

# Abschlussbericht

## **Elektromobilität im urbanen Raum - Analysen und Prognosen im Spannungsfeld von Elektromobilität und Energieversorgung am Fallbeispiel Stuttgart**

von

R. Wörner, P. Bauer, D. Schneider, M. Oncken, I. Morozova  
Hochschule Esslingen, INEM

M. Kagerbauer, N. Kostorz  
Karlsruher Institut für Technologie (KIT), IfV

P. Jochem, A. März  
Karlsruher Institut für Technologie (KIT), IIP

M. Blesl, M. Wiesmeth  
Universität Stuttgart, IER

D. Mayer, C. Körner, J. Schmalen  
Stuttgart Netze GmbH (SN)

Förderkennzeichen: L7518013-18015

Laufzeit: 01.09.2018 – 30.09.2019

Die Arbeiten dieses Projekts wurden mit Mitteln  
des Landes Baden-Württemberg durchgeführt.

Oktober 2019



**Baden-Württemberg**

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

## **Inhaltsverzeichnis Projekt eUrban**

<b>1</b>	<b>Bewertung einer erhöhten Durchdringung an elektrifizierten Fahrzeugen .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Energiesystemanalyse mit TIMES Local Stuttgart .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Verkehrsnachfragemodellierung mit mobiTopp .....</b>	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>Netzauswirkungen von E-Pkw .....</b>	<b>28</b>
<b>5</b>	<b>Ergebnisse der durchgeführten Lastflussberechnung .....</b>	<b>31</b>
<b>6</b>	<b>Analyse des Niederspannungsnetzes von Stuttgart .....</b>	<b>33</b>

## **Allgemeiner Hintergrund – Ziele des Vorhabens eUrban**

Urbane Räume sind aufgefordert, den Konsequenzen aus einem wachsenden Verkehrsaufkommen im Zusammenhang mit den gesetzten Klimaschutzzielen zu begegnen. Insbesondere der Einsatz batterieelektrischer Antriebssysteme wird sowohl seitens der Verkehrsplanung als auch der Automobilbranche im Markt verstärkt angestrebt. Dies erfordert wiederum neue Anknüpfungspunkte, um eine kundengerechte Energieversorgung zu gewährleisten. Aus dem Zusammenspiel von Verkehrsnachfrage und dem Angebot der Energiewirtschaft sollen anhand der Studie eUrban am Fallbeispiel der Region Stuttgart – und im besonderen Maße der Stadt Stuttgart – Engpässe identifiziert, sowie zugehörige Lösungsansätze abgeleitet werden.

Die nachfolgende Studie untersucht diesen Sachverhalt in mehreren aufeinander aufbauenden Kapiteln. Dabei wird zunächst eine Prognose des mittelfristigen Bestandes an Elektrofahrzeugen ermittelt, um daran anknüpfend aus dem Verkehrsaufkommen eine Ableitung zugehöriger Energiebedarfe zu schaffen. Gekoppelt an Randbedingungen der weiteren (Primär-)Energiebedarfe kann über eine Bilanzierung der Region Stuttgart eine Indikation der makroskopischen Energiebedarfe bzw. Lastbedarfe getroffen werden. In einer daran anschließenden Untersuchung der Lastspitzen wird sowohl am Fallbeispiel einer Wohnsiedlung, wie auch dem Kernstadtgebiet von Stuttgart (insgesamt 27 Bezirke) eine Prognose der erwarteten Engpässe getroffen.

# 1 Bewertung einer erhöhten Durchdringung an elektrifizierten Fahrzeugen

## Marktanalyse und Prognose

Zunächst wurde eine Marktanalyse durchgeführt, um die Durchdringung der Elektrifizierung im Straßenverkehr für das Zieljahr 2030 zu bestimmen. Danach wurde die aktuelle Fahrzeugbestandsstruktur analysiert. Daraus geht hervor, dass der motorisierte Individualverkehr (MIV), sprich Personenkraftwagen (Pkw) und Krafträder, den größten Anteil am Fahrzeugbestand haben mit rund 87 %. Bei der Betrachtung der Gesamtfahrleistung ist der MIV und darunter speziell die Pkw ebenfalls führend. Wie in Abbildung 1 dargestellt leisten Pkw in Deutschland rund 86 % der jährlichen Gesamtfahrleistung. Damit nimmt der MIV sowohl mengen-, als auch auf die Gesamtfahrleistung bezogen eine Schlüsselrolle im Hinblick auf die Transformation für zukünftige elektrische Fahrzeugantriebe ein.

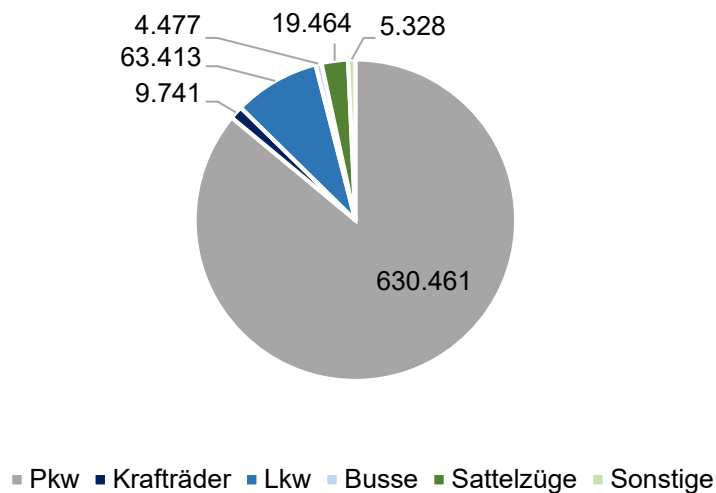


Abbildung 1: Jährliche Gesamtfahrleistung in Deutschland in Mio. km [1]

Dabei ist der Bestand an Kraftfahrzeugen durch einen kontinuierlichen Neufahrzeug- oder Ersatzbeschaffungsbedarf unterworfen. Für Neufahrzeuge greift abgeleitet aus EU-Gesetzgebungen eine Regulierung der Kohlendioxidemissionen für die Pkw, leichte Nutzfahrzeuge (Nfz) und schwere Nutzfahrzeuge über Flottenemissionsgrenzwerte. Dabei werden Automobilhersteller auf die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Flottenemission der jährlich abgesetzten Fahrzeuge sanktioniert. Die Entwicklung der Grenzwerte für die verschiedenen Segmente ist in Tabelle 1 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass sich die Reduktion des Grenzwerts der schweren Nfz auf das Referenzjahr 2005 bezieht. Bei den Pkw und leichten Nfz ist der Bezugszeitpunkt für die Flottendurchschnittsverbräuche das Jahr 2020. Die jeweiligen Flottenziele für das Jahr 2020 sind ebenfalls in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Entwicklung der europäischen Flottenemissionsgrenzwerte im Straßenverkehr [2], [3]

	2020	2025	2030
<b>Pkw</b>	95 g/km	15 %	37,5 %
<b>leichte Nfz</b>	147 g/km	15 %	31 %
<b>schwere Nfz</b>	-	15 %	30 %

Überschattet werden die o. g. gesetzlichen Rahmenbedingungen (Tabelle 1) durch eine ab 2021 greifende EU-Direktive (EU Clean Vehicle Directive), bei der insbesondere Busse einer noch deutlich strengeren Vorgabe unterliegen. Demnach sind bis zum Jahr 2025 bereits 22,5 % des Gesamtbestandes als sog. emissionsfreie Fahrzeugkonzepte nachzuweisen [4]. Nachfolgend werden jedoch hauptsächlich Pkw betrachtet, da diese wie in Abbildung 1 dargestellt den größten Anteil an der Gesamtfahrleistung haben. Zudem liegt der Fokus der in Kapitel 4 und 6 durchgeführten Stromnetzanalyse auf dem Niederspannungsnetz, welches ebenfalls überproportional häufig durch den elektrifizierten MIV zukünftig belastet wird. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Ladung von Nfz vermehrt auf Firmengeländen mit Mittelspannungsanschlüssen stattfindet und der Einfluss auf das Niederspannungsnetz deshalb gering ausfallen wird.

Zunächst soll für den MIV eine Prognose der mittelfristigen Durchdringung an Elektrofahrzeugen abgeleitet werden. Grundlage hierzu kann der Grad der durch die Hersteller erbrachten Erfüllung an Flottendurchschnittsverbräuchen sein. Der in Tabelle 1 dargestellte Grenzwert für Pkw wird ab dem Jahr 2020 derart stark reduziert, dass die bis heute erreichten Effizienzsteigerungen der konventionellen Antriebstechniken nicht mehr ausreichend sein werden, um den gestellten Anforderungen zu genügen. Ein Ausweichen auf emissionsfreie (und damit elektrische) Antriebe ist somit eine notwendige Konsequenz. Eine Gegenüberstellung der Flottenemissionen der Vergangenheit mit den Grenzwerten der Zukunft befindet sich in Abbildung 2.

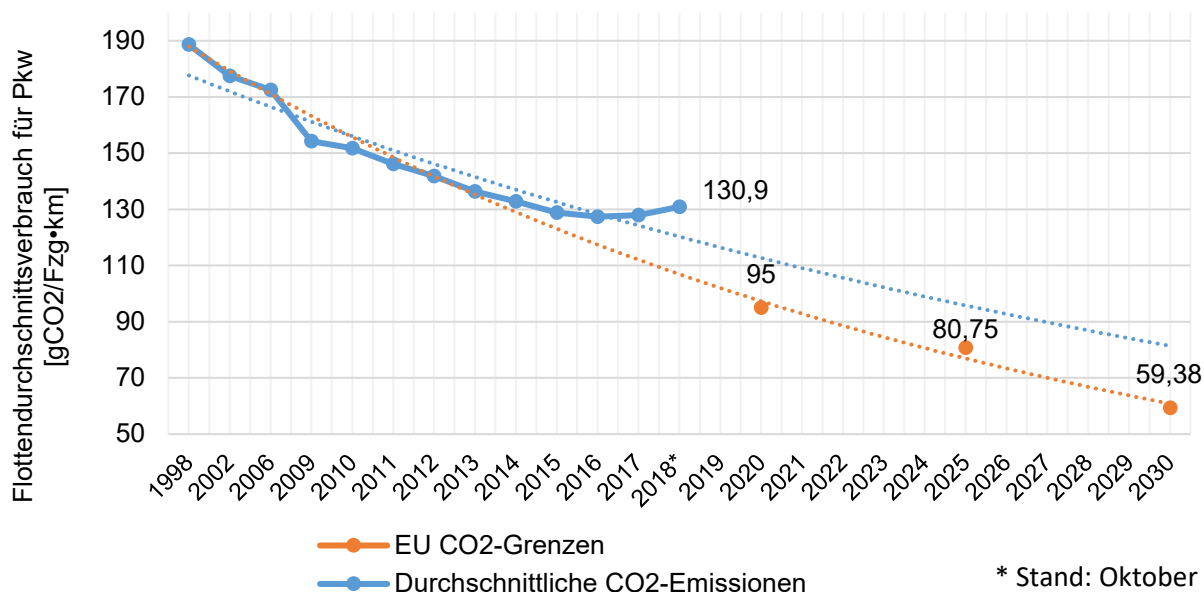


Abbildung 2: Pkw-Flottenemissionen in Deutschland und Flottenemissionsgrenzwerte in der Gegenüberstellung [5]

Zur Erfüllung der zukünftigen Anforderung stellt sich aus Sicht der Fahrzeughersteller zunächst die Frage nach der Bedeutung der jeweiligen Absatzmärkte innerhalb der europäischen Union, um das Angebot effizienter und verbrauchsarmer Fahrzeuge zielgerichtet platzieren zu können. Hierzu sei zunächst ein Überblick über die Fahrzeugneuzulassungen im europäischen Vergleich aller Länder zum Stand des Jahres 2018 gegeben. Abbildung 3 verdeutlicht die Unterschiede. Der Absatz der 15,6 Mio. Neufahrzeuge konzentriert sich auf die Länder Großbritannien (2,4 Mio. Stück), Frankreich (2,2 Mio. Stück), Italien (1,9 Mio. Stück), Spanien (1,3 Mio. Stück) sowie als führender Absatzmarkt Deutschland (3,4 Mio. Stück) [6].

Unter Berücksichtigung des Austritts Großbritanniens aus der Europäischen Union entsteht eine weitergehende Konzentration der Absatzmärkte, bei der Deutschland eine maßgebliche Rolle einnimmt.

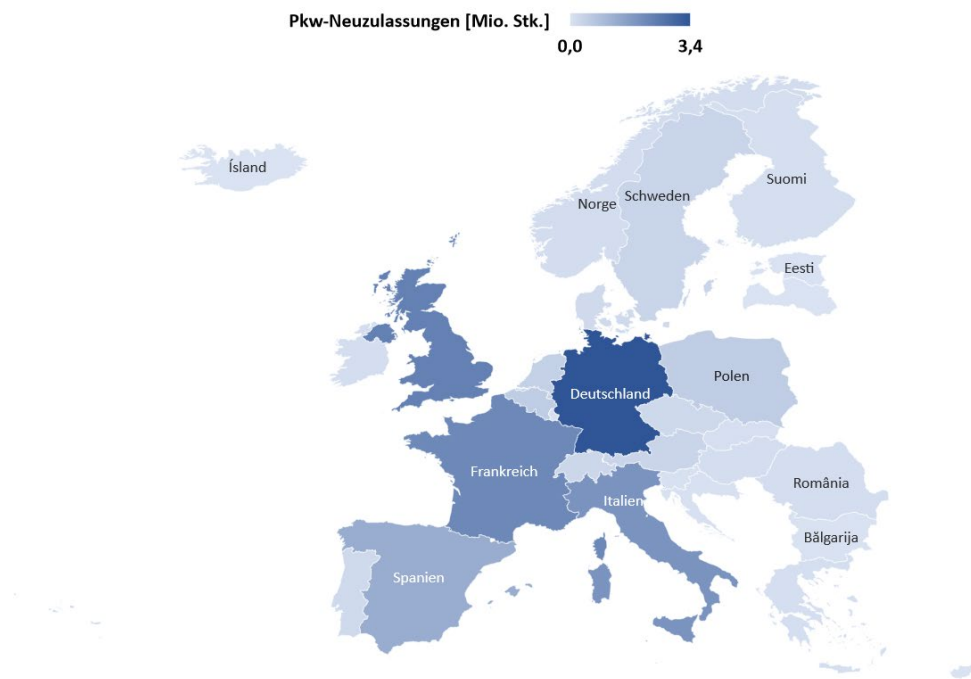


Abbildung 3: Fahrzeugneuzulassungen im europäischen Vergleich [6]

Im Zuge eines verstärkten Angebots an elektrifizierten Fahrzeugen, stellt sich die Frage nach der bisherigen Reaktion des deutschen und baden-württembergischen Markts auf dieses Angebot. Als Ansatzpunkt für die Mengenverteilung von Fahrzeugen unterschiedlicher Antriebsvarianten, kann die Zulassungsstatistik gemäß Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) genutzt werden. In diesem Fall wurden die offiziellen Daten aus dem Jahr 2017 herangezogen. Von Interesse ist dabei der Anteil der sogenannten Plug-In-Hybrid-Antriebe (PHEV), als auch der batterieelektrischen Antriebe (BEV) im Vergleich zu den verbrennungsmotorischen Antrieben (ICE). Da im Rahmen dieser Studie die Konsequenzen aus einer zunehmenden Elektrifizierung des MIV für die Region Stuttgart diskutiert werden, sind neben den Zulassungszahlen von Deutschland auch unmittelbar diejenigen von Baden-Württemberg sowie der Region Stuttgart gegenübergestellt (Tabelle 2).

Tabelle 2: Pkw-Fahrzeugzulassungen nach Antriebstechnik [7]

Fahrzeug-zulassungen	Deutschland	Baden-Württemberg	Region Stuttgart
ICE [Anzahl]	46.410.016	6.502.582	1.617.090
PHEV [Anzahl]	44.419	8.493	4.558
BEV [Anzahl]	53.861	10.568	4.617
<b>xEV-Quote [%]</b>	0,21 %	0,29 %	0,56 %

Ungeachtet des, in der Tabelle 2 klar erkennbaren und derzeit noch geringen Anteils an (teil-) elektrisch betriebenen Fahrzeugen (sogenannten xEV) von weniger als einem Prozent, gemessen am Gesamtmarkt, ist jedoch eine bereits heute prozentual verhältnismäßig höhere Anzahl an Elektrofahrzeugen (Faktor 2) im Raum Stuttgart dokumentiert. Dies legt den Schluss nahe, dass an zentralen Industriestandorten eine auch zukünftig überproportional hohe Durchdringung an xEV zu erwarten ist.

