zeit laden werden. Dafür soll nun der kritischste Fall betrachtet werden, also der, in dem die meisten Fahrzeuge zur gleichen Zeit laden und die höchste Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge vorliegt.

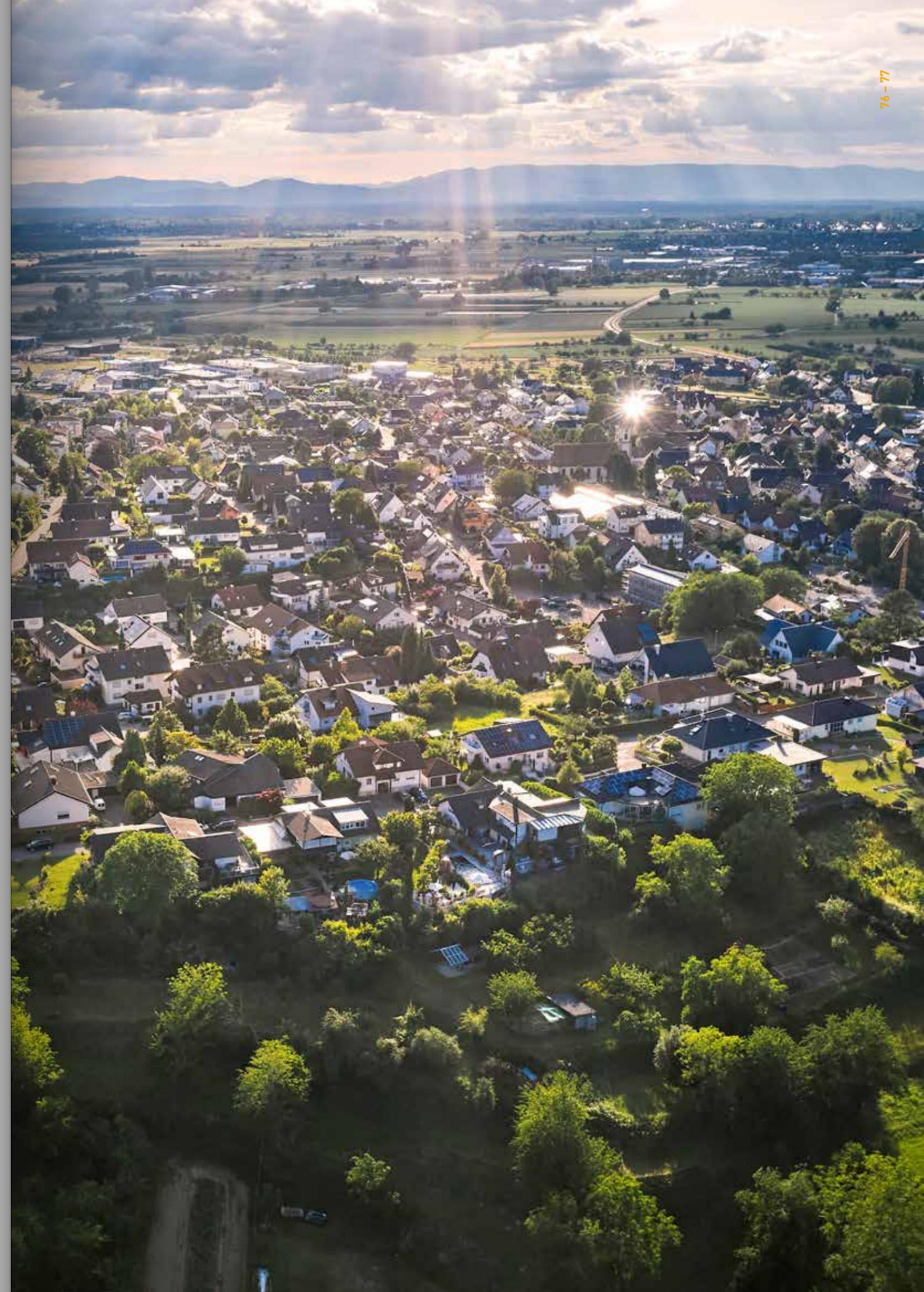
An den verschiedenen Standorten haben zu Spitzenzeiten zwischen vier und sieben Fahrzeuge gleichzeitig geladen. Diese Ergebnisse decken sich insgesamt gut mit theoretischen Untersuchungen. Dennoch gibt es einen Ausreißer am Standort Künzelsau – hier werden über einen Zeitraum von 32 Minuten sieben von acht Fahrzeugen gleichzeitig geladen. Dieser Fall trat beim natürlichen Laden nur ein einziges Mal und nur an einem Standort

auf. Auch an den anderen Standorten, an denen geringere maximale Gleichzeitigkeiten festgestellt wurden, waren diese auf wenige Stunden der gesamten NETZlabor-Laufzeit bezogen. Dennoch ist es essenziell, dass das Stromnetz auch auf diese selten auftretenden Fälle ausgelegt sein muss und dann die entsprechende Kapazität zur Verfügung stellt.

Das Potenzial, dass der steuernde Eingriff des Lademanagements bei diesen kritischsten Fällen hoher Gleichzeitigkeiten bietet, ist riesig groß. Daher lohnt sich hier eine intelligente Steuerung der Ladeleistung – um Spitzenlasten zu reduzieren und mehr E-Fahrzeuge ins bestehende Stromnetz zu integrieren.

Standort	Ettenheim	Dossenheim	Ringsheim	Künzelsau	Wangen i. A.
Anzahl Fahrzeuge	6	7	8	8	8
Maximale Gleichzeitigkeit	4	4	4	7	4

Abbildung 23: Maximale Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge in den verschiedenen Standorten



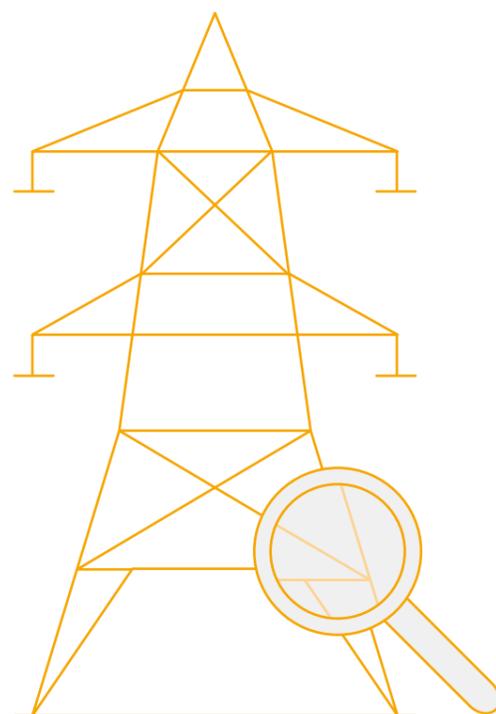
# ERGEBNISSE: AUSWIRKUNGEN AUF DAS STROMNETZ

## Betrachtung des Stromnetzes ohne Elektrofahrzeuge.

Um die Auswirkungen auf das Stromnetz analysieren zu können, wird zunächst der Stromkreis ohne Elektromobilität betrachtet. Für die Versorgungssicherheit des Stromnetzes bei hinzukommenden Elektrofahrzeugen sind insbesondere zwei Faktoren entscheidend:

Erstens die maximale Belastung des Stromkreises, also welche maximale Leistung bzw. welcher maximale Strom über das Kabel fließt. Und zweitens die minimale Spannung am Ende des Stranges. Bei den Standorten des NETZlabors Intelligentes Heimladen hat sich gezeigt, dass die Belastung der Stromkreise der dimensionierende Faktor ist.

Die Spannungshaltung war an den Standorten weniger kritisch als die Auslastung der Betriebsmittel. Aus dem NETZlabor E-Mobility-Chaussee ging bereits hervor, dass die Auslastung zur Dimensionierung im Kontext der Elektromobilität bei typischen Stromkreislängen im Netzgebiet der Netze BW genutzt werden kann. Da die Stromkreislängen im NETZlabor Intelligentes Heimladen geringer waren als bei der E-Mobility-Chaussee, ist auch die Spannungshaltung bei der Dimensionierung ein geringerer Faktor.



Aus diesem Grund sollen die Erkenntnisse aus dem NETZlabor Intelligentes Heimladen anhand der Auslastung der Stromkreise aufgezeigt werden. Hierfür wird die durchschnittliche Belastung der Stromkreise über den Tagesverlauf (24 Stunden) betrachtet. Die Einflüsse von PV-Anlagen und Nachtspeicherheizungen hatten wir bereits erwähnt: Die PV-Anlagen sorgen für eine hohe Einspeiseleistung zur Mittagszeit, die Nachtspeicherheizungen für hohe Lasten in den späten Abendstunden. Ohne Nachtspeicherheizungen liegen die höchsten Auslastungen etwa zwischen 18 und 21 Uhr. Im Standort Ettenheim liegt die höchste durchschnittliche Auslastung nach etwa 22 Uhr – direkt nach den Schaltzeiten der Nachtspeicherheizungen. Anhand der Auslastungen der Standorte lassen sich bereits erste

Schlussfolgerungen treffen. Eine große Anzahl von PV-Anlagen hat auf den Zuwachs der Lasten durch E-Fahrzeuge nur einen Einfluss, wenn diese tagsüber laden.