Bei der Bestimmung der zukünftigen Marktdurchdringung der xEV bis in das Jahr 2030 wurden Prognoserechnungen aus aktuellen Studien der Boston Consulting Group (BCG), der Shell-Studie sowie der eMobil-Studie herangezogen. Ergänzend erfolgte eine Anfertigung von Hochrechnungen auf Basis der CO2-Flottenemissionsgrenzwerte der Europäischen Union. Im Falle der Prognoserechnungen wurden die besonderen Anforderungen des deutschen Markts im Kontext einer europaweit einheitlichen Gesetzesvorgabe, sowie die spezifischen Zulassungszahlen für den Großraum Stuttgart mit einbezogen. Diese Ergebnisse sind in Abbildung 4 zusammengefasst. Die Studien Dritter bezogen sich auf den gesamtdeutschen Raum. Sie wurden angepasst und hochnormiert, um den Anforderungen der Region Stuttgart zu entsprechen. Denn um die ab 2020 sukzessive strenger werdenden Flottenemissionsgrenzwerte europaweit einzuhalten, müssen die Automobilhersteller in Deutschland und speziell in wirtschaftsstarken Regionen wie Stuttgart eine Überkompensation schaffen und mehr xEV absetzen als im deutschen Durchschnitt. In der Abbildung 4 sind diese spezialisierten Prognosen mit RS (Region Stuttgart) gekennzeichnet.

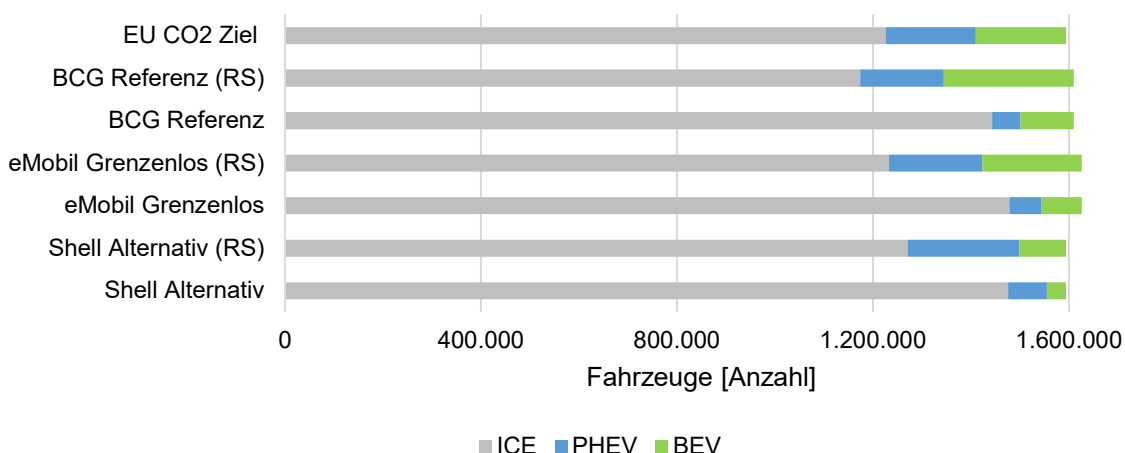


Abbildung 4: Prognosen der Fahrzeugbestandsstruktur für die Region Stuttgart (Eigene Darstellung basierend auf: [2], [8], [9], [10])

Auf Basis dieser und einiger weiterer Studien und den gesetzlichen Rahmenbedingungen wurden zwei Elektrifizierungsszenarien für den Straßenverkehr der Region Stuttgart im Jahr 2030 erstellt (Tabelle 3). Dargestellt sind in der Tabelle 3 die Einschätzungen für alle Fahrzeugklassen, jedoch liegt der Fokus dieser Studie auf den Pkw. Da diese, wie eingangs erwähnt, den größten Anteil an der Gesamtfahrleistung haben sowie technologisch, aufgrund des geringeren Gewichts, leichter elektrifiziert werden können als Nutzfahrzeuge. Konkret bedeutet dies, dass im Jahr 2030 in der Region Stuttgart von einem xEV-Anteil am Fahrzeugbestand von rund 27 % ausgegangen werden kann. Das entspricht ungefähr 480.000 xEV, aber nur unter der Voraussetzung einer ausreichenden Marktakzeptanz für das neu geschaffene Angebot alternativer Antriebskonzepte.

Tabelle 3: Elektrifizierungsszenarien für die Region Stuttgart im Jahr 2030

Szenario	Fahrzeugklasse	BEV	PHEV	xEV-Quote
<b>xEV hoch</b>	Pkw	16,47%	10,60%	27,07%
	leichte Nfz	11,62%	n. A.	11,62%
	Busse	21,02%	n. A.	21,02%
<b>xEV niedrig</b>	Pkw	3,33%	6,67%	10,00%
	leichte Nfz	4,00%	n. A.	4,00%
	Busse	7,00%	n. A.	7,00%

### Kostenprognose der öffentlichen Ladeinfrastruktur

Die Frage nach der Anzahl der notwendigen öffentlichen Ladepunkte beantwortet die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) mit einer Empfehlung, welche besagt, dass für eine Million xEV 77.100 Ladepunkte errichtet werden sollten. Dies entspricht rund 13 xEV je Ladepunkt [11]. Extrapoliert man diese Empfehlung bis in das Jahr 2030, bedeutet dies für die Region Stuttgart, dass bis zum Jahr 2030 rund 37.000 öffentliche Ladepunkte errichtet werden müssen. Die Kosten für die Beschaffung und Installation dieser Ladepunkte wurde nach der Roadmap Ladeinfrastruktur der NPE ermittelt. Diese Roadmap gibt eine Prognose der Ladeinfrastrukturkosten in den Kategorien „Smarte Ladebox“, „Ladesäule AC“ und „Ladesäule DC“ für das Jahr 2020 vor:

Tabelle 4: Kosten der Ladestationsinfrastruktur für Elektrofahrzeuge auf Basis von [12], [13]

	<b>Smarte Ladebox</b>	<b>Ladesäule AC</b>	<b>Ladesäule DC</b>
<b>Ladepunkte</b>	1	2	1
<b>Investitionen Station [€]</b>	1.700	5.500	20.000
<b>Typische Ladeleistung [kW]</b>	3,7	15,7	50
<b>Spezifische Investitionen [€/kW]</b>	459	350	400
<b>Netzanschlusskosten [€]</b>	0	2.000	5.000
<b>Netzanschlusskosten [€/kW]</b>	0	127	100
<b>Laufende Kosten [€/a]</b>	500	750	1.500
<b>Laufende Kosten [€/(a*kW)]</b>	135	48	30
<b>Annahme Nutzungsdauer Ladesäule [a]</b>	10	10	10
<b>Annahme Nutzungsdauer Netzanschluss [a]</b>	40	40	40
<b>Spezifische Investitionen Gesamt [€/kW]</b>	459	381	425

Zur Bestimmung der durchschnittlichen Kosten wurden die spezifischen Kosten pro Kilowatt installierter Leistung der Ladestationen und ihrer Netzanschlüsse bestimmt. Aus weiteren Annahmen zur Nutzungsdauer der Ladesäulen und der Netzanschlüsse resultieren spezifische Investitionen zwischen 381 bis 459 Euro je Kilowattstunde für die Ladestationen der Elektrofahrzeuge.

Um Aussagen zu den absoluten Zahlen zu treffen, wurde innerhalb eines Experten-Workshops der AG 2 „Netze und Infrastruktur“ des Themenfelds Energie im Strategiedialog Automobilwirtschaft Baden-Württemberg am 04.12.2018 eine Umfrage durchgeführt. Ziel dieser Umfrage war es, ein Gefühl für die Verteilung der Ladeleistungen der öffentlichen Ladepunkte im Jahr 2030 zu ermitteln. Das Ergebnis dieser Befragung ist in Tabelle 5 dargestellt. Die Investition für diese angestrebte Anzahl an Ladepunkten wurde auf Basis der Kostenstruktur aus Tabelle 4 errechnet. Unter der Annahme, dass es bis hin zum Jahr 2030 weiterhin eine Bundesförderung für öffentliche Ladesäulen gibt, sind in Tabelle 5 zusätzlich noch die maximalen Fördersummen aufgetragen. Im aktuellen vierten Aufruf zur Förderantragseinreichung des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur werden Ladepunkte mit einer Ladeleistung von 3,7 bis 22 kW maximal mit 40 % und Schnellladepunkte ab 50 kW mit maximal 50 % gefördert.



Tabelle 5: Gesamtkosten für öffentliche Ladepunkte in der Region Stuttgart [14]

	<b>Verteilung</b>	<b>Anzahl</b>	<b>Investition</b>	<b>Maximale Förderung</b>	<b>Maximale Förderung je xEV</b>
<b>3,7 kW</b>	2 %	738	1,3 Mio. €	0,5 Mio. €	-
<b>11-22 kW</b>	72 %	26.585	79,8 Mio. €	31,9 Mio. €	-
<b>≥ 50 kW</b>	26 %	9.600	204,0 Mio. €	102,0 Mio. €	-
<b>Summe</b>	-	-	285,0 Mio. €	134,4 Mio. €	280,01 €

Damit sind die hier aufgezeigten Anforderungen an Infrastruktur sowie Automobilhersteller und Elektrifizierung des Straßenverkehrs eindeutig getrieben durch aktuelle gesetzliche Rahmenbedingungen der Europäischen Union. Speziell urbane Zentren wie die Region Stuttgart werden demnach einen starken Zuwachs an xEV bekommen. In der Region Stuttgart werden es rund 480.000 xEV im Jahr 2030 sein. Dies entspricht einem Anteil von rund 30 %. Im nachfolgenden Kapitel wird das Energiesystem der Stadt Stuttgart analysiert und die zukünftige Auswirkung des elektrifizierten Straßenverkehrs auf das System dargestellt.

## 2 Energiesystemanalyse mit TIMES Local Stuttgart

Zur Erfassung der Rückwirkungen der Elektromobilität im Energiesystem auf dem Gebiet der Stadt Stuttgart wurde eine Energiesystemanalyse mit dem Optimierungsmodell TIMES Local Stuttgart durchgeführt. Das Energiesystemmodell bildet dabei alle Vorgänge der Energieumwandlung und Nutzung auf dem Gebiet der Stadt Stuttgart ab. Dies umfasst die Nutzungspfade von der Energiebereitstellung (u. a. Kraftwerke, Heizwerke, Stromimporte, Kraftstoffimporte) über die Verteilung und den Endenergieverbrauch bis zu den Anwendungsbedarfen der modellierten Endverbraucher. Berücksichtigt werden Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung, die Haushalte sowie der Verkehr in zeitlich hoher Auflösung (jährlich 820 Zeitsegmente) im Zeitraum von 2012 bis 2050. In die Energiesystemanalyse gehen neben den energiepolitischen Rahmenseetzungen weiter die Zulassungszahlen der Elektrofahrzeuge auf Basis der Prognosen zu xEV-Fahrzeugzulassungen bis 2030 ein. Neben dem Energieverbrauch der Fahrzeuge ergeben sich durch die erhöhte Durchdringungsrate der Elektromobilität Systemrückwirkungen auf den übrigen Verkehr, Stromerzeugung und -verbrauch sowie die Erreichung lokaler Treibhausgasemissionsminderungsziele.

### Modellbeschreibung TIMES Local Stuttgart

Grundlage bildet das Energiesystemmodell TIMES Local, basierend auf dem Modellgenerator TIMES, welcher innerhalb des Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP) der Internationalen Energieagentur (IEA) entwickelt wurde. In TIMES wird das Energiesystem bottom-up, technologiebasiert, detailliert als ein Netzwerk von Prozessen (z. B. Kraftwerkstypen, Verkehrstechnologien), Gütern (Energieträgern, Material) und den entstehenden Emissionen in Form eines Referenzenergiesystems abgebildet [15], [16].

Vorgegeben werden bei dem linearen Optimierungsmodell der Anlagenbestand, die zukünftigen Nachfragen in den einzelnen Sektoren und Primärenergieträgerpreise sowie die Technologien und Energieträger charakterisierenden Parameter. TIMES Local stellt dabei eine Anwendung mit dem Schwerpunkt auf die Betrachtung von denjenigen Prozessen dar, die für ein Stadt- oder Quartiersmodell relevant sind. Die Zielfunktion ist die integrale Kostenminimierung unter Einhaltung technischer und ökologischer Restriktionen [17].

Der Modellierungszeitraum ist von 2010 bis 2050 in 5-Jahresschritte eingeteilt. Im Rahmen der Optimierung wird eine integrale Ausbau- und Einsatzoptimierung über den gesamten Modellierungszeitraum durchgeführt. Das Referenzenergiesystem berücksichtigt dabei die Sektoren öffentliche Strom- und Wärmebereitstellung, private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), Transport, Industrie und den Import von Energieträgern. Nachfrageseitig wird zwischen sechs verschiedenen Wohngebäudetypen (jeweils drei für den Bestand und Neubau) unterschieden. Des Weiteren wird der GHD Sektor in kleine und große Nichtwohngebäude unterteilt. Im Verkehrssektor wird zwischen Kurz- und Langstrecken im motorisierten Individualverkehr sowie zwischen ÖPNV und leichtem und schwerem Nutzverkehr differenziert. Dabei ist für jede Nachfragekategorie ein separates Technologieportfolio zur Bereitstellung der entsprechenden Systemdienstleistung mit spezifischen Leistungsklassen, Investition und technischen Parametern hinterlegt. Auf der Erzeugungsseite sind für die zentrale Strom- und Wärmebereitstellung verschiedene Technologien implementiert. Dabei liegt der Fokus auf der Modellierung netzgebundener Versorgungskapazitäten in Verknüpfung mit Erneuerbaren Energien, wie solarthermisch unterstützte Nahwärme oder die Integration von Abwasserwärmepumpen ins Energiesystem. Der öffentlichen Strombereitstellung steht ein Technologieportfolio bestehend aus KWK-Anlagen, Wasserkraft, Photovoltaik oder Wind zur Verfügung. Zusätzlich kann die lokale Stromversorgung aus Stromimporten aus der

übergreifenden Mittelspannungsebene erfolgen. Um den Anforderungen flexibler Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien und dynamischer Verbraucher wie beispielsweise Elektrofahrzeugen gerecht zu werden, ist die zeitliche Auflösung in fünf Typwochen mit stündlichen Zeitschritten unterteilt. Dabei entsprechen vier Typwochen je einer Jahreszeit (672 Zeitsegmente pro Jahr) und die fünfte charakterisiert eine Peak-Woche mit einer stündlichen Auflösung (zusätzlich 168 Zeitsegmente pro Jahr) zur Abbildung einer hohen Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien.

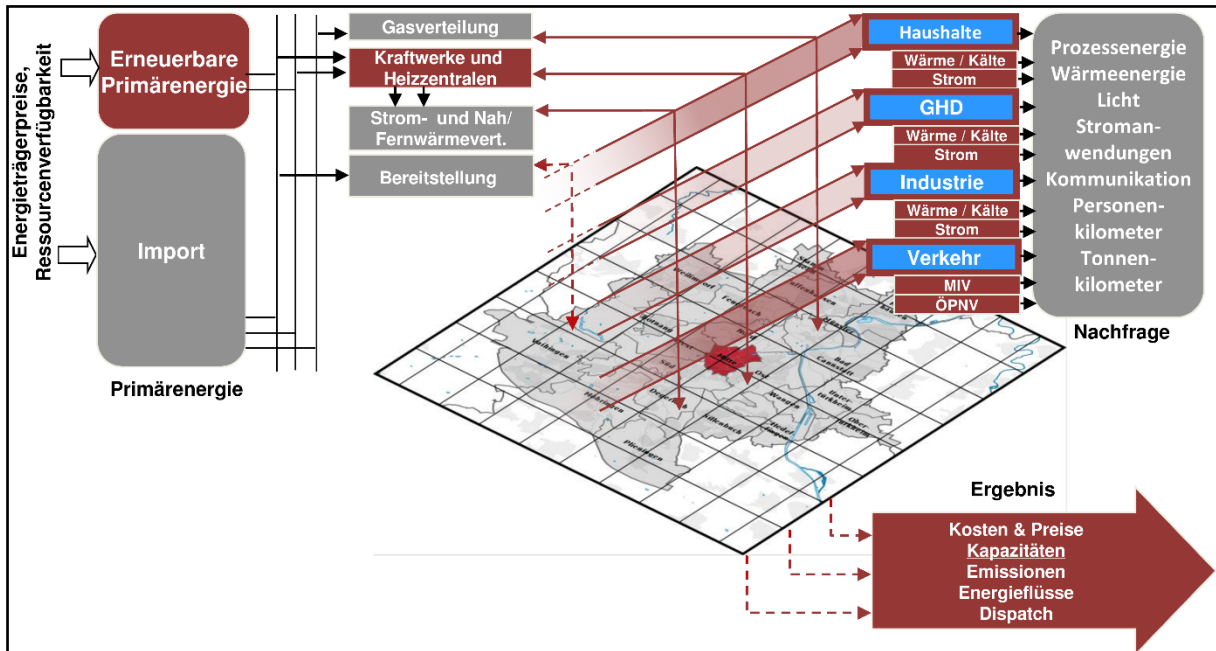


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Referenzenergiesystems in TIMES Local Stuttgart

Die Abbildung der Elektromobilität zur Bereitstellung von Fahrleistungen (aufgeteilt in Kurz- und Langstrecke) erfolgt im Modell in Form von drei verketteten Prozessen: einem Beladungsprozess, einem Speicherprozess und dem Elektrofahrzeug. Zusätzlich ist durch die Implementierung eines Vehicle-to-Grid Prozesses die Option für eine Rückspeisung des Stroms aus der Autobatterie ins Verteilnetz vorgesehen. Durch diesen Ansatz ist es möglich eine Entkopplung zwischen der Stromnachfrage (dem Beladungsprozess) auf Netzebene und dem Stromverbrauch, der während der Fahrt anfällt, zu erreichen. Die Beladungskurve wird dabei dem Energiesystemmodell exogen vorgegeben. Die Inputparameter liefern hierbei die Mobilität in Deutschland Studie und eine anschließende Markov Chain Monte Carlo Simulation des Mobilitäts-Verbraucherverhaltens [18]. Im Zuge der Simulation der Mobilitätsganglinien werden Wochenprofile der Personen- und Fahrzeugkilometer sowie der Lasten der Ladeinfrastruktur erstellt [19]. Durch Vorgabe der maximalen Verfügbarkeit der Elektroauto-Beladung im Energiesystemmodell ergibt sich endogen ein Speicherinhalt je Zeitsegment. Der Beladungszustand der Batterie bestimmt dabei den Einsatz der Elektrofahrzeuge.