Da der kritischste Fall die Abendstunden betrifft und dort keine oder nur eine geringe Einspeiseleistung vorhanden ist, ist kein großer Einfluss auf die maximalen Lasten zu vermuten. Auf der anderen Seite sehen wir, dass Wärmestromanlagen, wie z. B. Nachtspeicherheizungen, sehr wohl einen großen Einfluss auf die maximalen Lasten haben, insbesondere wenn sie in den Abendstunden genutzt werden. Da Wärmestromanlagen in der kalten Jahreszeit ihren größten Leistungsbezug haben, ist bei einem Stromkreis mit vielen solcher Anlagen, wie z. B. in Ettenheim, der Winter also der kritischste Auslegungsfall.

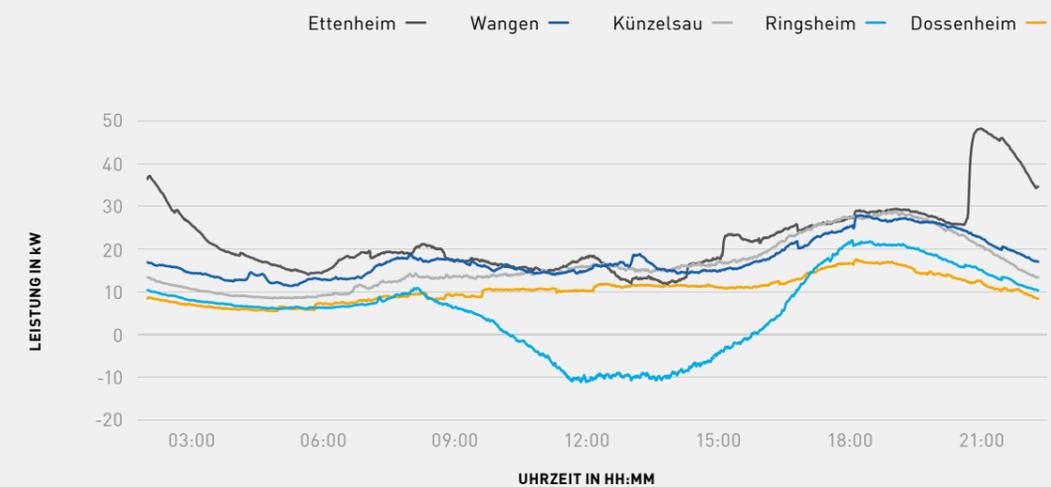


Abbildung 24: Durchschnittliche Auslastung der Stromkreise an den verschiedenen Standorten über den Tagesverlauf

## Betrachtung des Stromnetzes mit Elektrofahrzeugen

Da die meisten E-Fahrzeuge in den Abendstunden laden, summieren sich hier die üblichen Lasten des Stromkreises, wie z. B. Haushaltslasten, mit denen der E-Fahrzeuge. Auf den ersten Blick scheint der Einfluss der ladenden E-Fahrzeuge gar nicht so groß, denn im Durchschnitt bleiben die Zeiten, in denen eine hohe Belastung des Stromkreises herrscht, identisch.

Die Elektrofahrzeuge haben übergreifend auch „nur“ einen Anteil von etwas weniger als 20% an der Gesamtlast. Die restlichen 80% werden von den sonstigen Lasten der angeschlossenen Haushalte verursacht. Die 20% erscheinen im Vergleich niedrig und man könnte daher meinen, Elektroautos würden für das Stromnetz gar kein Problem darstellen.

Betrachtet man jedoch die Zeiten der höchsten Netzauslastung, also die Spitzenlastfälle, zeigt sich ein anderes Bild. Unsere Untersuchungen zeigen, dass in den Fällen der höchsten Belastungen E-Fahrzeuge die Spitzenlast um etwa 100% erhöhen (Anteil E-Autos an Spitzenlast 44%). Das heißt, dass ein sehr hoher Anteil der Belastung im Stromkreis im kritischsten Fall von den E-Fahrzeugen stammt.

Elektromobilität ist also ein großer Treiber von Lastspitzen. Durch eine gezielte Steuerung der Ladeleistung können genau diese Lastspitzen erheblich reduziert werden. Dazu betrachten und analysieren wir im nächsten Schritt die Fahrpläne des Lademanagements.

### DURCHSCHNITT

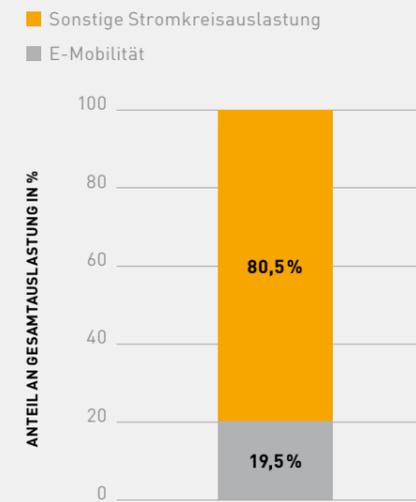


Abbildung 25: Lastanteil der E-Mobilität an der durchschnittlichen Auslastung

### SPITZENLASTEN

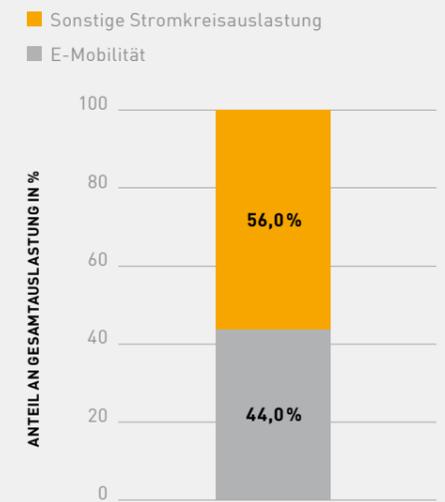
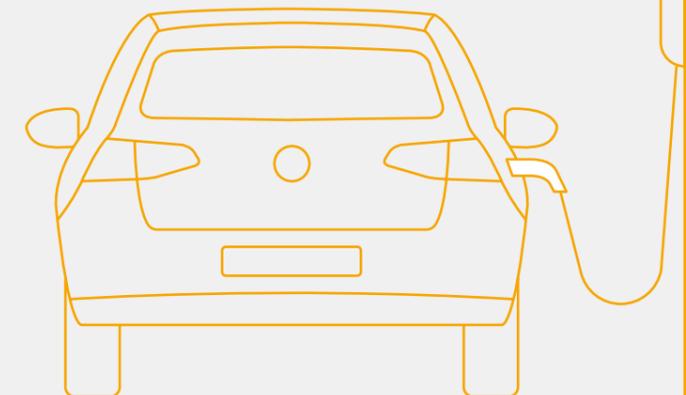


Abbildung 26: Lastanteil der E-Mobilität bei Spitzenlasten



**Um den Fahrplan für das Lademanagement erfolgreich konfigurieren zu können, orientieren wir uns an den beiden entscheidenden Einflussfaktoren, die bereits im Kapitel 05 „Konfiguration des Lademanagements“ beschrieben sind: das Ladeverhalten der E-Fahrzeuge und die Stromkreisbelastung durch die typischen Haushaltslasten.**

Die Konfiguration der Zeiten für das Lademanagement findet für jeden Standort individuell statt. Der Vorgang wird exemplarisch am Standort Wangen im Allgäu aufgezeigt.

#### **Einflussfaktoren des Lademanagements**

Um die beiden Einflussfaktoren Ladeverhalten und Stromkreisauslastung genauer zu untersuchen, nutzen wir die Werte der Testphase „freies Laden“ (siehe Infobox), die an jedem der NETZlabor-Standorte zu Beginn des Feldtests feststanden. Hier konnten die E-Pionier\*innen ihre E-Fahrzeuge ohne Einschränkung der Ladeleistung aufladen. Diese Ladedaten wurden von uns ausgewertet, um herauszufinden, zu welchen Zeiten die meisten E-Fahrzeuge laden und wann entsprechend ein Reduktionsfenster sinnvoll wäre, um eine Belastung durch hohe Gleichzeitigkeiten der Ladevorgänge zu vermeiden.

Neben dem Einfluss der Ladevorgänge selbst ist es entscheidend, wann die sonstigen Lasten der Haushalte im Stromkreis beispielsweise durch Haushaltsgeräte hoch sind, zu denen die Ladevorgänge dann noch hinzukommen. Um den Einfluss der Stromkreisauslastung zu untersuchen, wurden Messdaten von vor dem Feldtestbeginn (also auch vor der Testphase) ausgewertet. Da hier noch keine E-Fahrzeuge ausgegeben waren, wurde die Lastspitze ohne E-Fahrzeuge beobachtet.

Auf Basis der Betrachtung des Ladeverhaltens (Auslastung durch E-Fahrzeuge) und der Betrachtung des Stromkreises ohne E-Fahrzeuge (Auslastung durch sonstige Haushaltslasten) wurde entschieden und analysiert, in welchem Zeitraum die Netzauslastung durch das Lademanagement reduziert werden kann. Der zu erstellende Fahrplan sollte maximal vier Stunden lang aktiv sein und dabei die Ladeleistung nicht unter die Mindestleistung von 5,5 kW reduzieren – also 50 % der maximalen Wallbox-Leistung von 11 kW. Somit würde garantiert, dass zu jeder Zeit eine Ladung des E-Fahrzeugs möglich ist.

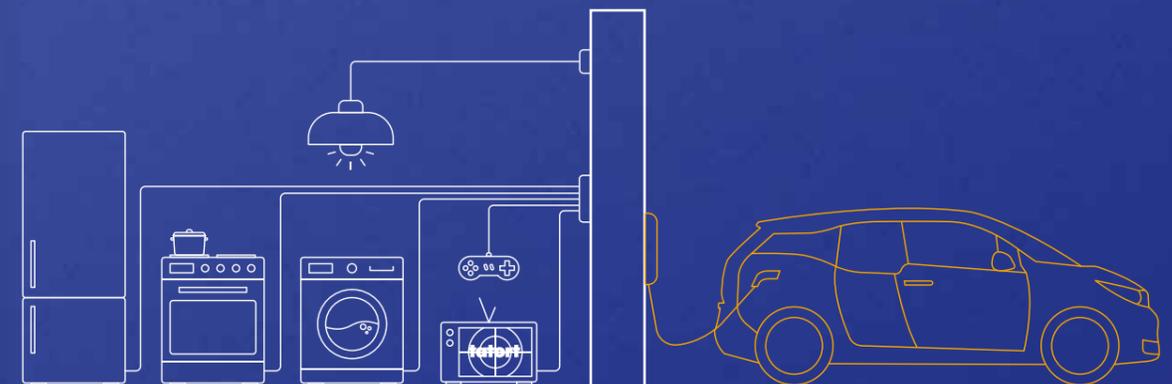


#### **Testphase freies Laden**

Während dieser Testphase zum Start des NETZlabors wurde an der Wallbox für alle E-Fahrzeuge die volle Ladeleistung freigegeben. In dieser Testphase wurde über einen längeren Zeitraum analysiert, wie sich die E-Pionier\*innen im natürlichen Fall beim Laden verhalten, um daraus Schlüsse und Vergleichsmöglichkeiten für den Zeitraum des NETZlabors ableiten zu können.

# WUSSTEN SIE, DASS...

Über die Laufzeit des NETZlabors wurden insgesamt ca. 80.000 kWh Energie in die E-Fahrzeuge geladen. Ein typischer Haushalt kann damit ca. 23 Jahre lang mit Strom versorgt werden.



**Einflussfaktor Stromkreisauslastung:**

In Abbildung 28 sieht man die Belastung des Stromkreises ohne E-Fahrzeuge im Tagesverlauf. In den Abendstunden ist die höchste Auslastung zu beobachten – die höchste durchschnittliche Last mit 40 kW tritt gegen 19 Uhr auf. Für die Konfiguration des Fahrplans soll ein Zeitfenster von vier Stunden definiert werden. Aus dem Schaubild ergibt sich, dass der Stromkreis im Zeitfenster zwischen 18 und 22 Uhr die höchste Auslastung hat.

**Zeitfenster Stromkreisauslastung:  
18:00 – 22:00 Uhr**

**Einflussfaktor Ladeverhalten:**

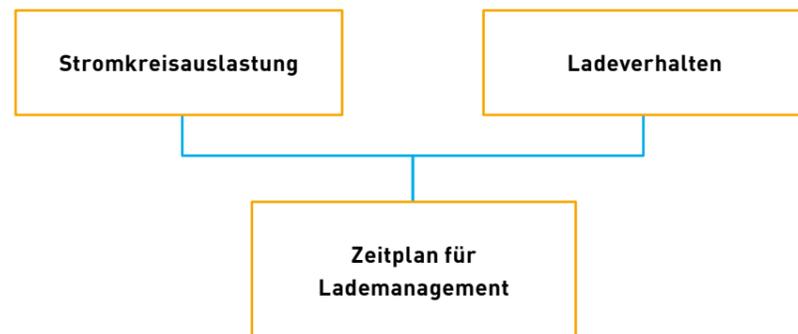
Abbildung 29 zeigt die Ladezeitpunkte der E-Fahrzeuge wochentags. Zugrunde liegen die Messdaten der Testphase „freies Laden“, in der dauerhaft mit voller Ladeleistung geladen wurde. Ergebnis: Die meisten Ladevorgänge finden in den Abendstunden zwischen 20 und 24 Uhr statt.

**Zeitfenster Ladeverhalten: 20:00 – 24:00**

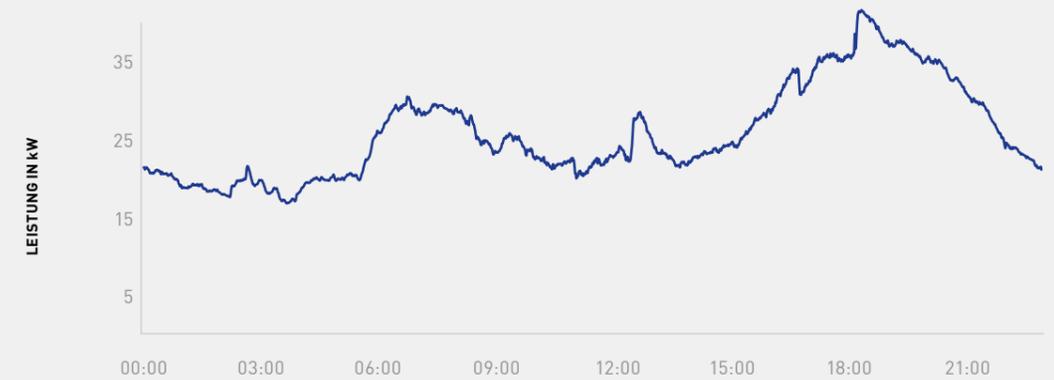
**Fahrplanerstellung anhand Ladeverhalten und Stromkreisauslastung:**

Anhand der Erkenntnisse zu Ladezeiten (20 bis 24 Uhr) und Stromkreisauslastung (18 bis 22 Uhr) wird nun ein Fahrplan definiert, bei dem beide Einflussfaktoren gleichermaßen gewichtet werden. Das Ergebnis ist ein Zeitfenster von 19 bis 23 Uhr, in dem die Ladeleistung auf die bereits erwähnten 50% reduziert wird.

**Zeitfenster Stromkreisauslastung und Ladeverhalten: 19:00 – 23:00 Uhr**



**Abbildung 27:** Ablauf der Zeitplanerstellung für das Lademanagement



**Abbildung 28:** Durchschnittliche Stromkreisauslastung im Tagesverlauf (Wagen ohne E-Fahrzeuge)



**Abbildung 29:** Durchschnittliche Häufigkeit der Ladevorgänge im Tagesverlauf (Wagen)

## Wirksamkeit des Fahrplans

**Um die Wirksamkeit des definierten Fahrplans zu betrachten, analysieren wir rückwirkend den Tag mit der höchsten Auslastung, da dieser der dimensionierende Fall für den Stromkreis ist. An diesem Tag laden am Standort Wangen vier der acht Fahrzeuge gleichzeitig.**

Im Schaubild sieht man den Bereich der Abendstunden von 17 bis 24 Uhr, da hier die Auslastung am größten ist. Die schwarze Kurve beschreibt die Haushaltslasten, also die Belastung des Stromkreises ohne Elektromobilität. Diese Kurve hat ihr Maximum mit 40 kW kurz nach 19 Uhr.

Werden die ladenden Elektrofahrzeuge in der Straße mit dazugerechnet, ergibt sich in der Testphase „freies Laden“, also mit 100 % freigegebener Ladeleistung, in Summe die blaue Kurve. Die höchste Last mit 67 kW entsteht hier zwischen 19 und 19.30 Uhr.

Greift nun der Fahrplan, indem er die maximale Ladeleistung der E-Fahrzeuge auf 50 % reduziert, so ergibt sich die gelbe Kurve. Die Reduktion geschieht im Zeitraum zwischen 19 und 23 Uhr. Die in dieser Zeit ladenden Elektrofahrzeuge haben einen geringeren Beitrag zur Auslastung des Stromnetzes, benötigen allerdings etwas länger, um zu laden. Deutlich sichtbar ist, dass zwischen 19 und 23 Uhr die Netzbelastung erheblich reduziert wird – die auftretende Lastspitze der blauen Kurve wird geglättet.

Die gelbe Kurve hat ihr Maximum nun um 23 Uhr, wenn die Fahrzeuge wieder mit voller Leistung laden, allerdings ist dieses Maximum (53 kW) geringer als in der blauen Kurve. Die maximale Auslastung konnte um 14 kW, bzw. 21 % reduziert werden. Durch die Reduktion der Ladeleistung ergibt sich eine Verlängerung des Ladevorgangs – die Fahrzeuge laden die Energie zu einem späteren Zeitpunkt nach.