### Spezifische Batteriekosten

Die Gesamtkosten einer Technologieoption bestehend aus den Investitionskosten, Betriebs- und Wartungskosten sowie eventuellen Abbau- und Entsorgungskosten stellen im Energiesystemmodell TIMES PanEU eine grundlegende Größe dar.

Hauptsächlich ausschlaggebend für die Investitionskosten von E-Pkw ist derzeit die Entwicklung der Kosten der Traktionsbatterie. Daher wurde eine Recherche zu den spezifischen Kosten von Batteriemodulen durchgeführt. Die Recherche hat ergeben, dass im Zeitraum der letzten Jahre eine rapide Kostendegression der spezifischen Batteriemodulkosten zu beobachten war. Hierdurch haben viele der Prognosen bereits ihre Gültigkeit verloren und wurden durch die reale Entwicklung überholt. Die folgende Abbildung 6 zeigt eine Zusammenstellung der bisherigen Entwicklung einzelner Datenpunkte zu den geschätzten Modulkosten aus Teardownanalysen sowie gegenwärtigen Prognosen zur Kostenentwicklung.

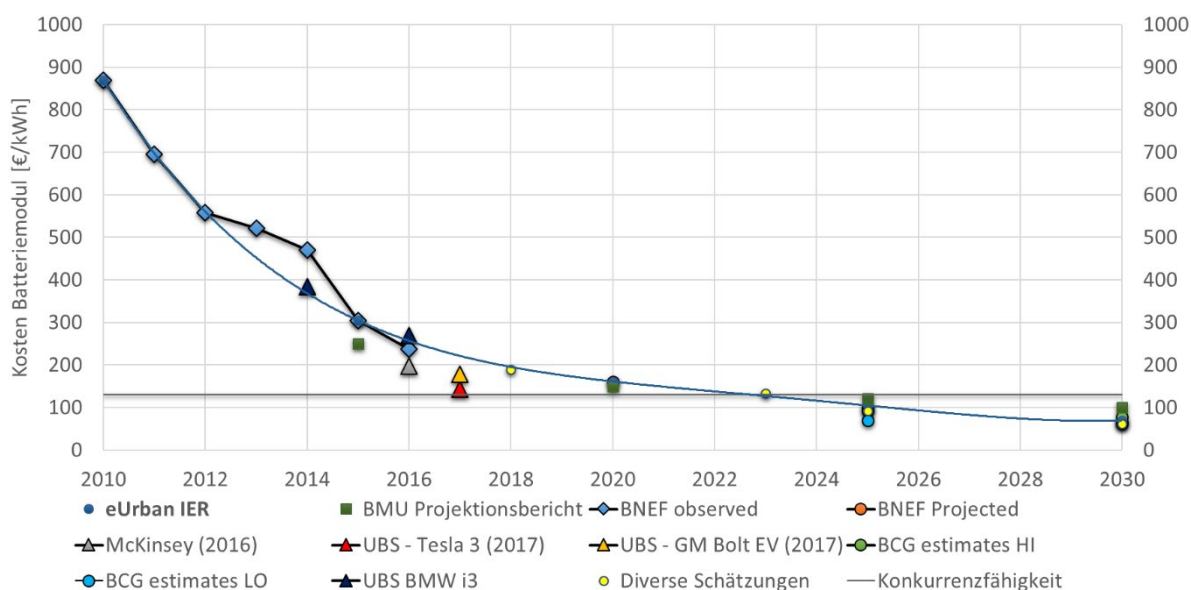


Abbildung 6: Entwicklung der spezifischen Kosten für Traktionsbatteriemodule im Zeitraum 2010 bis 2030 [20], [21], [22]

Die Gesamtkosten der Traktionsbatterien resultieren aus den spezifischen Kosten (€/kWh) und der angenommenen Batteriegröße (kWh). Als Eingangsgrößen in die Modellierung werden die Elektrofahrzeuge in die Größenklassen „Klein“ (A & B Segment) „Mittel“ (C & D Segment) und „Groß“ (E, F, J Segment) eingeteilt. Für die Größenklassen wurden auf Basis aktuell verfügbarer Fahrzeuge sowie Ankündigungen Annahmen zur Entwicklung der typischen Traktionsbatteriegrößen getroffen. Die Annahmen weisen dabei eine große Überschneidung zum Meinungsbild eines Expertenworkshops auf, der innerhalb der AG2 „Netze und Infrastruktur“ des Themenfeldes Energie im Strategiedialog Automobilwirtschaft Baden-Württemberg am 04.12.2018 durchgeführt wurde (Tabelle 6).

Tabelle 6: Annahmen zur Größe der Traktionsbatterien nach FZG-Typ & Prod.-Jahr [Quelle: eigene Annahmen, [23]]

Pkw	Einheit	IER - 2010	IER - 2020	IER - 2030	SDA - 2030
<b>BEV Klein</b>	kWh	18	23	30	30
<b>BEV Mittel</b>	kWh	30	40	60	60 - 80
<b>BEV Groß</b>	kWh	74	95	125	125 - 150

Zur Ermittlung der Fahrzeugkosten im Zeitverlauf wird auf einen komponentenbasierten Ansatz zurückgegriffen. Das Fahrzeug wird dabei aus der Karosserie, Verbrennungsmotor und Getriebe bzw. Karosserie, Elektromotor, Leistungselektronik und Traktionsbatterie zusammengesetzt. Hinsichtlich der konventionellen Fahrzeuge ergeben sich steigende Kosten aufgrund eines verstärkten Aufwands für Abgasreinigung und vermehrten Anstrengungen hinsichtlich Kraftstoffeinsparung.

Die BEV hingegen erfahren einen Kostenrückgang, hauptsächlich getrieben durch fallende spezifische Kosten der Traktionsbatteriemodule. Die fortschreitende Kostendegression wird jedoch durch gleichzeitig steigende Batteriegrößen gemindert. In Abhängigkeit der Fahrzeugklasse und Kraftstoffart zeigt sich eine Parität der Anschaffungskosten im Zeitraum zwischen 2025 und 2030, wobei die Kostenparität in den Fahrzeuggruppen „Groß“ und „Mittel“ zuerst erreicht wird. Damit stellt sich die Erwartung einer zunehmenden Angebots- und Nachfragekonstellation zugunsten von BEV als gerechtfertigt dar. Demgegenüber wird im Fahrzeugkostenmodell die Kostenparität in der Gruppe „Klein“ erst spät erreicht. Diese ist zurückzuführen auf die hohen Batteriekosten, bezogen auf den Fahrzeugpreis.

### **Kosten der Ladestationsinfrastruktur**

Einen weiteren Baustein der Elektromobilität stellt die Ladeinfrastruktur dar. Hierzu zählen private, halböffentliche und öffentliche Ladepunkte, die von Haushaltssteckdosen mit Leistungen um 2 kW bis zu Schnellladestationen mit über 100 kW reichen.

Die Roadmap Ladeinfrastruktur der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) [13] gibt eine Prognose der Ladeinfrastrukturkosten in den Kategorien „Smarte Ladebox“, „Ladesäule AC“ und „Ladesäule DC“ für das Jahr 2020 (Tabelle 4).

Zur Bestimmung der durchschnittlichen Kosten wurden die spezifischen Kosten pro Kilowatt installierter Leistung der Ladestationen und ihrer Netzanschlüsse ermittelt. Über weitere Annahmen zur Nutzungsdauer der Ladesäulen und der Netzanschlüsse resultieren spezifische Investitionen zwischen 381 bis 459 €/kW für die Ladestationen der Elektrofahrzeuge.

### **Netzausbau und Netzurückwirkungen der Elektromobilität**

Elektrofahrzeuge weisen in Abhängigkeit ihrer Anzahl und der gewählten Ladestrategien womöglich signifikante Netzurückwirkungen auf. Bezüglich der Fragestellung in welchem Umfang diese Rückwirkungen in der Energiesystemanalyse zu berücksichtigen sind wurde eine Literaturrecherche durchgeführt.

Relevant ist in diesem Kontext die im Dezember 2018 erschienene Metastudie: „Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“ der Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH e.V.) im Auftrag des VDE FNN sowie des BDEW.

Im Rahmen der Metastudie wurden 320 Studien, Forschungsprojekte und Dissertationen berücksichtigt. Generell wurde nur in wenigen der betrachteten Arbeiten der Netzausbaubedarf quantifiziert und sofern eine Quantifizierung stattfand weist diese nur im lokalen Netzkontext Gültigkeit auf [12].

Für die Energiesystemanalyse in der Stadt Stuttgart konnten hieraus keine allgemein gültigen Netzausbaubedarfe abgeleitet werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass bei geringen Durchdringungsraten, dezentraler Einspeisung Erneuerbarer Energien und teilweise netzdienlichem Laden kein, bzw. nur ein geringer Ausbaubedarf besteht.

Eine für Stuttgart spezifische Betrachtung bezüglich der Transformatorenauslastung wurde durch die Stuttgart Netze GmbH (SN) in Kapitel 6 vorgenommen. Da diese Betrachtung erst zu Projektende vorlag, konnte die Transformatorenauslastung keine Berücksichtigung in der Energiesystemanalyse finden.

### Szenariodefinition Elektromobilität in Stuttgart

Die Betrachtung basiert auf einem an den Masterplan der Stadt Stuttgart [24] angelehnten Szenario. Entsprechend des Masterplans gilt im Betrachtungsraum das Ziel der Treibhausgasemissionsminderung um 95 % ggü. 1990 bis zum Jahr 2050. Nach Planung der Stadt Stuttgart ergibt sich eine sinkende Mobilitätsnachfrage im motorisierten Individualverkehr, die im Modell entsprechend zu einer Verlagerung der Verkehrsleistung auf den ÖPNV sowie den Schienenverkehr führt. Parallel dazu erfolgt auch eine teilweise Verlagerung des Güterverkehrs vom Lkw-Verkehr auf den Schienenfrachtverkehr. Die Nutzung von Biokraftstoffen wird ab dem Jahr 2040 aufgrund der Umweltrückwirkungen dieser Kraftstoffe aufgegeben. Der Zuwachs der Elektrofahrzeuge ist bis 2030 vorgegeben und wird in Tabelle 3 dokumentiert

Bezüglich der Durchdringungsrate der Elektromobilität wird dabei zwischen einem Szenario mit schnellem Hochlauf (27 % xEV in 2030) bzw. einem Szenario mit verzögertem Markthochlauf (10 % xEV in 2030) unterschieden. Weitere Vorgaben gelten für leichte Nutzfahrzeuge (Hoch: 11,6 % bzw. niedrig: 4 %) sowie Busse (Hoch: 21 % bzw. niedrig: 7 %).

Tabelle 7: Übersicht - Betrachtete Szenarien in Times Local Stuttgart

KLIM	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bevölkerungswachstum sowie Beschäftigungswachstum basierend auf Masterplan Stadt Stuttgart</li> <li>• -95 % THG-Minderung in Stuttgart bis 2050 (ggü. 1990)</li> <li>• Konservative Entwicklung des Modal Splits</li> <li>• keine Suffizienz bei Nutzern oder Konsumverhaltensänderung</li> <li>• Schnelle Durchsetzung der Elektromobilität (xEV hoch)</li> </ul>
KLIMPLUS	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anpassung der Mobilitätsnachfrage basierend auf expliziten Vorgaben des Masterplan Stadt Stuttgart</li> <li>• Kompensation des sinkenden MIV durch steigende Nachfrage im ÖPNV</li> <li>• Kompensation des sinkenden Nutzverkehrs durch teilweise Verlagerung auf Schienenverkehr</li> </ul>
KLIMPLUSLOW	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rahmenbedingungen entsprechend KLIMPLUS</li> <li>• jedoch verzögerte Marktdurchsetzung der Elektromobilität (xEV niedrig)</li> </ul>

## **Ergebnisse der Energiesystemanalyse**

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Energiesystemanalyse mit TIMES Local für die Stadt Stuttgart im Detail vorgestellt. Die Darstellung der Ergebnisse wird dabei vergleichend zwischen den Szenarien KLIM, KLIMPLUS und KLIMPLUSLOW für die Perioden 2015 (2013 – 2017) bis 2050 (2048 – 2052) vorgenommen.

## **Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus energetischen Aktivitäten betragen für die Stadt Stuttgart momentan rund 4,3 Mt./a. Als größte Einzelgruppe tragen mit rund 2,4 Mt./a die direkten Emissionen der Haushalte hierzu bei. Im Vordergrund stehen hierbei Beheizung und Warmwasser. In der Langfristentwicklung bis 2050 wird sichtbar, dass die Szenariovorgabe der Reduktion um 95 % ggü. 1990 technisch umsetzbar ist. Die Reduktionslast verteilt sich jedoch unterschiedlich zwischen den jeweiligen Sektoren, wobei hier die größten Reduktionen bei den Haushalten und Gewerbe, Handel und Dienstleistung liegen. Insbesondere der Raumwärmebedarf kann hier kosteneffizient reduziert werden bzw. die Bereitstellung der Wärme verschiebt sich auf lokal emissionsfreie Technologien wie Wärmepumpen, Fernwärme und Solarthermie.

Eine dem allgemeinen Trend entgegenstehende Entwicklung ist im Bereich Umwandlung und Erzeugung zu beobachten. Hier steigen die Emissionen gegenüber dem Ausgangsjahr bis 2030 zwischen 15 % (KLIM) bis 63 % (KLIMPLUS), da die Stromversorgung von Stromimporten zu lokal in Gas-KWK-Anlagen erzeugtem Strom und Wärme wechselt und damit indirekt die Dekarbonisierung in den Haushalten und dem GHD Sektor unterstützt wird.

Ebenfalls verzögert zeigt sich die Dekarbonisierung im Verkehr, da hier für lange Zeiträume Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor im Bestand überwiegen werden. Durch die langsamer voranschreitende Dekarbonisierung sowie durch den auch im Jahr 2050 verbleibenden Sockel an konventionellen Kraftstoffen nimmt die relative Bedeutung der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrs von rund 19 % in 2015 auf 57 % (KLIM) bis 73 % in 2050 zu.

## **Der Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern**

Das Niveau des Endenergieverbrauchs des Verkehrs nimmt von rund 11.000 TJ pro Jahr im Jahr 2015 auf rund 5.000 TJ im Jahr 2040 ab. Dies basiert hauptsächlich darauf, dass die anfängliche Dominanz von Dieselmotoren sowie Benzin, nach 2025 durch die Elektromobilität und damit einhergehend einer deutlich rückläufigen Entwicklung im Verbrauchsniveau ersetzt wird. Zurückzuführen ist dies auf die hohen Wirkungsgrade der Energieumwandlungskette in den Elektrofahrzeugen. Gegenüber der Verbrennung von Kraftstoffen fallen in der Kette von den Ladestationen zur Batterie, über den Umrichter, zu den Elektromotoren deutlich geringere Umwandlungsverluste an. Wobei hier zu beachten ist, dass sich abhängig von der Vorkette der Stromerzeugung entsprechend verlustbehaftete Umwandlungsschritte in den Umwandlungssektor verschieben können und die Emissionsbilanz der Elektrofahrzeuge damit maßgeblich von den vorgelagerten Emissionen in der Stromerzeugung abhängt.