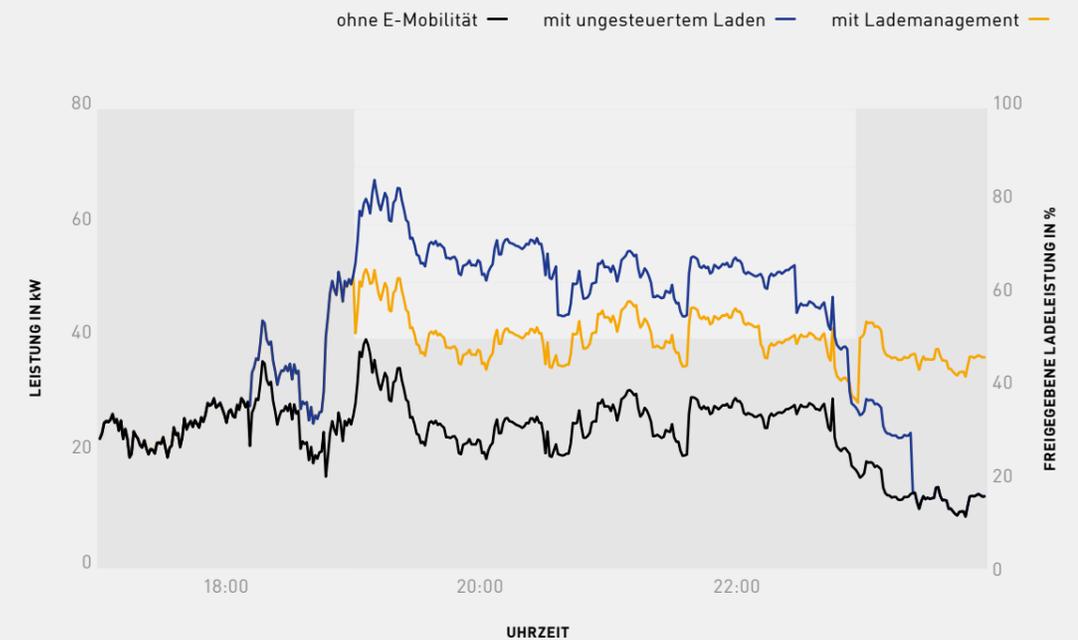


Abbildung 30: Einsatz von Lademanagement zur Reduktion von Lastspitzen in der Stromkreisauslastung

## Fahrplanermittlung: Validierung am idealen Fahrplan

**Nachdem die Fahrpläne zunächst nur anhand von historischen Messdaten und Ladevorgängen ermittelt wurden, sollen sie nun validiert werden. Dafür vergleichen wir die Fahrpläne mit dem tatsächlichen idealen Fahrplan.**

Um diesen jeweils idealen Fahrplan zu ermitteln, werden verschiedene Fahrplanzeiten simuliert und mit der Variante ohne Lademanagement (aus dem „freien Laden“) verglichen. Anhand der im NETZlabor aufgenommenen Ladevorgänge und Stromkreisauslastungen können die Auswirkungen der verschiedenen Fahrpläne mit jeweils vier Stunden Reduktion auf 50 % zum Ende der Testphase zusätzlich simuliert werden. So können wir schließlich den bestmöglichen Fahrplan ermitteln.

Damit die Auswirkung der Fahrpläne quantitativ bestimmt werden kann, definieren wir einen Schwellenwert der Stromkreisauslastung. Wir setzen ihn auf 40 % der im ungesteuerten Fall maximal gemessenen Abgangsbelastung am jeweiligen Standort. Der Schwellenwert als Vergleichskriterium unterteilt unsere Auslastung in einen Hochlastbereich oberhalb und einen Niedriglastbereich unterhalb des Schwellwertes. Für die Analyse betrachten wir, wie viele Stunden die Auslastung des Stromkreises im Hochlastbereich liegt. Anhand der Dauer der Überschreitungen kann dann der Fahrplan konfiguriert werden. Je geringer die Überschreitungsdauer, desto besser der Fahrplan.

### Fahrplanermittlung NETZlabor Wangen

Um den bestmöglichen Fahrplan zu ermitteln, werden die simulierten Fahrpläne (mit je vier Stunden Reduktionszeit) mit Reduktionsfenstern im Bereich von 14 Uhr bis 1 Uhr am Folgetag in 30-Minuten-Abständen analysiert und mit dem freien Laden verglichen.

Der blaue Balken der Grafik zeigt das freie Laden – unsere Basis. Ein optimaler Fahrplan hätte demnach eine größtmögliche Reduktion im Vergleich zu den 100 % des freien Ladens. Im Zeitraum von 18:30 bis 22:30 Uhr ergibt sich eine Reduktion um 55 % im Vergleich zum freien Laden, also eine Reduktion um mehr als die Hälfte. Die Fahrpläne, die eine halbe Stunde früher oder später (um 18 bzw. 19 Uhr) starten, weisen eine ähnlich gute Reduktion auf. Je weiter die Zeitfenster von dieser Kernzeit entfernt liegen, desto geringer ist die Reduktion. Ein schlecht gewähltes Zeitfenster, z. B. 14 bis 18 Uhr, kann sogar zu einer Erhöhung der Stromkreisbelastung führen. Dies liegt daran, dass in den kritischen Abendstunden die Ladeleistung nicht reduziert wird. Durch die Leistungsreduktion in den vorangegangenen Stunden verlängern sich jedoch die nicht abgeschlossenen Ladevorgänge noch in die Abendstunden hinein, was insgesamt zu einer Zunahme der Belastung führt. Der rechnerisch ideale Fahrplan für Wangen hat somit ein Reduktionsfenster von 18:30 bis 22:30 Uhr.

**Fazit:** Die Auswahl der genauen Zeitfenster eines Fahrplans ist sehr wichtig für seine netzdienliche Wirkung. Die genaue Auswahl der Steuerungszeiten ist hierbei essenziell. Schlecht gewählte Zeitfenster können sogar zu einer Erhöhung der Stromkreisbelastung führen.

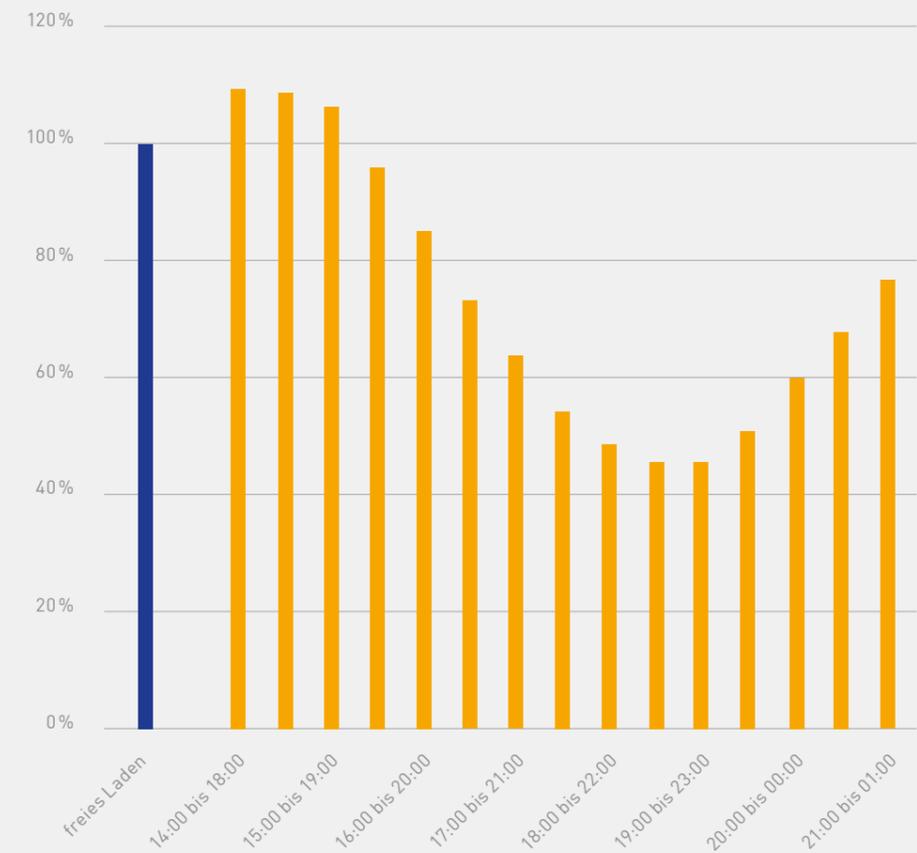


Abbildung 31: Reduktionspotenzial verschiedener Fahrplanzeiten im Vergleich zum freien Laden