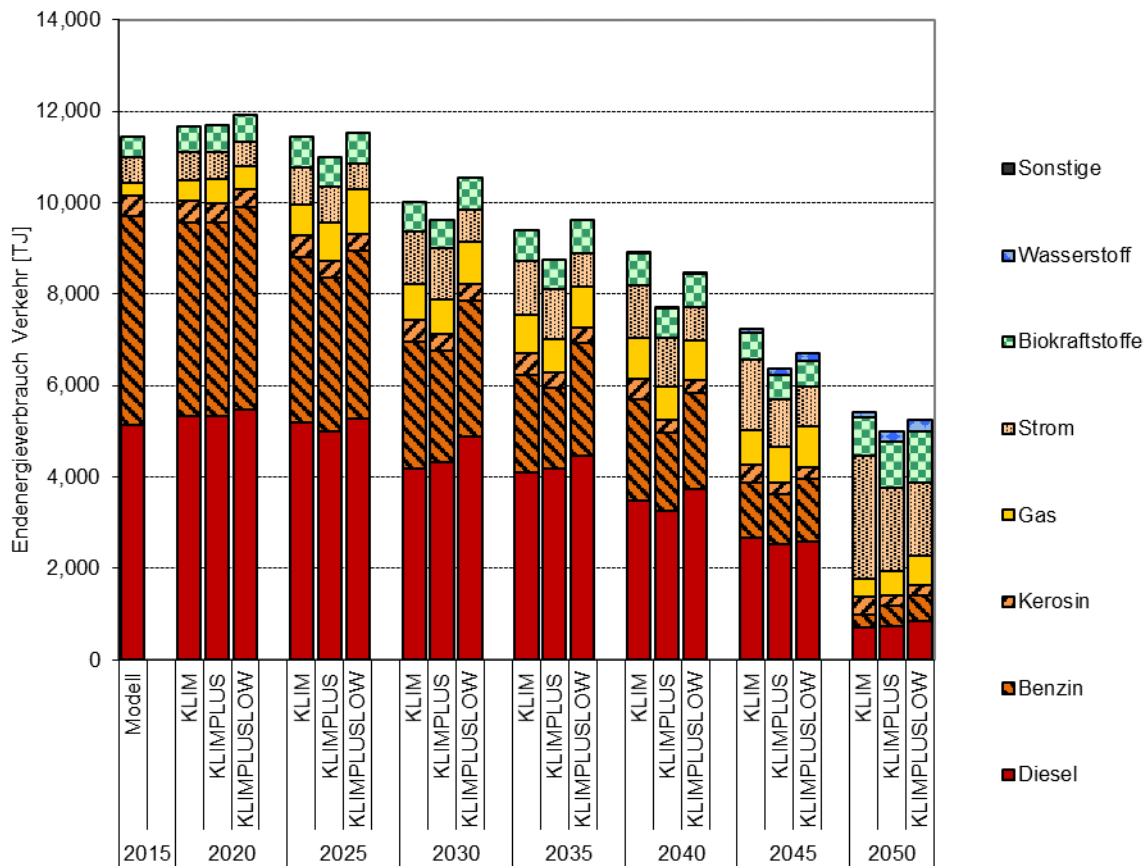


Abbildung 7: Endenergiebedarf des Verkehrs nach Energieträgern im Szenarienvergleich

Hinsichtlich der Nutzung der Elektrizität im Verkehr ergibt sich zwischen 2015 und 2030 in den Szenarien KLIM und KLIMPLUS noch eine ähnliche Entwicklung mit einem Anstieg auf 1.100 TJ (300 GWh) im Szenario KLIMPLUS bis 1.300 TJ (360 GWh) im Szenario KLIM. Demgegenüber bleibt im Szenario KLIMPLUSLOW durch die verzögerte Entwicklung der Elektromobilität der Stromverbrauch mit rund 700 TJ (200 GWh) zurück.

In der anschließenden Entwicklung werden weitere, deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien sichtbar. Im Szenario KLIM ergibt sich überwiegend der höchste Endenergieverbrauch, bedingt durch die weiterhin ausgeprägte Nutzung des Individualverkehrs. Dementsprechend werden hier auch bis 2050 die größten Anstrengungen zur Dekarbonisierung des Verkehrs durch Elektromobilität unternommen.

Die KLIMPLUS-Szenarien erreichen hier bereits durch die verstärkte Verlagerung des Verkehrsaufkommens auf den ÖPNV und den Schienenverkehr stärkere Einsparungen im Endenergieverbrauch, der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch fällt entsprechend geringer aus.

Während die Nutzung von Wasserstoff über alle Szenarien nur eine geringe Rolle im Bereich des Lkw- und Busverkehrs einnimmt ergibt sich weiterhin ein relevanter Sockel von Diesel, Benzin und Erdgas. Die Nutzung der fossilen Kraftstoffe erfolgt hier insbesondere noch in den verbleibenden Bestandsfahrzeugen.



## Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Verkehrsträgern

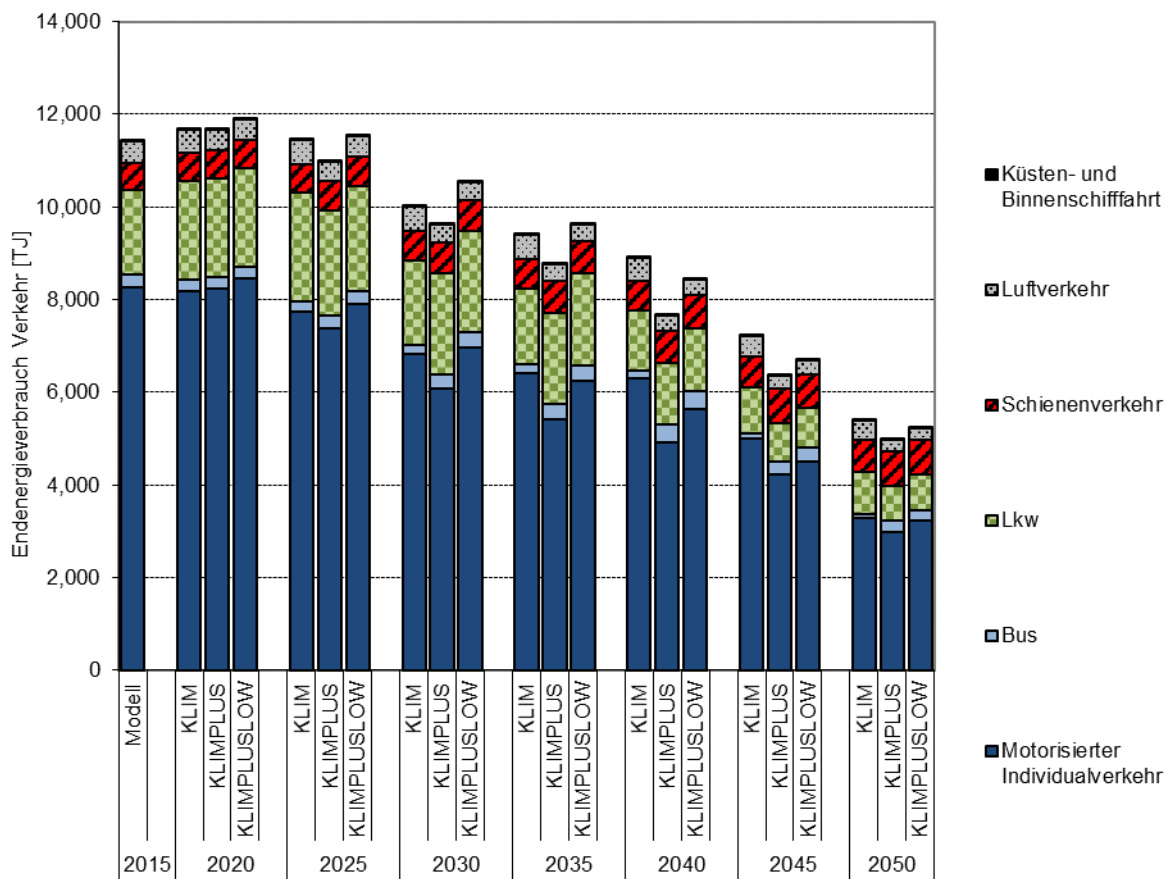


Abbildung 8: Endenergiebedarf des Verkehrs nach Fahrzeugtypen im Szenarienvergleich

Die Aufteilung des Endenergieverbrauchs nach Verkehrsträgern offenbart die bedeutende Rolle des MIV. Dieser trägt zu rund 70 % zum Endenergieverbrauch des Verkehrs bei, gefolgt von den Lkw als zweitgrößte Gruppe mit rund 15 % Anteil. Hierbei wird sichtbar, dass die Unterschiede im Gesamtverbrauchsniveau zwischen den Szenarien hauptsächlich auf die Veränderungen im MIV zurückzuführen sind.

Einerseits stehen sich hier das KLIM- und das KLIMPLUS-Szenario mit einem ähnlichen Verbrauchsniveau gegenüber. Im Szenario KLIM mit einem hohen MIV-Bedarf bei gleichzeitig starker Elektrifizierung, während im KLIMPLUSLOW-Szenario nur eine geringe Durchdringung der Elektromobilität zugelassen wird, gleichzeitig aber die Verlagerung vom MIV auf den ÖPNV verbrauchs-senkend wirkt. Andererseits zeigt das KLIMPLUS-Szenario das Potential des kombinierten Ausbaus der Elektromobilität bei gleichzeitiger Verlagerung von Verkehrsleistung auf den ÖPNV, wodurch über alle Zeitschritte der niedrigste Endenergieverbrauch erreicht werden kann. Abschließend fällt auf, dass nach deutlichen Abweichungen zwischen den Szenarien für die Perioden 2020 – 2045 anschließend in 2050 alle Szenarien auf ein vergleichbares Verbrauchsniveau konvergieren. An dieser Stelle dominiert die Treibhausgasminde-rungsvorgabe nach dem Masterplan der Stadt Stuttgart – hierdurch ist in allen Szenarien nur noch eine begrenzte Emissionsmenge zulässig, wodurch sich auch indirekt der mögliche Energieverbrauch des Verkehrssektors ergibt.

## Strombedarf auf dem Gebiet der Stadt Stuttgart nach Sektoren

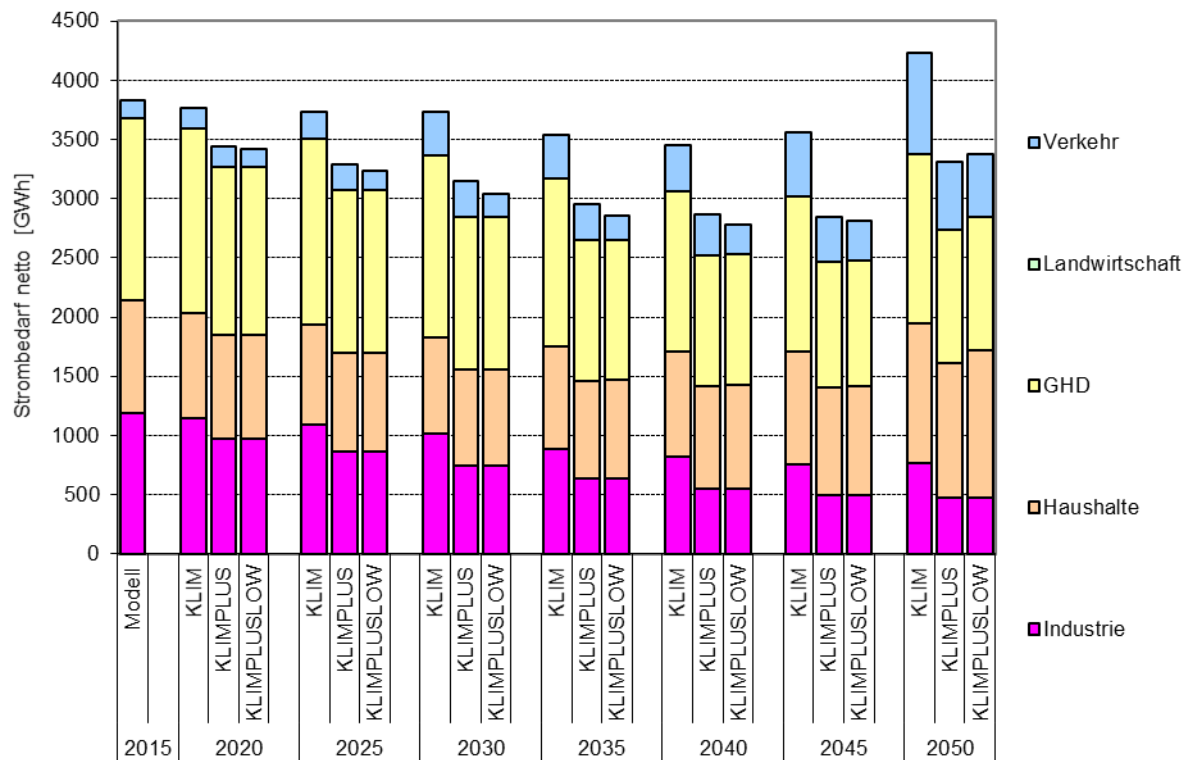


Abbildung 9: Strombedarf nach Sektoren im Szenarienvergleich

Entsprechend der Entwicklung des Stromverbrauchs im Endenergieverbrauch des Verkehrs sind auch Rückwirkungen im Nettostrombedarf auf dem Gebiet der Stadt Stuttgart zu erwarten.

In Abbildung 9 wird der Stromverbrauch aufgeschlüsselt nach Sektoren dargestellt. Hieraus wird ersichtlich, dass Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie Haushalte in den KLIMPLUS-Szenarien einen im Zeitverlauf um rund 30 % rückläufigen Stromverbrauch aufweisen. Im Gegensatz hierzu steht der kontinuierlich steigende Strombedarf für Pkw, Lkw und Busse, wodurch der Rückgang des Gesamtverbrauchs ab 2035 stagniert und anschließend eine leichte Trendumkehr eintritt. In der Periode 2050 wird auch ein Anstieg des Stromverbrauchs in den übrigen Sektoren sichtbar, wobei dieser durch zunehmende Elektrifizierung zur Dekarbonisierung des Energieverbrauchs getrieben ist. Hier ergibt sich auch eine weitere Differenz zwischen den Szenarien KLIMPLUS und KLIMPLUSLOW. Bei vergleichbarem Gesamtverbrauch findet eine Verschiebung zwischen dem Verkehr in die übrigen Sektoren (KLIMPLUSLOW) statt, um die geringere Dekarbonisierung im Verkehr dadurch auszugleichen.

### Ladeleistungsverlauf der Elektromobilität

Einen wichtigen Interaktionspunkt der Elektrofahrzeuge mit dem Stromsystem stellt das Laden der Fahrzeuge dar. Die hierfür benötigten Strommengen und Ladeleistungen sind maßgeblich von der Anzahl der Fahrzeuge, ihrer Fahrleistungen und der gewählten Ladestrategie abhängig.

In TIMES Local Stuttgart wurde eine eingeschränkt systemdienliche Ladestrategie modelliert. Ein potentieller Ladebedarf besteht dabei, wenn ein Fahrzeug mit niedrigem State of Charge (SOC)

abgestellt wird. Im Anschluss gibt es für das Stromsystem eine eingeschränkte, zeitliche Flexibilität hinsichtlich der Beladung des abgestellten und angeschlossenen Fahrzeugs.

Die aufgewandte Energie kann dabei sowohl aus dem Stromnetz sowie aus Photovoltaikeigenerzeugung der Industrie (IND-PV), des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD-PV) und der Haushalte (HH-PV) stammen.

Die resultierenden Verläufe der Ladeleistung werden im Folgenden exemplarisch für die Perioden 2030 und 2050 im Vergleich zwischen der Typwoche Winter und der Typwoche Sommer im Szenario KLIM gegenübergestellt.

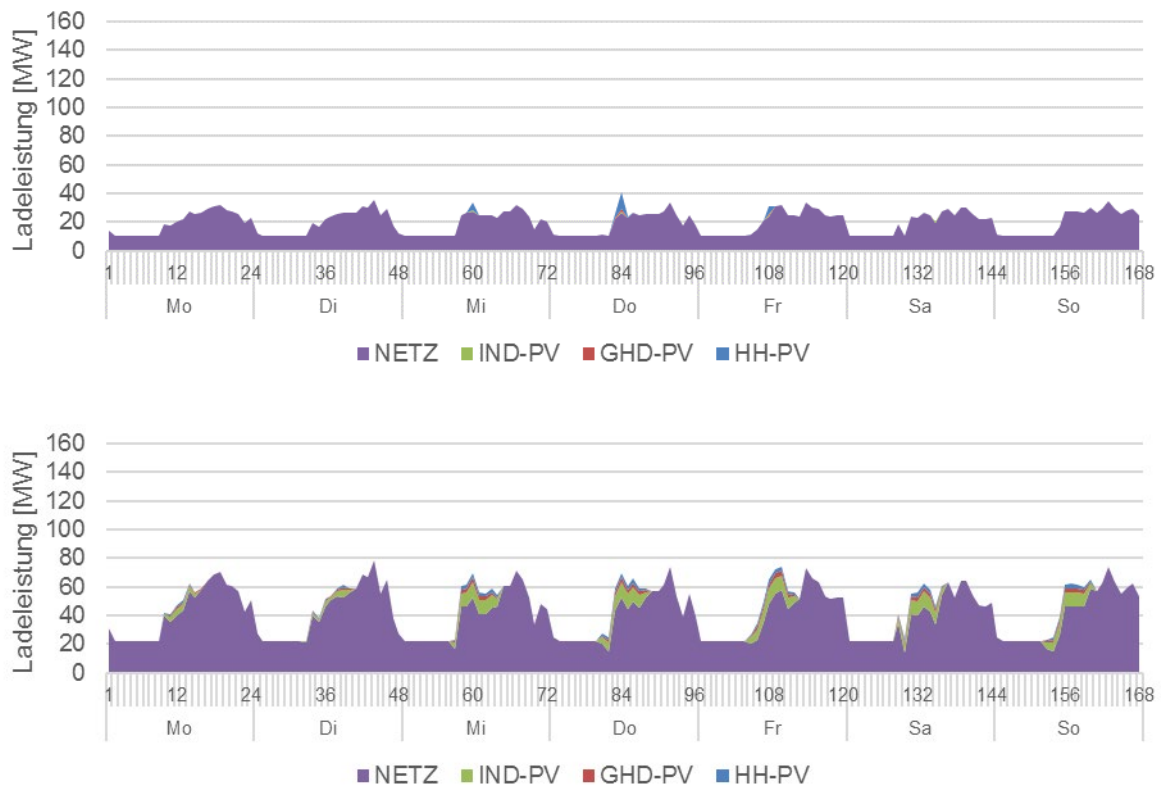


Abbildung 10: Ladeleistungsverlauf der Elektrofahrzeuge im Szenario KLIM in der Typwoche Winter - 2030 (oben), 2050 (unten)

Der Verlauf der Ladeleistung in den Winter-Typwochen zeichnet sich durch einen hohen Anteil des Strombezugs aus dem Stromnetz aus. Die Maximallasten liegen dabei tendenziell in den Abendstunden. Im Vergleich zwischen dem Jahr 2030 und 2050 wird der entsprechend höhere Leistungsbedarf durch die steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen sichtbar. Die Typwoche Winter zeichnet sich weiter durch eine Vergleichmäßigung der Last bzw. einen gegenüber der Typwoche Sommer geringeren Gleichzeitigkeitsfaktor aus. Signifikante Energiemengen werden dabei in den Nachtstunden geladen. Die Spitzenlasten in den Abendstunden liegen dadurch um 30 MW (2030) bzw. um 70 MW (2050).