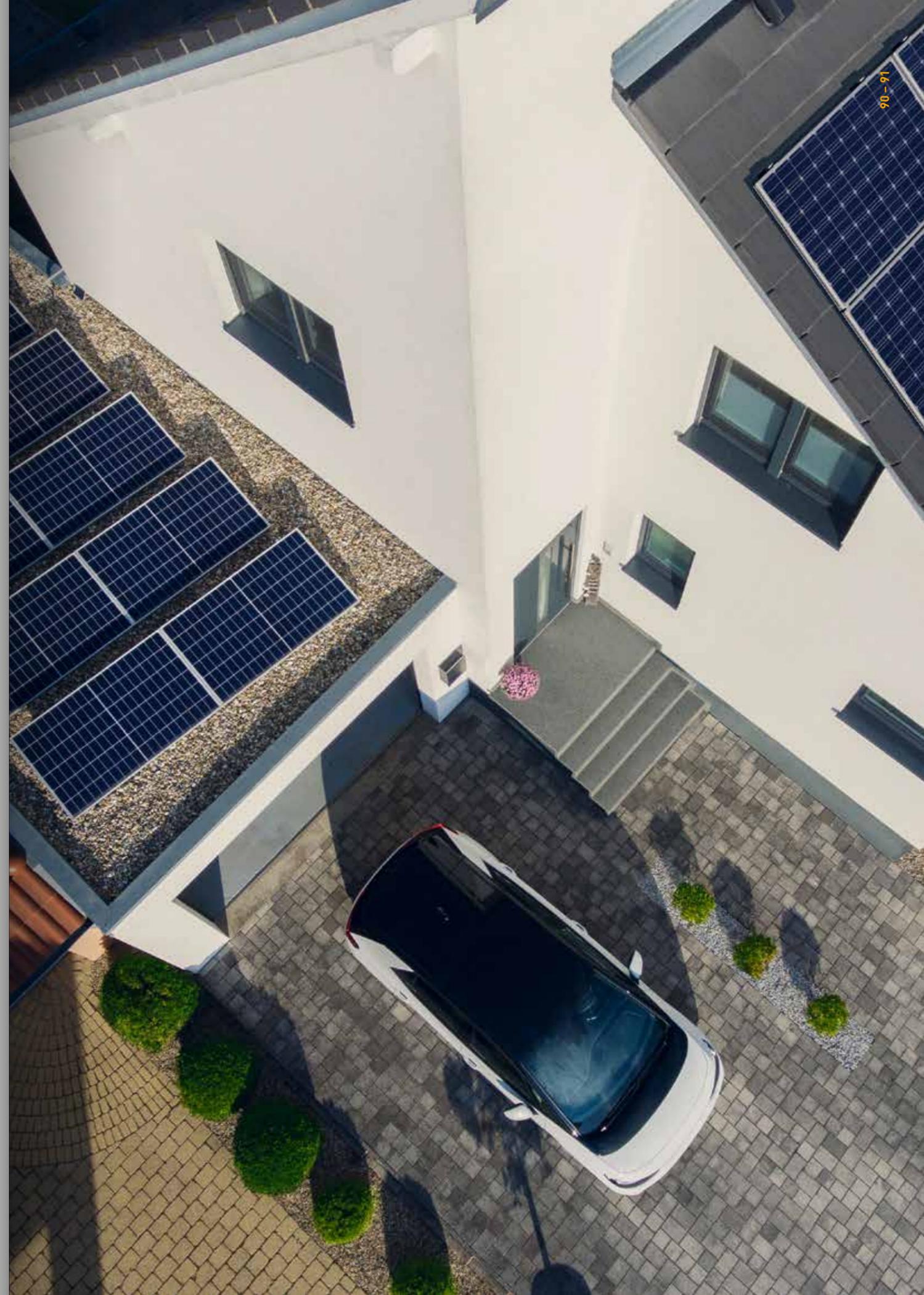
### **Ergebnisüberprüfung Realer Fahrplan vs. rechnerisch idealer Fahrplan**

Unser aus Messdaten ermittelter Fahrplan auf Basis von Stromkreisauslastung und Ladeverhalten mit einem Reduktionsfenster von 19 bis 23 Uhr ist nahezu genauso gut wie der individuell ermittelte Fahrplan von 18:30 bis 22:30 Uhr. Die Abweichung vom idealen Fahrplan beträgt nur wenige Prozentpunkte. Der anhand der realen Messwerte ausgewählte Fahrplan trifft somit den rechnerisch idealen Fahrplan nahezu perfekt.

### **Fahrplanerstellung anhand historischer Messwerte**

Selbst ohne Kenntnis über die Ladezeiten der Fahrzeuge liegt die Fahrplanauswahl also sehr nah am idealen Fahrplan, der nur 30 Minuten später anfangen würde. Warum ist diese Feststellung so wichtig? Weil wir in einer produktiven Anwendung von netzdienlichem Lademanagement nicht davon ausgehen können, dass uns genaue Ladedaten der E-Fahrzeuge vorliegen.

Am Beispiel des Standortes Wangen im Allgäu konnte also gezeigt werden, dass eine systematische Fahrplanerstellung anhand historischer Messdaten – sprich Auslastung des Stromkreises und Ladeverhalten – sehr gut möglich ist und dieser erstellte Fahrplan nahezu perfekt das ideale Reduktionszeitfenster trifft.



# Analyse aller Standorte

**Das exemplarische Vorgehen für Wangen wurde analog für alle weiteren Standorte durchgeführt. Im Folgenden betrachten wir die als ideal errechneten Fahrplanzeiten aller fünf Standorte in einer zusammengefassten Auswertung.**

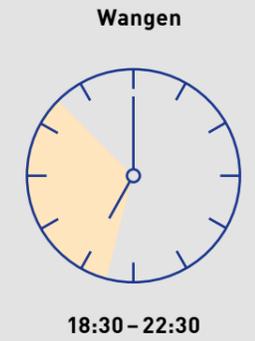
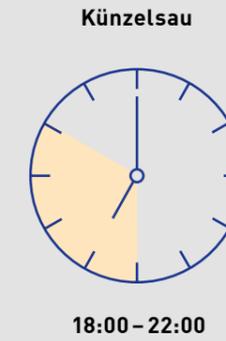
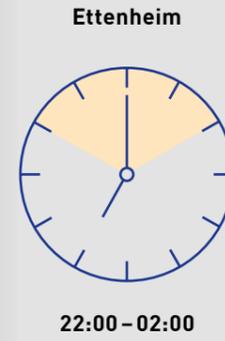
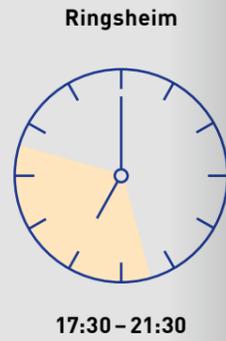
Für die fünf Standorte ergibt sich jeweils ein ideales Reduktionsfenster des Zeitplans. Eine Ausnahme stellt Ettenheim dar – doch zunächst zu den anderen NETZlabor-Standorten: Dort sehen wir, dass die idealen Reduktionsfenster der Fahrpläne alle nur maximal 30 Minuten von der Kernzeit 18 bis 22 Uhr versetzt sind. Die typischen und für uns daher optimalen Steuerfenster liegen demnach im Gesamtbereich zwischen 17:30 und 22:30 Uhr. In Ettenheim ist dies nicht der Fall. Aufgrund der dort installierten Nachtspeicherheizungen weicht der Standort vom typischen Verlauf der Stromkreisauslastung ab. Im Schaubild ist zu sehen, dass wir nach 22 Uhr einen starken Anstieg der Stromkreisbelastung haben. Dies liegt an den Freigabezeiten der Nachtspeicherheizungen, die zu dieser Zeit Strom aus dem Netz beziehen.

Sind im Netz starke Verbraucher wie Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen vorhanden, die sehr spezifische und besonders hohe Lastspitzen haben, muss der Fahrplan auf diese Zeiten abgestimmt werden. Nachtspeicherheizungen schalten sich typischerweise in den späten Abendstunden ein, um über die Nacht ihre Leistung zu beziehen. Kommen nun E-Fahrzeuge hinzu, die ebenfalls in den späten Abendstunden laden, ist die Wahrscheinlichkeit sehr hoch, dass sich diese Lastspitzen überlagern. Durch eine Anpassung an die Schaltzeiten, wie im Fall Ettenheim ein Reduktionsfenster von 22 bis 2 Uhr, kann die Belastung deutlich reduziert werden.



**Abbildung 32:** Durchschnittliche Auslastung des Stromkreises (ohne E-Mobilität) im Tagesverlauf (Ettenheim)

## DIE IDEALEN FAHRPLANZEITEN DER JEWELIGEN STANDORTE



### Betrachtung des Reduktionspotenzials für Lastspitzen

Um das Reduktionspotenzial noch detaillierter zu betrachten, ist es wichtig, zu analysieren, wie stark die maximalen E-Mobilitäts-Lastspitzen an den jeweiligen Standorten reduziert werden konnten.

Die maximale Lastspitze ist der dimensionierende Faktor für die Kapazität im Stromnetz. Je stärker man den Beitrag von E-Mobilität zu dieser Lastspitze reduzieren kann, desto besser. Der theoretisch maximal mögliche Reduktionswert bei vollständig gleichzeitigem Laden liegt bei 50%, da die Reduktion der maximalen Ladeleistung jeder Wallbox bei 50% liegt. Je nach Unterschieden in der sonstigen Stromkreisbelastung oder Unterschieden in den Ladezeiten kann dieser Reduktionswert jedoch geringer sein.

Die Auswertung des Reduktionspotenzials (s. Abbildung 34) von E-Mobilitäts-Lastspitzen zeigt: Lastspitzen der Elektromobilität können je nach Standort um 30–50% reduziert werden. Je vorhersagbarer und gleichmäßiger ein Standort ist, z. B. durch Konstanten wie die Nachtspeicherheizungen in Ettenheim oder eine geringe Auslastung in Dossenheim, desto besser gelingt die Reduktion der Lastspitzen. In allen Fällen ist eine deutliche Lastspitzenreduktion durch das Lademanagement zu sehen.

Für die Standorte soll nun das Reduktionspotenzial durch das Lademanagement im Vergleich zum ungesteuerten Laden betrachtet werden. Die Tabelle in Abbildung 33 zeigt, dass die Hochlastzeiten in Dossenheim, Ringsheim, Künzelsau und Wangen um 55–64% reduziert werden konnten – eine erhebliche Verschiebung der Energie von Hochlast – in Niedriglastzeiten. Das Lademanagement hat hier einen sichtbar positiven Effekt auf die Stromkreisauslastung. Ausnahme bleibt auch hier der Standort Ettenheim, da durch die Nachtspeicherheizungen auch ohne E-Mobilität bereits hohe Lasten vorherrschen. Diese Lastspitzen lassen sich durch Lademanagement nicht weiter reduzieren.

**Fazit:** Die Analyse der verschiedenen Standorte zeigt: Jeder Netzabschnitt muss individuell betrachtet werden. Es gibt zwar keinen einheitlichen Fahrplan für das gesamte Netz, trotzdem lassen sich klare Muster anhand der verschiedenen Netz-situationen finden. In den Abendstunden besteht das größte Potenzial für Lademanagement.

### Alternative Fahrplanerstellung anhand historischer Messdaten

In der Realität außerhalb der NETZlabore liegen dem Netzbetreiber zwar keine derart präzisen Messdaten der Ladevorgänge vor – aber die Lastgangsdaten können zur Verfügung stehen. Wie gut diese geeignet sind, um einen möglichst optimalen Fahrplan zu erstellen, zeigt die Betrachtung in Abbildung 35.

In der Tabelle sind für die jeweiligen Standorte die Fahrplanzeiten dargestellt, die aus historischen Lastgangsdaten erstellt wurden. Ihnen wurden die idealen Reduktionszeiten gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass die allein anhand historischer Lastgangsdaten erstellten Fahrpläne eine Abweichung zum optimalen Fahrplan von höchstens 30 Minuten haben und ihn teilweise sogar perfekt treffen. Der ideale Fahrplan liegt tendenziell etwas später als der Fahrplan anhand des Lastgangs, da die typischen Ladezeiten ihr Maximum später haben als das Maximum der Stromkreisauslastung (Ausnahme: Ettenheim, dort wurde der ideale Fahrplan genau getroffen).

Warum ist die Fahrplanerstellung anhand von Lastgangsdaten so relevant? Weil sie für das zukünftige Steuern die Basis darstellen wird. Ein Netzbetreiber kann so Messtechnik in die betroffene Umspannstation einbauen bzw. Messdaten von bereits verbauter Messtechnik nutzen und anhand dieser den Fahrplan für das optimale Lademanagement erstellen. Ein idealer Fahrplan für ein standortspezifisches Lademanagement kann also auch ohne die Ladedaten erstellt werden.

	Dossenheim	Ettenheim	Ringsheim	Künzelsau	Wangen
<b>Reduktionspotenzial in %</b>	60,6	6,7	63,3	63,0	54,6

Abbildung 33: Reduktionspotenzial der Zeit im Hochlastbereich für die verschiedenen Standorte

	Dossenheim	Ettenheim	Ringsheim	Künzelsau	Wangen
<b>Reduktionspotenzial in %</b>	48,6	47,2	38,5	47,1	30,1

Abbildung 34: Reduktionspotenzial der E-Mobilitäts-Lastspitzen für die verschiedenen Standorte

	Dossenheim	Ettenheim	Ringsheim	Künzelsau	Wangen
<b>Nur Lastgang</b>	17:30 – 21:30	22:00 – 02:00	18:00 – 22:00	17:30 – 21:30	18:00 – 22:00
<b>Idealer Fahrplan</b>	17.45 – 21.45	22:00 – 02:00	17:30 – 21:30	18:00 – 22:00	18:30 – 22:30

Abbildung 35: Fahrplanzeiten anhand historischer Lastgangsdaten im Vergleich zum idealen Fahrplan

# 07

## DAS FEEDBACK UNSERER E-PIONIER\*INNEN

**Eine Reduktion der Netzbelastung bringt nur dann etwas, wenn die Mobilität der Kund\*innen dadurch nicht eingeschränkt wird.**

Exakt darauf ist unsere Lösung des statischen Lademanagements angelegt: Das durchschnittliche E-Auto lädt in der Regel nur 2,7 Stunden, steht nachts im Schnitt aber 9,8 Stunden. Durch das Lademanagement verlängert sich die Ladezeit im Durchschnitt nur um rund 30 Minuten, also weniger als 20% der Ladedauer. So ist der Eingriff in den Ladekomfort extrem gering und es ist ausreichend Zeit für eine Vollladung vorhanden. Das spiegeln uns auch unsere Kund\*innen wider.

**Fazit:** Eine mittlere Ladezeitverlängerung von nur 30 Minuten ermöglicht die sofortige netzseitige Versorgung und Integration von mehr E-Fahrzeugen im örtlichen Stromnetz. Und das ohne Einschränkung der Kund\*innen.



# 65 % haben den Eingriff gar nicht bemerkt

**100 %**  
**fühlten sich nicht  
eingeschränkt und  
konnten ihr E-Auto  
problemlos vollladen**



## Was passiert im „Worst Case“?

Im NETZlabor wurden das Stromnetz und die darin ladenden Fahrzeuge im realen Betrieb und unter realistischen Bedingungen betrachtet. Die E-Fahrzeuge wurden dabei jedoch nie unter normalen Bedingungen alle zur gleichen Zeit geladen – der anspruchsvollste Fall für das Stromnetz. Um diesen „Worst Case“ zu betrachten, haben wir an allen Standorten einen sogenannten Stresstest durchgeführt. Die Ergebnisse daraus beleuchten wir hier exemplarisch anhand des Standorts Künzelsau.

Als Voraussetzung des gleichzeitigen Ladens haben alle unsere E-Pionier\*innen ihre E-Fahrzeuge bereits vor dem Stresstest so leer gefahren, dass das Fahrzeug ausreichend lange laden muss, bis es voll ist. Die insgesamt acht E-Fahrzeuge werden ladebereit positioniert, damit sie zeitgleich um 17:30 Uhr angesteckt werden können. Die Fahrzeuge bleiben dann mindestens eine Stunde angesteckt und laden. Etwas später können die E-Pionier\*innen dann selbst entscheiden, ob sie das E-Fahrzeug weiterladen oder abstecken möchten.

Um den Einfluss der gleichzeitigen Ladevorgänge zu betrachten, analysieren wir die Belastung des Stromkabels im Netzabschnitt. Hierzu wird die Stromstärke der einzelnen Phasen betrachtet. Jede Phase des Stromkabels ist am Stromkreis des NETZlabors mit 250 Ampere (A) abgesichert. Diese Grenze soll natürlich nicht erreicht werden, damit der Leitungsschutz in der Umspannstation nicht ausgelöst wird.

Das Schaubild zeigt, dass das Kabel am stärksten in der Phase direkt nach dem Einstecken um 17:30 Uhr belastet ist. Der maximale Strom auf L2 liegt bei 140A, also 56% der Sicherungsgrenze. Anschließend sinkt die Stromstärke wieder, da Autos abgesteckt, bzw. voll geladen sind oder zum Ende des Ladevorgangs hin mit einer reduzierten Leistung geladen werden.

In allen drei Phasen steigt der Strom schlagartig um 17:30 Uhr an. Der Anstieg liegt bei ca. 90–100A, die allein durch die E-Fahrzeuge verursacht werden. Betrachtet man die einzelnen Phasen, so fällt auf, dass L2 stärker belastet ist als L1 und L3. Das kommt daher, dass die zweiphasig ladenden e-Golfs auf L1 und L2 bzw. auf L2 und L3 angeschlossen sind. So laden insgesamt mehr e-Golfs auf L2 als auf L1 und L3. Dieser Unterschied ist in der Höhe der Stromstärke zu sehen, die bei L2 im Maximum etwa 30A höher liegt als auf den anderen beiden Phasen. Im Kontext der Phasenasymmetrie ist eine solche Abweichung im Stromnetz durchaus üblich und nicht kritisch. Wenn viele E-Fahrzeuge allerdings nur ein- oder zweiphasig laden, kann es zu größeren Asymmetrien kommen.

Gewisse asymmetrische Belastungen im Stromkreis sind durchaus üblich, jedoch streben die Netzbetreiber natürlich an, diese möglichst gering zu halten.

**Fazit:** Gleichzeitige Ladevorgänge sind die größte Herausforderung für das Stromnetz, da hierdurch schlagartig eine sehr hohe Leistung benötigt wird. In der Realität kommt ein solcher Fall relativ selten vor. Das Stromnetz muss jedoch auch auf hohe Gleichzeitigkeiten ausgelegt sein, um diese in einem solchen Fall aufnehmen zu können.