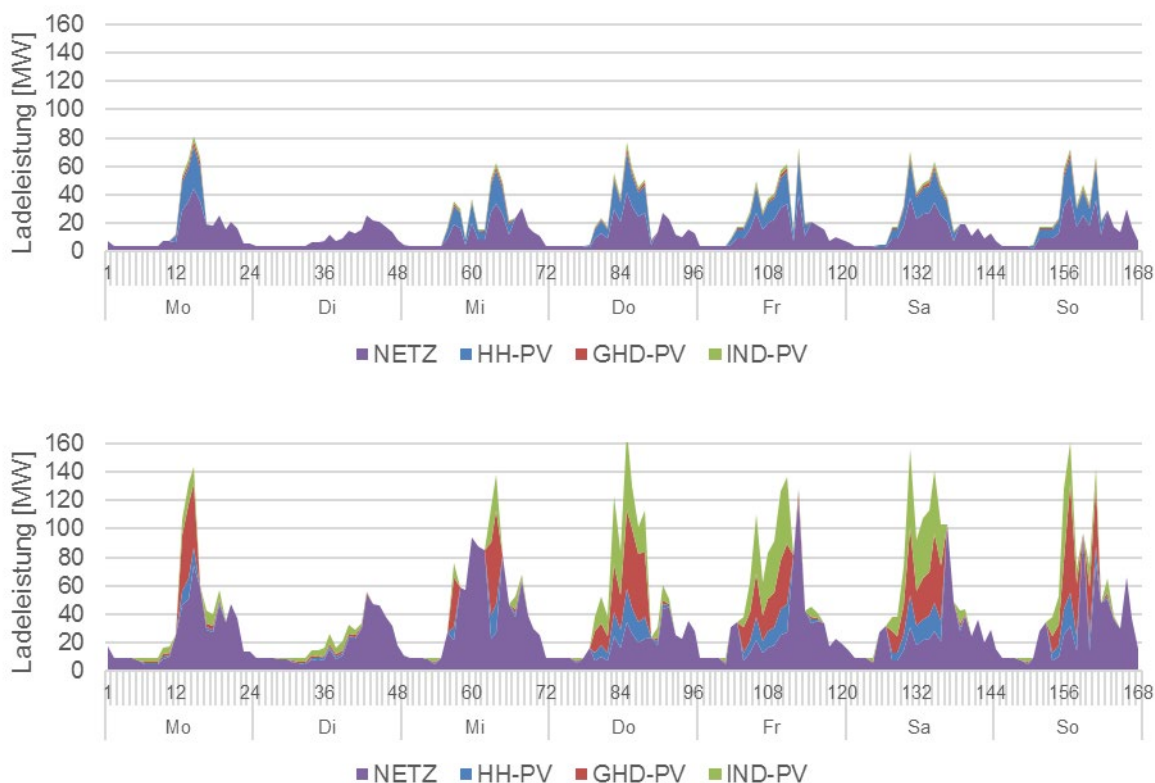


Abbildung 11: Ladeleistungsverlauf der Elektrofahrzeuge im Szenario KLIM in der Typwoche Sommer - 2030 (oben), 2050 (unten)

Entsprechend zu den Winter-Typwochen ist auch in den Sommer-Typwochen ein steigender Leistungsbedarf, analog zur Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge sichtbar. Die Sommer-Typwochen zeichnen sich jedoch auch durch den deutlichen Einfluss der Photovoltaik-Eigenerzeugung aus. Hierbei können die insbesondere in den Mittagsstunden auftretenden Erzeugungsspitzen der Photovoltaik zur Aufladung der Elektrofahrzeuge genutzt werden.

Das Ladeprofil fluktuiert daher in der Typwoche Sommer gegenüber der Typwoche Winter stärker und ein höherer Anteil der geladenen Energiemenge liegt in den Tagesstunden. Dieses systemdienliche Laden der Elektrofahrzeuge verringert entsprechend die Netzbelastung und erleichtert gleichzeitig die Integration hoher Anteile erneuerbarer Stromerzeugung aus Photovoltaik. Während die Spitzen der Ladeleistung ca. 80 MW (2030) bzw. 140 – 160 MW (2050) betragen, bleiben die Spitzen der Netzbelastung um 40 MW (2030) bzw. um 100 – 120 MW (2050).

Eine detaillierte Betrachtung des Ladeleistungsbedarfs wurde ebenfalls auf Basis des Verkehrsnachfragemodells mobiTopp durch das KIT/IfV (Abschnitt 3: Verkehrsnachfragemodellierung mit mobiTopp) für eine jahreszeitunabhängige Typwoche vorgenommen. Die Spitzenlasten liegen hierbei für 30 % BEV-Durchdringung (entsprechend KLIMPLUS 2030) zwischen 40 – 60 MW (Abbildung 24), neben der Abendspitze der Netzbelastung (17 – 19 Uhr) wird hier jedoch auch eine ausgeprägte Morgenspitze (7 – 9 Uhr) gesehen. Der Unterschied ist darauf zurückzuführen, dass in TIMES Local die nach der Nacht vollständig geladenen BEV erst im Tagesverlauf einen erneuten Ladebedarf aufweisen, während in mobiTopp durch ungesteuertes Laden bereits bei Ankunft an der Arbeitsstätte ein erneuter Ladebedarf verortet wird.

### Nettostrombereitstellung nach Energieträgern

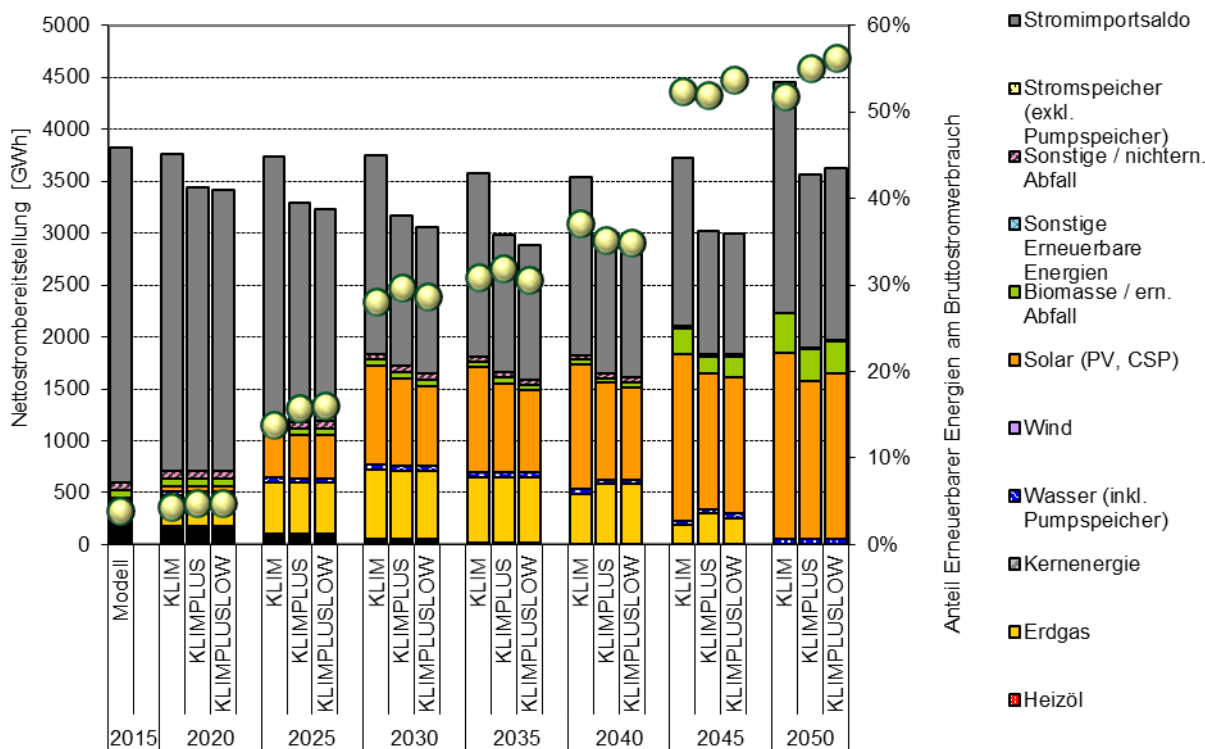


Abbildung 12: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern auf dem Gebiet der Stadt Stuttgart im Szenarienvergleich

Aus dem steigenden Stromverbrauch des Verkehrs sowie dem steigenden Anteil dieses Stromverbrauchs am Endenergieverbrauch leitet sich die Frage nach den Rückwirkungen auf die Stromerzeugung- und Bereitstellung auf dem Gebiet der Stadt Stuttgart ab.

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Strombereitstellung im Zeitverlauf. Erkennbar ist hier, dass die Stromnachfrage anfangs zu rund 85 % aus Stromimporten befriedigt wird. Die Zunahme überwiegend dachgestützter Photovoltaikanlagen führt zu einem höheren Autarkiegrad für Stuttgart mit entsprechend reduzierter Importabhängigkeit von rund 45 % in den Perioden 2035 und 2040.

Der anschließend ansteigende Strombedarf wird durch eine zusätzliche Nutzung der Photovoltaik- sowie in deutlich geringerem Umfang durch Biomasse-KWK-Anlagen gedeckt. Gleichzeitig wird in allen Szenarien durch die Treibhausgasemissionslimitierung die Nutzung von Erdgas-KWK-Anlagen unwirtschaftlich, weshalb diese Strommengen ebenfalls durch die verstärkte Nutzung von Photovoltaikanlagen übernommen werden.

## Die Zusammensetzung des Pkw-Bestands nach Kraftstoffen

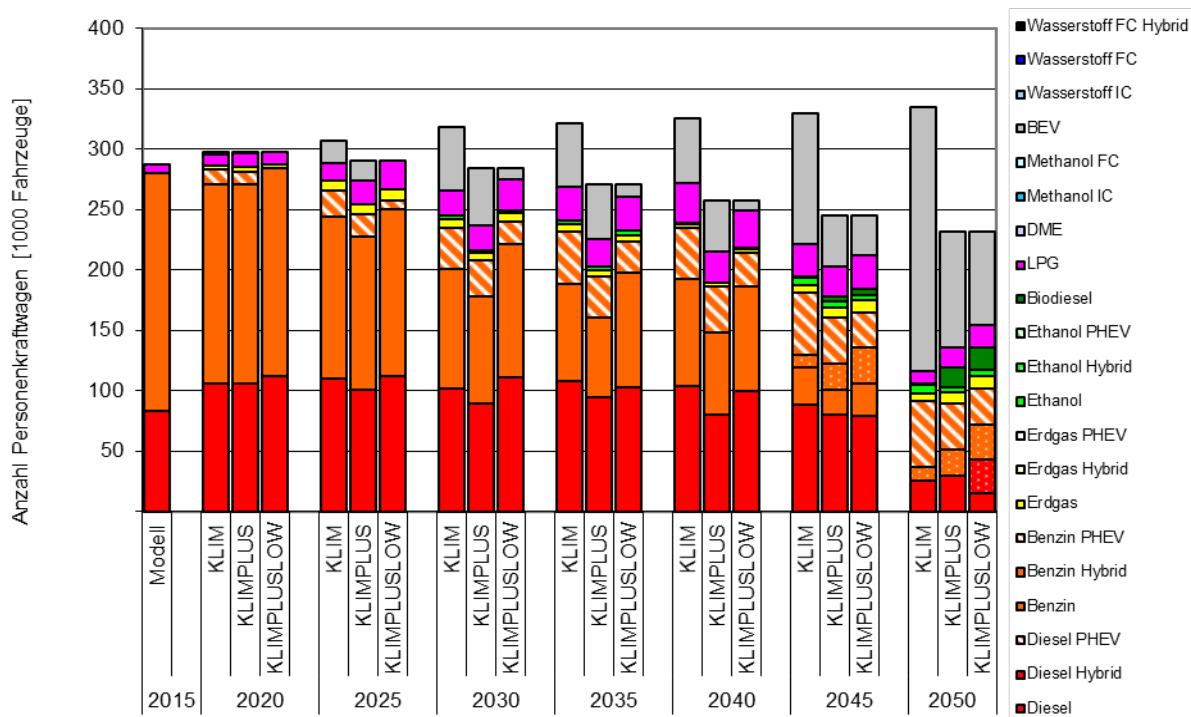


Abbildung 13: Anzahl der Pkw nach Kraftstoffen im Szenarienvergleich

In der Stadt Stuttgart sind im Zeitverlauf zwischen 240.000 bis 340.000 Pkw zugelassen. Ausgehend von einem Bestand um die 300.000 Fahrzeuge ist eine deutliche Abweichung zwischen dem KLIM-Szenario und den KLIMPLUS-Szenarien zu beobachten. Hier zeigt sich im KLIM-Szenario durch eine weiter zunehmende Nutzung des MIV ein bis 2050 auf rund 340.000 Fahrzeuge steigender Bestand. Demgegenüber stehen die KLIMPLUS-Szenarien, in denen durch die Verlagerung der Fahrleistungen vom MIV auf den ÖPNV eine Reduktion des Fahrzeugbestandes auf rund 240.000 Pkw möglich ist. Hinsichtlich der Zusammensetzung dominieren bis 2025 benzin- und dieselgetriebene Fahrzeuge. Ab der Periode 2025 gewinnen in den Szenarien KLIM und KLIMPLUS jedoch bereits BEV und PHEV an Bedeutung im Bestand. Im weiteren Verlauf fällt der Anteil der Elektrofahrzeuge insbesondere im KLIM-Szenario hoch aus, da bei hohem MIV-Aufkommen besonders ausgeprägte Dekarbonisierungsmaßnahmen notwendig werden. Demgegenüber ist insbesondere im Szenario KLIMPLUSLOW die anfangs verzögerte Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen sichtbar, bis 2050 wird jedoch auch hier ein vergleichbarer Anteil zum KLIMPLUS-Szenario erreicht.

## Die Zusammensetzung des Lkw-Bestands nach Kraftstoffen

Im Bestand der Lastkraftwagen ist die Nutzung alternativer Antriebe gegenüber dem Bestand der Pkw anfangs geringer ausgeprägt, es überwiegen die konventionellen Antriebe. Eine Elektrifizierung der Antriebe erweist sich anfangs nur für den leichten Nutzverkehr als kostengünstig. Im weiteren Zeitverlauf stellen insbesondere Antriebe mit Biokraftstoffen einen kosteneffizienten Bereitstellungspfad dar. Während die Elektroantriebe hauptsächlich im leichten Nutzverkehr eingesetzt werden, findet die Nutzung der Biokraftstoffe bevorzugt im schweren Nutzverkehr statt. Wasserstoffantriebe sind ebenfalls insbesondere im schweren Nutzverkehr geeignet und werden über alle Szenarien ab 2045 in geringem Umfang eingesetzt.

## Kostenimplikationen des beschleunigten Zubaus der Elektromobilität

Mit der Nutzung der Elektromobilität sind gegenüber konventionellen Fahrzeugen multiple Kostenimplikationen verbunden. So ergeben sich primär in Abhängigkeit von spezifischem Batteriepreis und Batteriegröße abweichende Fahrzeugkosten. Weitere Kostenwirkungen bestehen darüber hinaus auf Grund des notwendigen Zubaus von Ladeinfrastruktur sowie in Abhängigkeit des regionalen Energiesystems, der klimapolitischen Ziele und der Ladestrategien im weiteren Systemkontext. Den Vergleich der Auswirkungen der einzelnen Kostenkomponenten erlaubt die Gegenüberstellung der Szenarien KLIMPLUS und KLIMPLUSLOW (Abbildung 14). Dargestellt werden hier die durch die verstärkte Nutzung der Elektromobilität (KLIMPLUS) gegenüber dem Szenario (KLIMPLUSLOW) entstehenden, auf das Basisjahr abdiskontierten Mehr- und Minderkosten. Insgesamt entstehen hierdurch bis zur Periode 2050 kumulierte Mehrkosten in der Größenordnung von 600 Mio.€. Bei Betrachtung des Zeitverlaufs wird sichtbar, dass der überwiegende Anteil dieser Kosten mit rund 480 Mio.€ im Zeitraum 2023 – 2037 auftritt, während für die nachfolgenden Jahre eine weitestgehende Kostenparität zwischen den Vergleichsszenarien eintritt. In Hinblick auf die Kostenkomponenten ergeben sich für die Investitions- und Betriebskosten zwischen den konventionellen Fahrzeugen und den xEV nur geringe Differenzen mit Mehrkosten von 35 Mio.€ bis 2027.