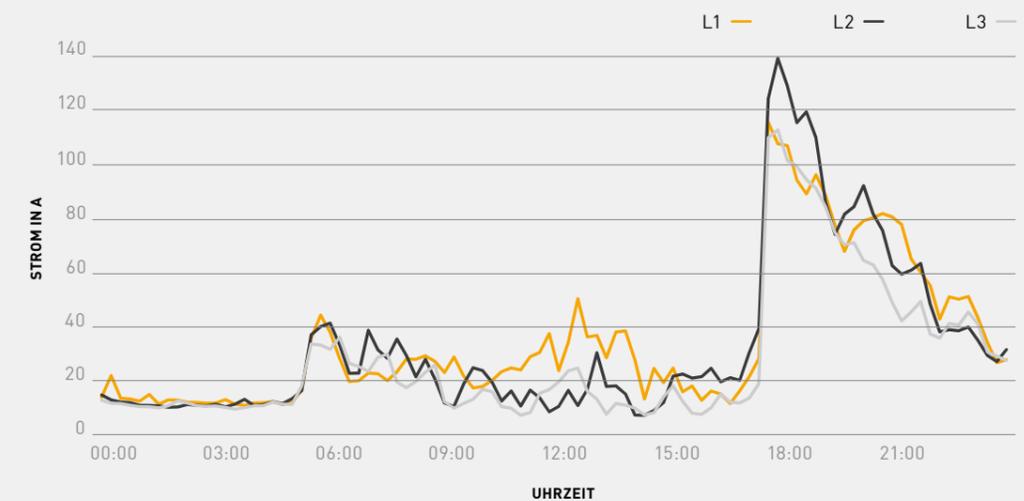


Abbildung 36: Auslastung der einzelnen Phasen des Stromkreises beim Stresstest

Neben der Auslastung des Stromkreises ist auch der Spannungsabfall ein relevantes Auslegungskriterium für das Stromnetz. Dieser sollte maximal 10 %, also 23V unter bzw. über der Nennspannung sein, da typische Haushaltsgeräte auf diesen Bereich ausgelegt sind. Betrachten wir nun den Spannungsabfall im Stromkreis, also die Spannungsdifferenz zwischen dem Kabelanfang an der Umspannstation und dem Kabelende im Kabelverteilschrank am Strangende. Hier sehen wir die größte Spannungsdifferenz kurz nach Einstecken der Fahrzeuge um 17:30 Uhr. Leiter 2, der ohnehin schon die größte Strombelastung hat, zeigt auch die höchste Spannungsdifferenz. Knappe 5V niedriger ist die größte Spannungsdifferenz, bei L1 und L3 sind es nur 2V. Die maximale Differenz von 5 sind nur etwa 2% der 230V, der typischen Steckdosenspannung. In diesem Fall ist die Spannungsabsenkung im Vergleich zur Stromstärke eher gering. Somit würde in diesem Stromkreis die Sicherheitsgröße erreicht werden, bevor es Spannungsbandverletzungen gäbe.

Die Auslastung ist also der dimensionierende Fall. Mit 56% war für diesen Stromkreis noch ausreichend freie

Kapazität vorhanden, allerdings wurde diese Auslastung allein von 8 der etwa 30 Haushalte des Stromkreises erreicht. Steigt die Anzahl der E-Fahrzeuge, so kann Lademanagement hier unterstützen, auch diese bei gleichzeitigen Ladevorgängen in das bestehende Stromnetz zu integrieren.

Bei den Stresstests der anderen Standorte konnten ähnliche Ergebnisse festgestellt werden. Es lässt sich zusammenfassend sagen, dass die gleichzeitig ladenden E-Fahrzeuge zu einer sehr hohen Spitzenlast im örtlichen Stromkreis geführt haben, diese aber dennoch gut aufgenommen werden konnte. Auch ein deutlicher Spannungsabfall ist zu sehen, dieser bleibt jedoch ebenfalls innerhalb aller Grenzwerte.

Die Stresstests fanden unter kontrollierten Bedingungen mit niedriger sonstiger Netzauslastung statt. Wenn gleichzeitige Ladevorgänge in Zeiten hoher Netzauslastung fallen oder mehr Fahrzeuge gleichzeitig laden, ist die freie Kapazität naturgemäß geringer. Netzdienliches Lademanagement ist hier eine optimale Lösung, um die auftretenden Lastspitzen zu vermeiden.

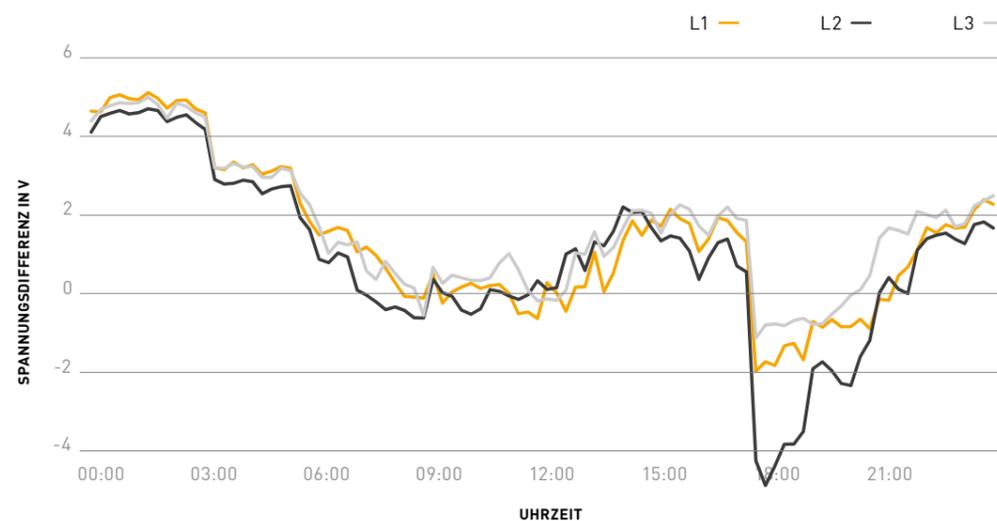


Abbildung 37: Spannungsabfall der einzelnen Phasen des Stromkreises beim Stresstest

# WUSSTEN SIE, DASS...

Im NETZlabor wurden durch die Nutzung von E-Fahrzeugen statt Verbrennern insgesamt **31 Tonnen CO<sub>2</sub>** eingespart. Das entspricht der jährlichen CO<sub>2</sub>-Aufnahme von ca. **8.000 Bäumen**.



# FAZIT UND AUSBLICK

**Mit dem NETZlabor Intelligentes Heimladen wird eine einzigartige Forschungsreihe zur Netzintegration von Elektromobilität abgeschlossen.**

In 37 Haushalten an fünf Standorten mit unterschiedlichen Stromkreisen haben wir netzdienliches Lademanagement als Steuerungstechnik tiefgehend getestet, in vier Entwicklungsstufen Schritt für Schritt weiterentwickelt und seine Konfiguration systematisch erprobt. Das Ergebnis ist eine skalierbare Standardlösung, die unsere drei wichtigsten Kriterien erfolgreich erfüllt:

**1. Das Ansteuern von Ladestationen über Smart Meter wurde in einer standardisierten technischen Form umgesetzt und liefert die Basis für das zukünftige netzdienliche Steuern.**

**2. Das netzdienliche Lademanagement konnte das Stromnetz erfolgreich entlasten und befähigt dieses, sofort mehr E-Fahrzeuge aus dem Netz zu versorgen.**

**3. 100 % Kundenakzeptanz: Der Mobilitätsbedarf der Kund\*innen ist auch mit dem netzdienlichem Lademanagement erfüllt.**

Darüber hinaus lässt sich feststellen, dass die Elektromobilität an allen fünf Projektstandorten von den E-Pionier\*innen sehr positiv angenommen wird. Anfängliche Vorbehalte, wie z. B. Reichweitenangst, konnten schnell überwunden werden und das Laden erwies sich bald schon als ganz natürlicher Teil des Alltags. Durch das Laden zu Hause wurde der Vorgang sogar deutlich komfortabler empfunden als der bis dahin erforderliche Weg zur Tankstelle. Trotz der Eingriffe für das netzdienliche Lademanagement standen die Autos immer vollgeladen zur Verfügung.

Um die Mobilitätswende für Stromnetz und Kund\*innen bestmöglich gestalten zu können, ist ein intelligentes Stromnetz eine essenzielle Voraussetzung. Das netzdienliche Lademanagement bietet hier große Chancen, Elektroautos bestmöglich in unser Netz zu integrieren. Mit den Ergebnissen unseres NETZlabors Intelligentes Heimladen liefern wir die Basis für skalierbares und standardisiertes Steuern – ein wichtiger Schritt zur Operationalisierung von netzdienlichem Lademanagement.



# INTERVIEW

Im Interview mit der Projektleitung des NETZlabors Intelligentes Heimpladen haben wir über die Erkenntnisse und persönlichen Highlights im Laufe des Projekts gesprochen.

## Was war überraschend? Mit welchen Erkenntnissen hätten Sie im Vorfeld nicht gerechnet?

Überraschend war für mich, dass alle E-Auto-Nutzer\*innen ihr ganz individuelles Ladeverhalten aufweisen und sich trotzdem übergreifend ganz klare Muster erkennen lassen – z. B. die vielen Ladevorgänge in den Abendstunden. Zum gesteuerten Laden hatte ich bereits mit einer hohen Zustimmung gerechnet, allerdings hat mich überrascht, wie positiv die Akzeptanz für eine netzdienliche Steuerung war.

## Was hat Ihnen am meisten Spaß gemacht?

Am meisten Freude hat es mir bereitet, gemeinsam mit den E-Pionier\*innen ganz neue Erfahrungswerte bei einem so aktuellen Thema wie der Elektromobilität zu sammeln. Besonders toll finde ich, wie hoch das Interesse an diesem Thema war.