Die Mehrkosten in der Bilanz sind jedoch hauptsächlich durch die Installations- und Betriebskosten der Ladeinfrastruktur bedingt. Kumuliert über den Betrachtungszeitraum fallen hier Mehrkosten von rund 880 Mio.€ an.

Die übrigen Differenzkosten in den Bereichen „Importe/Exporte“ und „übriges System“ fallen demgegenüber bis 2042 relativ gering aus. Anschließend zeigt jedoch der Bereich „übriges System“ gegenüber dem Szenario KLIMPLUSLOW deutliche Kostensenkungen. Diese sind dadurch zu erklären, dass zur Einhaltung der Treibhausgasminderungsziele aus dem Masterplan der Stadt Stuttgart ohne Elektromobilität im übrigen Energiesystem höhere Anstrengungen notwendig werden.

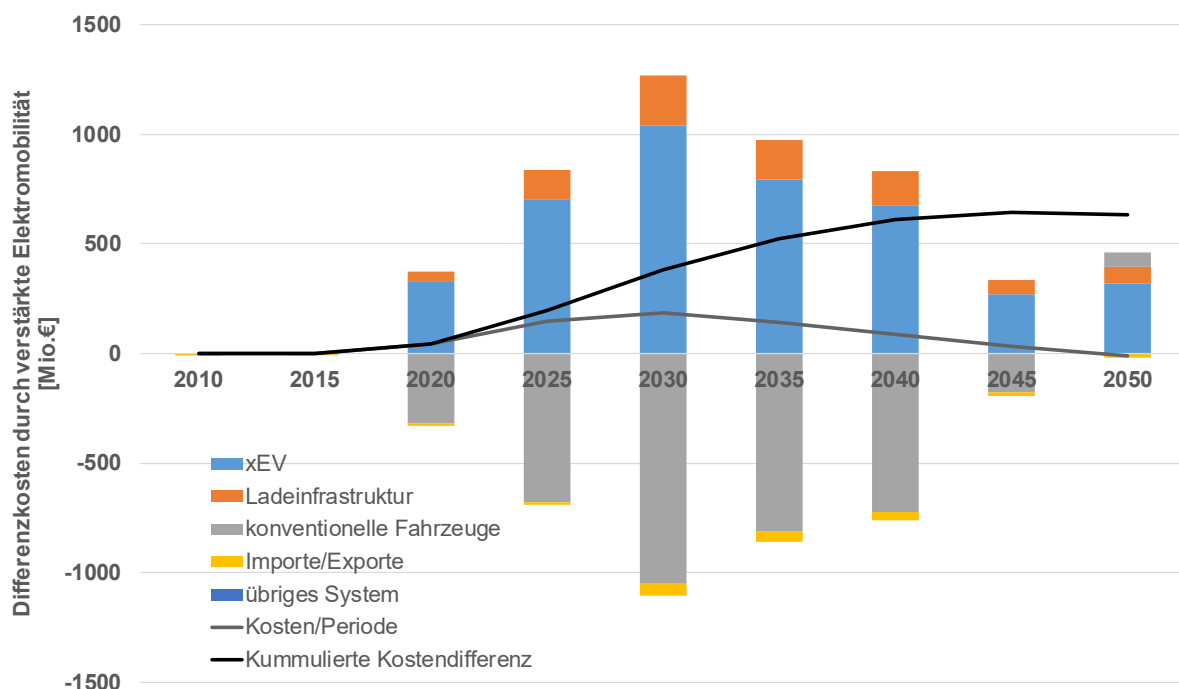


Abbildung 14: Diskontierte Systemkostendifferenz durch verstärkten Zubau der Elektromobilität, kumuliert über 5-Jahresperioden, Szenarien KLIMPLUS und KLIMPLUSLOW im Vergleich



## **Zusammenfassung der Energiesystemanalyse mit TIMES Local Stuttgart**

Zur Analyse der Interaktionen zwischen Elektrofahrzeugen und dem lokalen Energiesystem in der Stadt Stuttgart wurde eine Energiesystemanalyse mit dem Modell TIMES Local Stuttgart durchgeführt. Eine Voraussetzung für die Energiesystemanalyse war dabei die Betrachtung der Investitionskosten der Elektromobilität, mit den Schwerpunkten der Batteriekosten und der Ladeinfrastruktur.

Im Hinblick auf die Batteriekosten, die einen maßgeblichen Faktor des Fahrzeugpreises darstellen, zeigt der durchgeführte Studienvergleich einen anhaltenden Trend zu deutlichen Kostenreduktionen, wobei die Marke von 100€/kWh Batteriekapazität bereits um das Jahr 2025 unterschritten werden könnte. Entsprechend kann trotz steigender Batteriekapazitäten zwischen 2025 und 2030 womöglich die Parität im Anschaffungspreis zwischen Elektro-Pkw und Pkw mit konventionellen Antrieben erreicht werden. Zur weiteren Kostenkomponente der Elektromobilität – der Ladeinfrastruktur – konnten Annahmen der Nationalen Plattform Elektromobilität herangezogen werden, woraus sich spezifische Investitionskosten zwischen 381 bis 459 €/kW für die Installation die Bereitstellung der Ladepunkte ableiten lassen.

Diese Grundannahmen stellten die Basis der Szenariobetrachtung im Energiesystem dar. Für die Szenarioanalyse wurden drei Szenarien auf Basis des Masterplans der Stadt Stuttgart definiert. Hierdurch konnten unter jeweils ausgeprägter Treibhausgasemissionsminderung die Auswirkungen der Dimensionen „Durchdringung des Fahrzeugbestandes mit Elektromobilität“ sowie „Verlagerung des Verkehrsaufkommens auf den ÖPNV“ untersucht werden.

Die Szenarioanalyse ergibt, dass die Elektromobilität in der Mittel- und Langfristperspektive eine entscheidende Rolle im städtischen Energie- und Verkehrssystem spielen kann. Gleichzeitig ist aber auch die Verlagerung des Verkehrs auf den ÖPNV als effizientes Instrument zur Emissionsminderung in Betracht zu ziehen. Die Förderung des ÖPNV im städtischen Raum fungiert hierbei als Stellschraube des Fahrzeugbedarfs, stellt dabei aber ggf. auch einen Lastfaktor mit geringem Flexibilisierungspotential dar.

Insgesamt führt die Elektrifizierung des Verkehrs jedoch zu einer Reduktion des Endenergiebedarfs des Verkehrs und erlaubt parallel hierzu die vereinfachte Integration Erneuerbarer Energien (z. B. Photovoltaik) in das städtische Energiesystem. Deutlich sichtbar wurde dieser Effekt in der Analyse des Ladeleistungsverlaufs in der Typwoche Sommer. Das Zusammenspiel zwischen dezentraler Stromerzeugung und Ladeverhalten der unterschiedlichen Verbraucher eröffnet hier ggf. Geschäftsmodelle und Herausforderungen hinsichtlich Redispatch und Netzdienlichkeit.

Abschließend erfolgte eine Betrachtung bezüglich der Kostenwirkung der Elektromobilität im Vergleich der Szenarien mit hoher (KLIMPLUS) und niedriger Adoptionsrate (KLIMPLUSLOW) der Elektromobilität. Der verstärkte Zubau der Elektromobilität führt hierbei zu kumulierten, diskontierten Mehrkosten in Höhe von 880 Mio.€ im Zeitraum bis 2052. Während bezüglich der Fahrzeugkosten eine Parität besteht, stellt die Ladeinfrastruktur einen zusätzlichen Kostenblock dar. Ab Mitte der 2040er Jahre wirkt die Elektromobilität jedoch deutlich kostensenkend, da hierdurch geringere Anstrengung zu Erreichung der Klimaschutzziele aus dem Masterplan der Stadt Stuttgart notwendig werden. Für zukünftige Analysen sollte ein zusätzlicher Schwerpunkt auf die Untersuchung der Ladestrategien gelegt werden, hier zeigt der Vergleich mit dem Modell mobiTopp signifikante Unterschiede zwischen ungesteuertem bzw. teilweise systemdienlichem Laden auf.



### 3 Verkehrsnachfragemodellierung mit mobiTopp

#### Modellbeschreibung mobiTopp

Zur Abschätzung des zusätzlichen Energiebedarfs durch BEV sowie dessen räumlicher und zeitlicher Verteilung wurde der Verkehr in der Region Stuttgart (bestehend aus der Stadt Stuttgart und den Landkreisen Böblingen, Ludwigsburg, Göppingen, Esslingen sowie dem Rems-Murr-Kreis) in mobiTopp modelliert. mobiTopp ist ein am Institut für Verkehrswesen des KIT entwickeltes mikroskopisches Multi-Agenten-Verkehrsnachfrage-Modell, welches die Ortsveränderungen aller Personen mit allen Verkehrsmitteln eines Planungsraums minutenfein über den Zeitraum von einer Woche simuliert. Es handelt sich um ein Aktivitäten-basiertes Modell, welches Aktivitäten einer Person als Grund für die Entstehung von Mobilität voraussetzt. mobiTopp besteht aus zwei Teilmodellen. Im Long-Term-Modell werden alle Eigenschaften festgelegt, die für die gesamte Simulation von einer Woche konstant bleiben. Zunächst wird die Bevölkerung (hier ca. 2,7 Mio. Personen) inklusive soziodemographischer Eigenschaften durch eine Bevölkerungssynthese generiert. Jede Person ist einem Haushalt zugeordnet, welcher einen festen Wohnort hat und ggf. über einen oder mehrere Pkw verfügt. Zudem wird erwerbstätigen Personen ein fester Arbeitsplatz und Schülern bzw. Studenten ein Schul- bzw. Ausbildungsort zugeordnet. Auch Zeitkarten-Besitz oder eine Car-sharing-Mitgliedschaft werden modelliert und für jeden Agenten ein individueller Aktivitätenplan erzeugt. Im Short-Term-Modell werden die Aktivitätenpläne aller Agenten simultan und chronologisch abgearbeitet. Bei jeder Aktivität wird zunächst eine Zielwahl (diese entfällt bei Zuhause-Aktivitäten, sowie Arbeiten oder Schule/Ausbildung, da es sich hierbei um fixe Ziele handelt) und anschließend eine Verkehrsmittelwahl durchgeführt [25].

Der mikroskopische Ansatz erlaubt die Betrachtung des individuellen Mobilitätsverhaltens jeder einzelnen Person im Planungsraum sowie die Analyse der einzelnen Pkw. Bei BEV ermöglicht dies insbesondere auch die Analyse der Ladevorgänge.

#### Annahmen und Eingabeparameter

Im Rahmen eines ersten Workshops am 04.12.2018 wurden mit Mitgliedern des Strategiedialogs die Rahmenbedingungen der Simulation diskutiert. Dies beinhaltete sowohl die bis 2030 zu erwartenden technischen Fortschritte der Fahrzeuge, die Entwicklung der Marktdurchdringung von BEV, den Ausbau der Ladeinfrastruktur sowie das zu erwartende Ladeverhalten. Basierend darauf wurden die Eingabeparameter der Simulation und die Variation innerhalb der Szenarien bestimmt. Tabelle 8 fasst die in der Simulation verwendeten Eingabeparameter nochmals zusammen. Während sich die beteiligten Experten schnell über zukünftige Fahrzeugeigenschaften einigten, bestand Uneinigkeit über die Entwicklung der Ladeinfrastruktur.

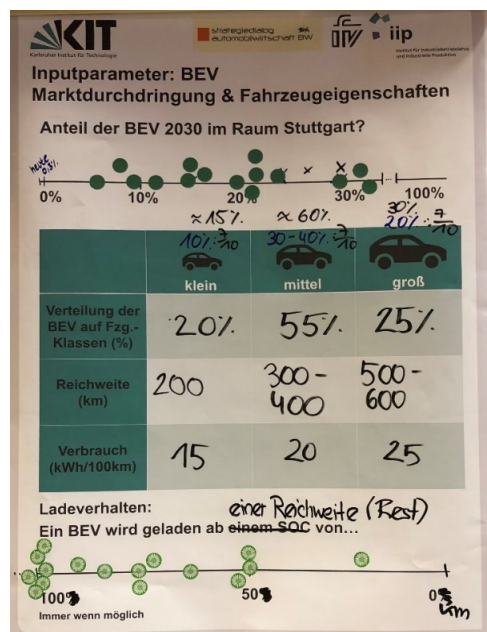


Abbildung 15: Zu erwartende fahrzeugeigentliche Entwicklung (Workshop 04.12.18)

Tabelle 8: Durchschnittliche Fahrzeugeigenschaften

	<b>Kleine Pkw (A/B Segment)</b>	<b>Mittlere Pkw (C/D Segment)</b>	<b>Große Pkw (E Segment)</b>
<b>Aufteilung auf die Segmente</b>	20 %	55 %	25 %
<b>Reichweite [km]</b>	250	350	550
<b>Verbrauch [kWh/100 km]</b>	12	17	23

Da die Platzierung neuer Ladesäulen mit großer Unsicherheit verbunden war, wurde beschlossen, die Simulation zur Identifikation von Bedarf-Hotspots zu nutzen. Modellagenten konnten entsprechend überall öffentlich laden, und machten dies sobald die Batterie den Schwellwert von 50 % unterschritt. Ob Agenten Zuhause Laden konnten, hing von der Lage des Wohnsitzes (Innenstadt vs. Stadtrand) und der Bebauung der Zelle (z. B. Ein- vs. Mehrfamilienhaus) ab. Die aktuell vorhandene Ladeinfrastruktur der Region Stuttgart wurde in mobiTopp mit ihrer vorhandenen Leistung implementiert. Bei Ladebedarf „neu geschaffene“ Ladeinfrastruktur im Modell wurde eine Leistung von 50 kW angenommen. Tabelle 9 beschreibt die verschiedenen Szenarien inkl. der getroffenen Annahmen. Die Fahrzeugeigenschaften (Tabelle 8) waren für alle Szenarien konstant.

Tabelle 9: Beschreibung der Szenarien

	<b>Marktdurch- dringung</b>	<b>Leistung neue LIS</b>	<b>Leistung Heimladen</b>
<b>Szenario 0</b>	Status quo	-	3,7 kW
<b>Szenario 1</b>	30 % BEV	50 kW	3,7 kW
<b>Szenario 1b</b>	30 % BEV	50 kW	11 kW manuelle Anpassung für die Netzanalyse einer Zelle
<b>Szenario 2</b>	10 % BEV	50 kW	3,7 kW
<b>Szenario 2b</b>	10 % BEV	50 kW	11 kW manuelle Anpassung für die Netzanalyse einer Zelle
<b>Szenario 3</b>	50 % BEV	50 kW	3,7 kW

### Modellergebnisse

Zunächst zeigt die Simulation, dass sich durch eine Erhöhung des Anteils BEV in der Region der Modal Split kaum ändert (Voraussetzung: keine Veränderungen im ÖV, Möglichkeit zu laden überall gegeben). Abbildung 16 veranschaulicht dies am Beispiel Vergleichsfall heute (Szenario 0) und Szenario 30 % BEV (Szenario 1), ebenso gilt dies für die anderen Szenarien. Der Anteil der Pkw-Wege ist innerhalb des Stuttgarter Stadtgebiets (in Abbildung 16 abgekürzt durch ST) geringer als in der gesamten Region. Die Analyse der durchschnittlichen Fahrleistung in der modellierten Woche zeigt, dass BEV mehr km/Woche fahren werden als konventionelle Pkw. Die mittlere Anzahl der Wege unterscheidet sich jedoch kaum.

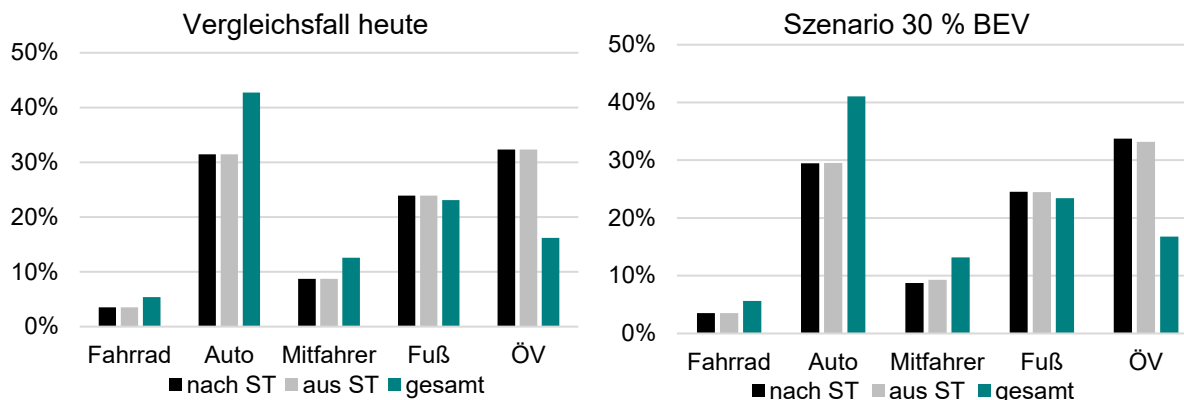


Abbildung 16: Vergleich des Modal Split für Szenario 0 und Szenario 30 %

Tabelle 10: Analyse der Pkw-Wege sowie Fahrleistung nach Antriebsart und Segment

	Pkw-Segment	Klein	Mittel	Groß
<b>30 %-Simulation</b>				
BEV	km/Weg	11,1	12,4	13,0
	Wege/Woche	15,7	16,0	16,3
Verbrennungsmotor	km/Weg	7,2	7,5	7,8
	Wege/Woche	15,7	15,6	16,1
<b>10 %-Simulation</b>				
BEV	km/Weg	13,4	15,3	16,2
	Wege/Woche	14,8	15,5	16,1
Verbrennungsmotor	km/Weg	7,7	8,0	8,4
	Wege/Woche	15,8	15,7	16,1

In der Simulation wurde auf Steuerungsmaßnahmen bezüglich des Ladeverhaltens verzichtet. Das ungesteuerte Laden führte zu einer enormen Belastung des Stromnetzes in den Morgenstunden (7 – 9 Uhr), wenn die Agenten in der Arbeit ankamen. Ein zweiter Peak ergab sich in den Feierabendstunden zwischen 17 und 19 Uhr (Abbildung 17).

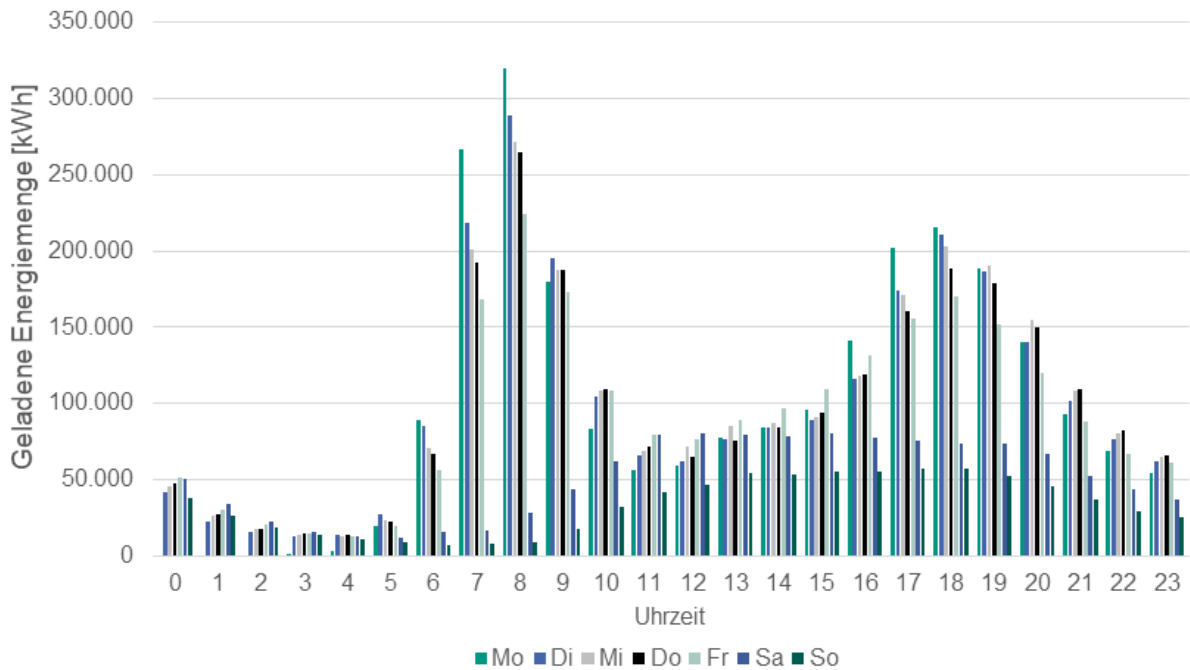


Abbildung 17: Zeitliche Verteilung der kumulierten Lademenge der gesamten Region bei 30% BEV, öffentliches Laden überall möglich, neue Ladesäulen 50 kW Ladeleistung

Eine vergleichbare Struktur und ähnliche Ladepeaks zeigten sich auch in den anderen Szenarien bei höherem bzw. niedrigerem Lade-Niveau. Wie das Nachfrageprofil der Region zeigt, kumuliert sich die Energienachfrage besonders in den Industriegebieten sowie den großen Produktionsstandorten von z. B. Daimler und Porsche. Insgesamt wurden während der simulierten Woche 14,124 MWh (30 %-Szenario) in der gesamten Region geladen (6,704 MWh im 10 %-Szenario). Da die verschiedenen Verkehrszellen unterschiedlich groß sind, wurde der Ladebedarf zur besseren Vergleichbarkeit ins Verhältnis zur bebauten Fläche einer Zelle gesetzt (Abbildung 18).

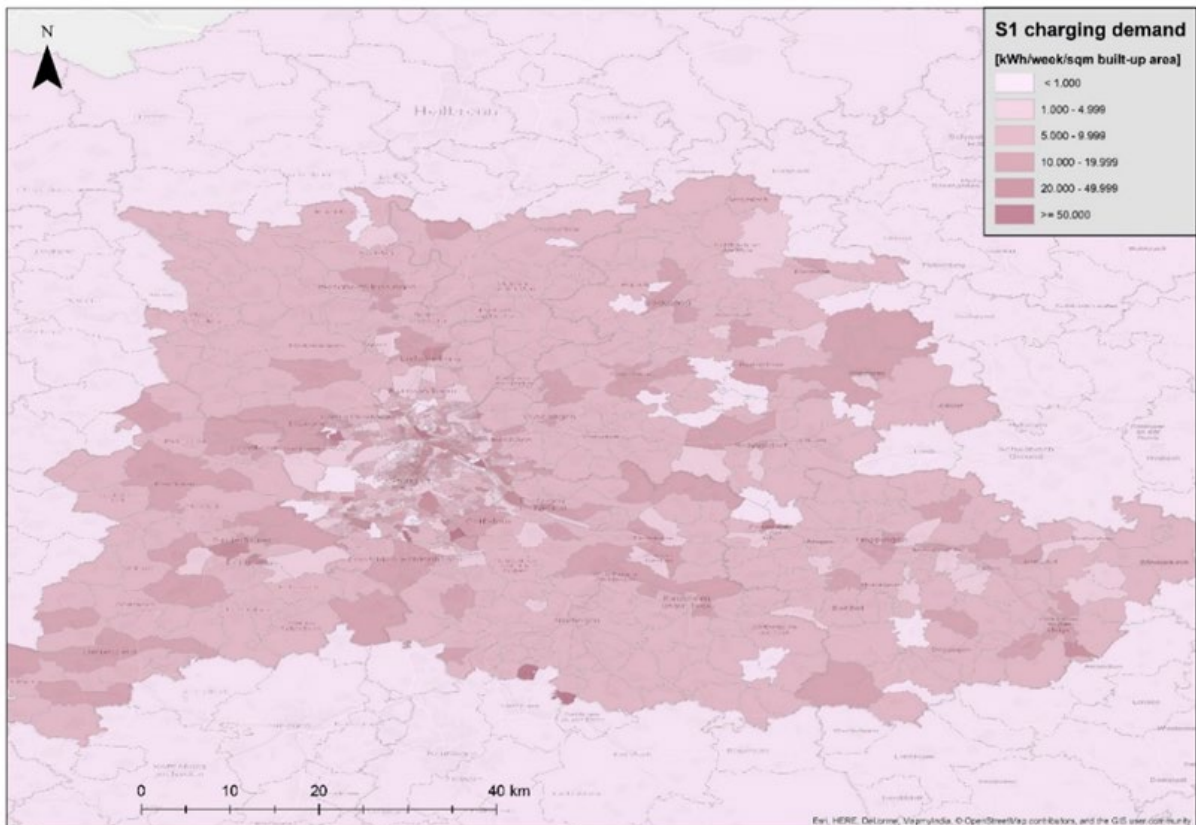


Abbildung 18: Kumulierter Energiebedarf pro km<sup>2</sup> bebauter Fläche bei 30 % BEV, öffentliches Laden überall möglich, neue Ladesäulen mit 50 kW Ladeleistung

Für die Analyse der Zusatzbelastung durch BEV auf das Stromnetz gab es zwei verschiedene Verfahren. Zunächst wurde eine Wohngegend mit 433 Haushalten und 779 Einwohner betrachtet, bei der genaue Informationen zum Stromnetz inkl. Kabel etc. vorlagen. Die in dieser Gegend liegenden Haushalte besaßen in der Simulation 359 Pkw, davon 83 BEV in der 30 %-Simulation und 29 in der 10 %-Simulation. Da es bisher keine öffentliche Ladesäule in diesem Bereich gibt und die Bebauung des Wohngebietes mit einigen Einfamilienhäusern durchaus erlaubt eigene Ladestationen im Haus zu installieren, wurde angenommen, dass Personen die nach Hause kommen, ihren Pkw immer unmittelbar zum Aufladen anschließen, um eine maximale Belastung in der Woche zu erzeugen. Um diese zu verstärken, wurde die Leistung der Heim-Ladesäulen manuell auf 11 kW erhöht. In Kapitel 4 werden diese Daten zur weiteren Analyse des Stromnetzes verwendet.

Die zweite Analyse wurde in Kooperation mit Stuttgart Netze GmbH durchgeführt. Hierfür wurde für jede Zelle die „maximal belastete Stunde“ identifiziert, der gesamte Energiebedarf dieser Stunde kumuliert, die Anzahl paralleler Ladevorgänge summiert sowie die maximale parallele Leistung in der „Peak-Stunde“ berechnet. Zudem wurde der gesamte kumulierte Energiebedarf der simulierten Woche ausgewiesen. Diese Informationen wurden im nächsten Schritt so weiterverarbeitet, dass sie räumlich zur Struktur der SN-Netzinseln passten und in Bezug zur bebauten Fläche der verschiedenen Netzinseln aggregiert wurden. Diese Daten wurden an SN weitergegeben, welche die zusätzliche Energienachfrage zur Auslastungsanalyse der Transformatoren nutzte (Kapitel 6).

## 4 Netzauswirkungen von E-Pkw

Um Netzengpässe identifizieren zu können, sind Lastflussberechnungen ein zentrales Werkzeug. Mittels einer Lastflussberechnung kann einerseits die Spannungshaltung im Netz andererseits auch die Auslastung der operativen Netzkomponenten, wie Transformator und Leitungen, untersucht werden. Für die im Rahmen der Untersuchung durchzuführende Netzanalyse wird die Lastflussberechnung mittels MATPOWER [26] durchgeführt. MATPOWER ist ein auf MATLAB-basierendes open-source Paket zur Lösung von stationären Simulations- und Optimierungsproblemen.

Um die zukünftige Marktpenetration, das Mobilitätsverhalten sowie den damit verbundenen künftigen Leistungsbedarf der Fahrzeuge explizit in die Lastflussberechnungen mit einfließen zu lassen, wird das mikroskopische Verkehrsnachfragemodell mobiTopp (Kapitel 4) mit MATPOWER verknüpft. Somit wird in den Lastflussberechnungen erstmals eine konkrete Verkehrsnachfragemodellierung berücksichtigt.

In Abbildung 19 ist die Kopplung der beiden Modelle graphisch abgebildet.

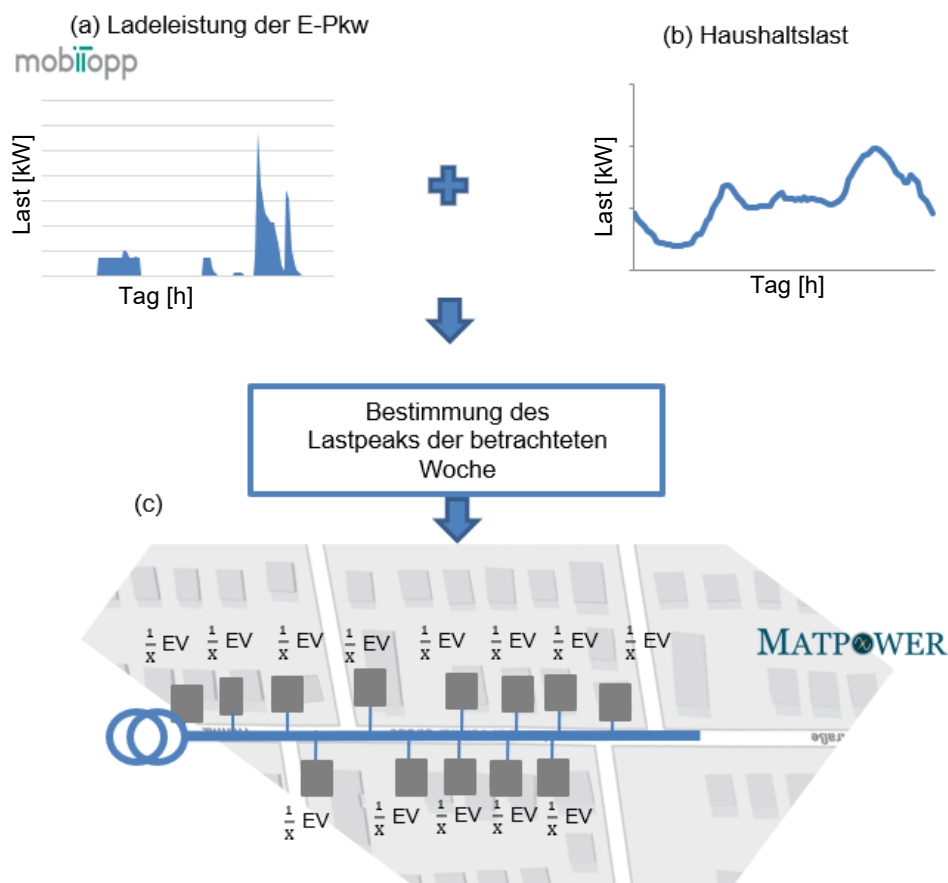


Abbildung 19: Kopplung der Modelle mobiTopp und MATPOWER

Für die Kopplung der beiden Modelle wurde folgendermaßen vorgegangen: Aus dem Modell mobiTopp werden individuelle Ladeprofile innerhalb einer Verkehrszelle über den Betrachtungszeitraum von einer Woche generiert. Diese einzelnen Ladeprofile werden in einem ersten Schritt

aggregiert (Abbildung 20 (a)), und im Anschluss um das aggregierte Haushaltslastprofil für 2030 (Abbildung 20 (b)) erhöht. Aus dieser summierten Gesamtlast wird der Lastpeak während des Betrachtungszeitraums sowie die zugehörige Uhrzeit bestimmt, welche auch den anschließenden Netzanalysen zu Grunde liegen. Auf Basis des ermittelten Lastpeaks wird jedem, im zu untersuchenden Netzabschnitt befindlichen Haushalt vereinfachend der gleichmäßige Anteil des Lastpeaks zugeordnet. Im Anschluss werden noch die Netzdaten sowie die damit verbundenen technischen Restriktionen (Spannungsgrenzen, maximale Bemessungsleistung) für die Netzinsel in MATPOWER integriert (Abbildung 20 (c)).

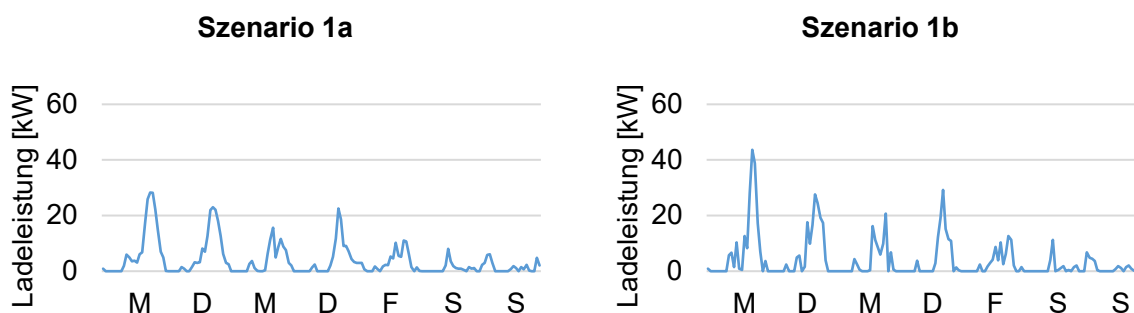
Für die im Rahmen des Projekts durchgeführte Netzanalyse wurde der Schwerpunkt auf eine Verkehrszelle nahe Stuttgart-Möhringen gelegt. Diese umfasst in der Gesamtheit 433 Haushalte. In Abhängigkeit des Simulationslaufs werden somit 29 BEV (10 % Marktdurchdringung) bzw. 83 BEV (30 % Marktdurchdringung) in der Zelle verortet. Der von SN zur Verfügung gestellte, in der ausgewählten Zelle liegende Netzabschnitt besteht aus 349 Haushalten, unterteilt in Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäuser. Somit sind annahmegemäß in der Netzinsel 23 BEV bzw. 67 BEV angeschlossen. Da Verkehrsinsel und Netzinsel daher nicht identisch sind, wurden alle Ergebnisse von mobiTopp entsprechend der Anzahl an Haushalten bzw. BEV in der Netzinsel für die weiteren Berechnungen angepasst.

In der Lastflusssimulation wurden insbesondere 5 Szenarien berücksichtigt, die sich in Marktpenetration (10 % und 30 %) und Ladeleistung (3,7 kW und 11 kW) unterscheiden (Tabelle 11).