## Wie war die Zusammenarbeit mit den E-Pionier\*innen?

Die war von einer sehr positiven Atmosphäre geprägt. Jede\*r Einzelne war begeistert davon, ein E-Auto zu fahren, und auch wenn mal etwas auf Anhieb nicht funktionierte, war dies kein Problem und konnte gemeinsam immer schnell behoben werden.

## Wie würden Sie das Projekt in einem Wort beschreiben?

Pioniergeist!

## Wie sehen Sie persönlich die Zukunft der Elektromobilität?

Für mich ist die Elektromobilität ein ganz entscheidender Teil zukünftiger Mobilität. Neben der Nachhaltigkeit bietet sie vor allem auch große Chancen, sich innovativ in unser gesamtes Energiesystem zu integrieren. Eine intelligente Steuerung von Ladevorgängen ist zwar nicht ganz einfach umzusetzen, ermöglicht jedoch, das volle Potenzial der E-Mobilität zu nutzen.

## Wie war der Abschied vom Projekt und den E-Pionier\*innen für Sie?

Der Abschied war geprägt von Freude und Trauer zugleich. Mit einem weinenden Auge musste ich Abschied von dem tollen Projekt mit tollen Menschen und spannenden Erkenntnissen nehmen. Mit einem lachenden Auge kann ich zurückblicken auf eine spannende und intensive Zeit, die wertvolle Erkenntnisse und viele Learnings für einen Verteilnetzbetreiber, aber auch für mich persönlich mitbringt.



Sven Zahorka, Projektleitung des NETZlabors Intelligentes Heimpladen

## Was hat Sie am meisten motiviert, bei diesem Projekt mitzumachen?

Etwas komplett Neues umzusetzen, das bisher niemand in dieser Form erreicht hat. Mit der Steuerung über Smart Meter haben wir uns keiner einfachen Herausforderung angenommen. Diese konnten wir nur mit einer guten Zusammenarbeit mit Kolleg\*innen, Kommune, Branche und natürlich mit den Projektteilnehmer\*innen erreichen.

## Hatten Sie auch schwierige Phasen oder gab es Hindernisse während des Projekts?

Natürlich läuft bei einem Feldtest nie alles reibungslos. Nachdem ich bereits im Traum Telefonate mit Wallboxherstellern aufgrund der verspäteten Liefertermine führte, lief letztendlich doch alles glatt, wenn auch mit einer kurzen Verspätung. Dank der großartigen Mitarbeit aller Kolleg\*innen und E-Pionier\*innen konnten alle Hindernisse erfolgreich überwunden werden.

## Im Vergleich zu bisherigen NETZlaboren war dieses auf mehrere Standorte verteilt. Was war hierbei die größte Herausforderung?

Wir konnten immer viele Erfahrungswerte aus den bisherigen Standorten auf die neuen Standorte übertragen. Trotzdem waren an jedem Standort neue Projektteilnehmer\*innen sowie individuelle Netz- und Einbausituationen vorhanden. Weshalb man an jedem Standort etwas andere Herausforderungen zu lösen hatte. Insgesamt war das aber auch der große Mehrwert des NETZlabors – einen breiteren Überblick über die verschiedenen Standorte gewinnen zu können.

## Quellenverzeichnis

**[1]** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (06/2016): Übereinkommen von Paris. URL: [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/paris\\_abkommen\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf) (15.09.2021)

**[2]** Europäische Umweltagentur (03/2020): Verkehr. URL: <https://www.eea.europa.eu/de/themes/transport/intro> (15.09.2021)

**[3]** Bundesregierung (2021): Klimaschutzgesetz 2021. Generationenvertrag für das Klima. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (15.09.2021)

**[4]** Europäische Kommission (07/2021): „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU-Klimaziels für 2030. Mitteilung der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Brüssel. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=DE> (15.09.2021)

**[5]** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (08/2021a): Eine Milliarde Euro für die Zukunft der Automobilindustrie. Pressemitteilung vom 18.08.2021. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/08/20210816-1-mrd-euro-fur-die-zukunftsthemen-der-automobilindustrie-expertenausschuss-legt-seine-forderungp->

[fehlungen-vor.html](#) (18.08.2021)

**[6]** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (08/2021b): Erstmals rollt eine Million Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen. Pressemitteilung vom 02.08.2021. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/08/20210802-erstmals-rollen-eine-million-elektrofahrzeuge-auf-deutschen-strassen.html#:~:text=Insgesamt%20fahren%20heute%20auf%20deutschen,Prozent%20Plug-In-Hybride> (02.08.2021)

**[7]** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (11/2019): Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung. Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030. URL: [https://www.bmwi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile) (15.09.2021)

**[8]** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020): Das deutsche Stromnetz. Über große Distanzen bis in jede Steckdose. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html> (16.09.2021)

## Impressum

### Herausgeber:

Netze BW GmbH

### Konzept und Text:

Sven Zahorka und Patrick Huber, Netze BW GmbH  
Oliver Ecke, Dreifacher Wort Wert

### Design:

deerstreet-experience GmbH  
Susanne Frank, Netze BW GmbH

### Fotografie:

Pinkschwarz  
Sebastian Stiphout

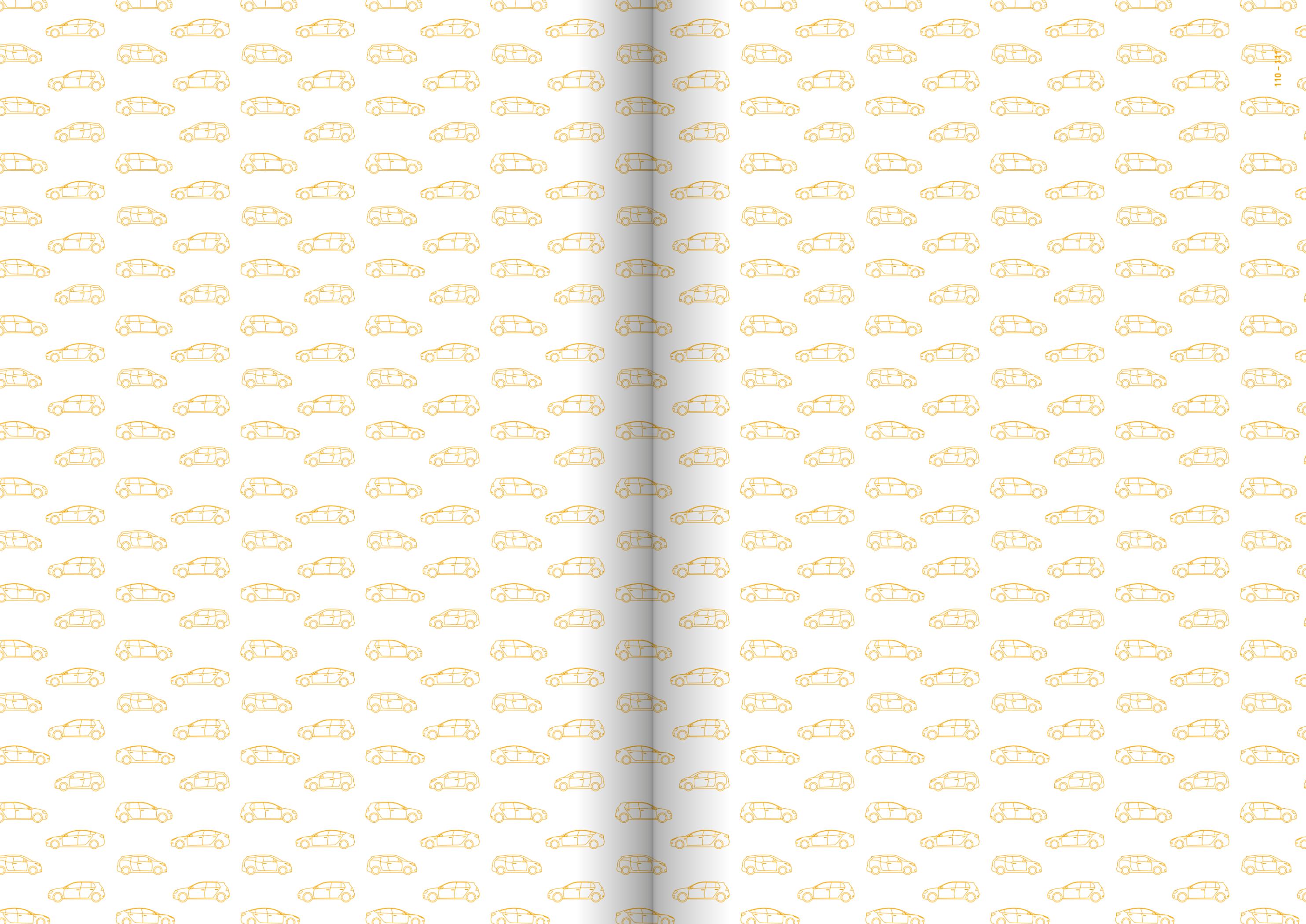
### Illustration:

Tobias Wandres

### Kontakt NETZlabor Intelligentes Heimpladen:

intelligentesheimladen@netze-bw.de







**Netze BW GmbH**  
Schelmenwasenstraße 15  
70567 Stuttgart  
[www.netze-bw.de](http://www.netze-bw.de)