Tabelle 11: Betrachtete Szenarien

Szenario	Marktdurchdringung	Ladeleistung [kW]
0	0 %	-
1a	10 %	3,7
1b	10 %	11
2a	30 %	3,7
2b	30 %	11

Basierend auf der Annahme, dass alle Anwohner ungesteuert laden sobald sie zu Hause ankommen, wurden, wie bereits oben beschrieben, individuelle Ladeprofile von mobiTopp in der untersuchten Verkehrszelle generiert. Die auf die Netzinsel angepassten, szenariospezifischen Ladeprofile wurden über die simulierte Woche in stündlicher Auflösung aggregiert (Abbildung 20).





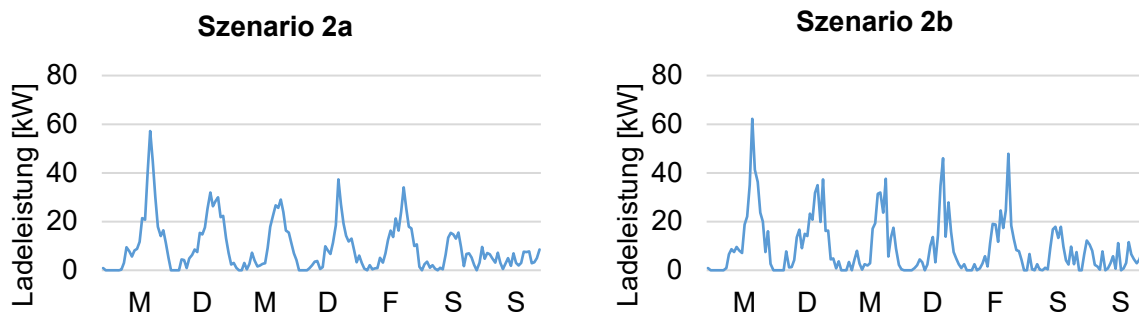


Abbildung 20: Lastverläufe für die simulierte Woche für die jeweiligen Szenarien

Die Lastverläufe variieren in Abhängigkeit des Szenarios und spiegeln das Ladeverhalten in der untersuchten Verkehrszelle wider. Der zusätzliche Energiebedarf von E-Pkw beträgt 815 kWh (10 % Marktdurchdringung) und 1.926 kWh (30 % Marktdurchdringung) in der simulierten Woche.

Bei der stationären Lastflussanalyse ist nur die Spitzenlast entscheidend. Um diesen Peak in der simulierten Woche zu identifizieren, muss zunächst die gesamte Netzlast ermittelt werden, die sich aus der Haushaltslast und der durch die Ladevorgänge der BEV verursachten Last zusammensetzt.

Hinsichtlich der Haushaltslast wurde mit Hilfe des IER und basierend auf [18] und [19] ein Lastgang auf stochastischer Basis für eine festgelegte Anzahl an Haushalten inklusive jahreszeitlicher Beleuchtung und Beheizung generiert. Dieser ist für die 349 Haushalte in Abbildung 21 dargestellt.

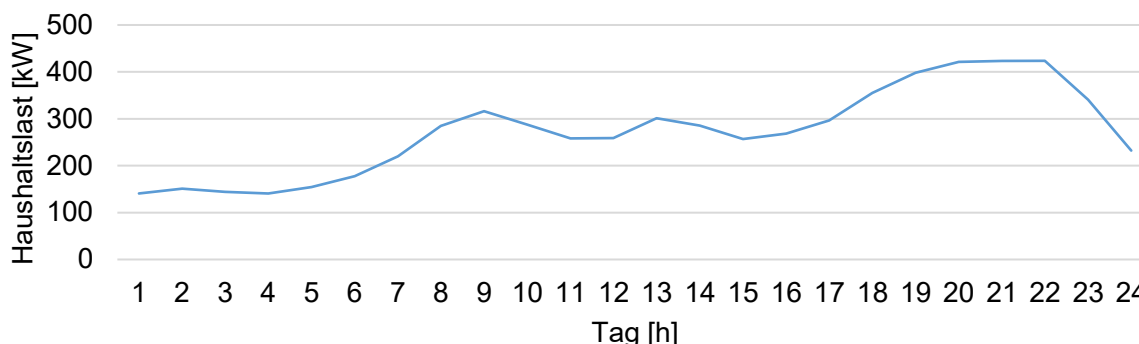


Abbildung 21: Aggregierte Haushaltslastkurve für 349 Haushalte für einen Werktag im Winter

Basierend auf der Gesamtlast (Haushaltslast + BEV-Last) wird der Lastpeak bestimmt, welcher auch den anschließenden Netzanalysen zu Grunde liegt. In Abhängigkeit der Szenarien ergeben sich im untersuchten Netzabschnitt die in Tabelle 12 dargestellten Lastspitzen.

Tabelle 12: Lastpeaks der Netzinsel unter Berücksichtigung von BEV

0 BEV	10 % BEV, 3,7 kW	10 % BEV, 11 kW	30 % BEV, 3,7 kW	30 % BEV, 11 kW
423 kW	449 kW	438 kW	465 kW	457 kW



Unter Berücksichtigung einer hohen Ladeleistung (11 kW) ergibt sich dabei eine reduzierte Spitzenlast im Vergleich zu dem entsprechenden Szenario mit einer geringeren Ladeleistung. Dies widerspricht zunächst vielen Studien und auch der Intuition, kann aber durch das zeitliche Auseinanderfallen der Spitzenlast von Haushalten und Ladevorgängen sowie durch in diesem Netzabschnitt vergleichsweise weitgestreuten Ankunftszeiten (d. h. höhere Ladeleistungen führen zu einer Reduzierung der gleichzeitig stattfindenden Ladevorgänge) erklärt werden.

Zur Berücksichtigung der netztechnischen Restriktionen wurden die Netzdaten für die Netzinsel in der untersuchten Verkehrszelle in MATPOWER integriert und anschließend eine Lastflussberechnung durchgeführt.

## 5 Ergebnisse der durchgeführten Lastflussberechnung

Zur Untersuchung der Netzwerkeffekte die sich aus den Ladeprozessen der BEV ergeben, wurde mittels MATPOWER eine Lastflussanalyse durchgeführt. Da sofortiges Laden zu konzentrierten Spitzen in der BEV-Last während der bereits bestehenden Wohnraumspitzen zu Abendstunden führen kann, können neue Herausforderungen entstehen, insbesondere für das Verteilnetz. Die gleichzeitige Berücksichtigung des individuellen Ladeverhaltens in der gewählten Zelle und der zugehörigen Netztopologie ermöglicht eine fundierte Analyse der Auswirkungen auf die Spannungshaltung im Netz und auf die Nutzung von operativen Netzkomponenten wie Transformatoren und Kabeln. Daher wird das Netz im Rahmen der Lastflussanalyse auf Trafo- und Kabelauslastung sowie auf das minimale Spannungsniveau im Netz untersucht. Bei der angewandten stationären Lastflussanalyse wird nur die Spitzenlast je Szenario berücksichtigt.

Abbildung 22 zeigt die Transformatorauslastung für alle Szenarien. Wenn kein E-Pkw berücksichtigt wird, erfolgt eine Ausnutzung von 55 % (Szenario 0) der Kapazität. Berücksichtigt man eine Marktdurchdringung von 10 % oder 30 % von E-Pkw, steigt die Transformatorauslastung in Abhängigkeit der Ladeleistung auf 59 % (Szenario 1a), 58 % (Szenario 1b), 61 % (Szenario 2a) bzw. 60 % (Szenario 2b). Aber unabhängig vom Szenario tritt keine Überlastung des Transformators auf.

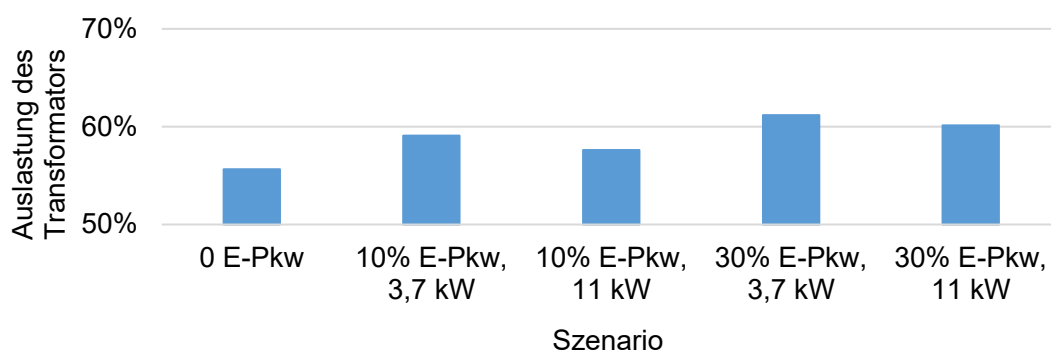


Abbildung 22: Auslastung des Transformators

Ein weiterer Punkt, um die Netzstabilität zu gewährleisten, ist die Vermeidung von Spannungseinbrüchen. Auch hier ist im Hinblick auf das Mindestspannungsniveau im Netzabschnitt das Netz in keinem der Szenarien mit kritischen Situationen konfrontiert. Der minimale Spannungspegel sinkt

aufgrund der zusätzlichen Last von E-Pkw leicht ab. Es besteht jedoch keine Gefahr die untere Spannungsgrenze zu unterschreiten, unabhängig vom untersuchten Szenario.

Abschließend wird die maximale Kabelauslastung untersucht. Unter Berücksichtigung von E-Pkw steigt die maximale Kabelauslastung von 52 % (Szenario 0) auf 61 % (Szenario 1a), 59 % (Szenario 1b), 68 % (Szenario 2a) bzw. 64 % (Szenario 2b). Unabhängig vom betrachteten Szenario wird die maximale Kabelkapazität nicht überschritten.

Die Lastflussanalyse bestätigt am Fallbeispiel einer ausgewählten Verkehrszelle in der Nähe von Möhringen den nur geringen Einfluss unterschiedlicher E-Pkw-Marktanteile bzw. deren Ladeverhalten auf die Auslastung der Transformatoren und Kabel sowie die Netzspannung. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei Marktanteilen von bis zu 30 % die thermischen oder spannungsbezogenen Grenzwerte für den untersuchten Netzabschnitt bei Weitem nicht erreicht werden. Auch kritische Auswirkungen auf höhere Netzebenen erscheinen bei diesen geringen Änderungen unwahrscheinlich. Unter Berücksichtigung der vom mobiTopp-Modell erzeugten individuellen Ladeprofile konnte gezeigt werden, dass die Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge einen entscheidenden Einfluss hat. Wie in der Lastflussanalyse dargestellt, sind in dem betrachteten Fallbeispiel höhere Laderaten aufgrund der unterschiedlichen zeitlichen Verteilung der Spitzenlasten von Haushalten und Ladevorgängen und der vergleichsweise weit verteilten Ankunftszeiten sogar vorteilhafter. Selbst eine Marktdurchdringung von 30 % bei einer Ladeleistung von 11 kW führt daher für dieses Netzsegment nicht zu Grenzwertverletzungen. Da Niederspannungsnetzwerke jedoch sehr heterogen sind, sollte basierend auf diesen Ergebnissen keine verallgemeinernde Aussage getroffen werden.

Während der Projektlaufzeit wurde eine Literaturanalyse durchgeführt und zahlreiche Dissertationen mit elektrotechnischem Schwerpunkt in der untersuchten Fragestellung "Netzauswirkungen E-Pkw" ([27] bis [40]), analysiert und hierzu bereits zwei Vorträge mit jeweils verbundener Veröffentlichung ([41] und [42]) auf internationalen Konferenzen gehalten sowie mehrere Zwischenstände auf vorherigen SDA-Veranstaltungen präsentiert.

## 6 Analyse des Niederspannungsnetzes von Stuttgart

Die Stuttgart Netze GmbH ist für den sicheren Betrieb des Stromnetzes im Bereich der Mittel- und Niederspannung in der Landeshauptstadt Stuttgart (LHS) zuständig. Das Stromverteilnetz umfasst etwa 1.500 km Mittelspannungs- und 3.900 km Niederspannungsleitungen. Der schematische Aufbau der einzelnen Verteilnetzebenen ist in Abbildung 23 dargestellt.

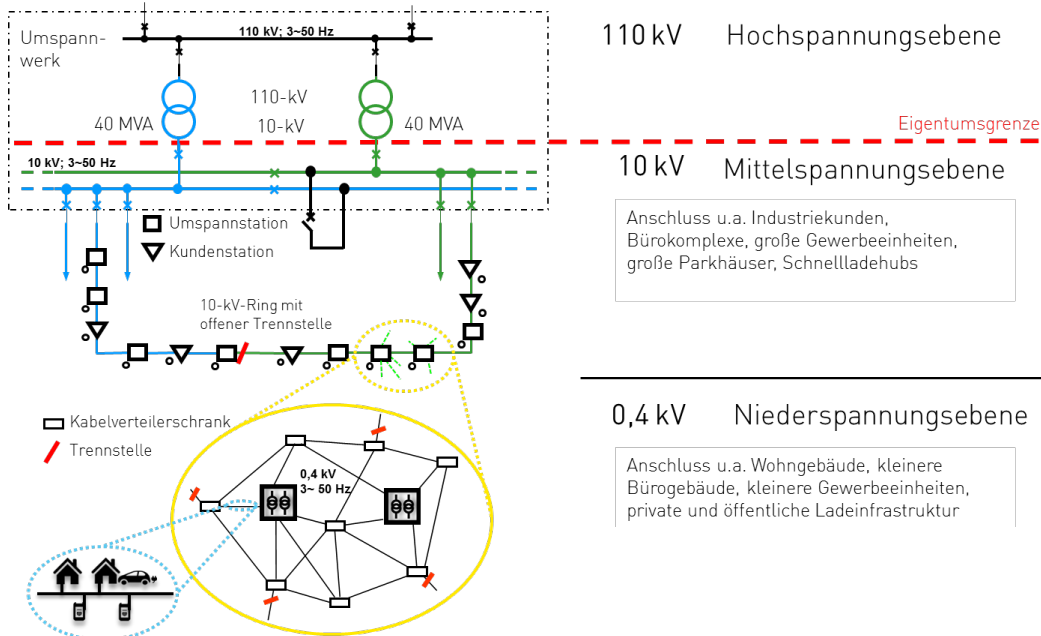


Abbildung 23: Schematischer Aufbau des Stuttgarter Stromverteilnetzes

Die Übergabepunkte aus der Hochspannungsebene zum Mittelspannungsnetz der SN bilden die insgesamt 24 Umspannwerke in Stuttgart. Das Mittelspannungsnetz wird grundsätzlich als offenes Ringnetz betrieben. Die Mittelspannungsleitungen versorgen zum einen die in der Mittelspannung angeschlossenen Großkunden direkt über Kundenstationen und zum anderen die insgesamt etwa 1.000 Umspannstationen als Einspeisepunkte für das Niederspannungsnetz der SN. Das Verteilnetz in der Niederspannungsebene besteht in Stuttgart aus etwa 560 Netzeinseln, die je nach Lastbedarf von einer oder mehreren Ortsnetzstationen versorgt werden. Als Netzeinsel wird die kleinste galvanisch verbundene Netzstruktur in der Niederspannung bezeichnet. Die einzelnen Niederspannungskabel sind über Kabelverteilerschränke miteinander verbunden und bilden, wie in Abbildung 23 dargestellt, eine vermaschte Netzstruktur. Aufgrund der Dezentralität neuer Lastanwendungen, wie zum Beispiel Ladeinfrastruktur oder elektrische Wärmeenergieerzeugung, aber auch der dezentralen Erzeugung bekommt die detaillierte Analyse der untersten Spannungsebene, also der letzten Meile zum Endkunden, eine immer größere Bedeutung bei der Planung und Auslegung der Verteilnetze.

In diesem Abschnitt sollen deshalb die Auswirkungen der steigenden Marktdurchdringung der E-Mobilität auf das Stromnetz in Stuttgart im Allgemeinen und insbesondere auf das Niederspannungsnetz, der untersten Verteilnetzebene, aus Sicht des örtlichen Stromnetzbetreibers erörtert werden.

Hierfür werden, wie im Abschnitt 3 beschrieben, die in dieser Studie vom KIT IfV modellierten 540 Verkehrszellen mit den 560 Niederspannungsnetzinseln in der Gemarkung der Landeshauptstadt Stuttgart zusammengeführt. Dadurch entsteht eine lokal feingliedrige Aufschlüsselung hinsichtlich der möglichen Lastzuwächse und Energiebedarfe durch Elektromobilität mit dem Ziel, eine gute Planungsgrundlage für weitere strategische Zielnetz betrachtungen in Stuttgart zu schaffen. Als Eingangsparameter der Analyse dient das Verkehrsmodell des KIT IfV im Szenario 1 mit einer Marktdurchdringung von 30 %. Aus dem Simulationslauf wurden zur Analyse der Gesamtenergiebedarf pro Woche sowie die kumulierte nachgefragte Energiemenge der Ladevorgänge in der höchstbelastenden Stunde für jede Niederspannungsnetzinsel zur Verfügung gestellt. Weiterhin wurden die Anzahl der Ladevorgänge sowie die kumulierte Last der einzelnen Ladevorgänge in dieser Stunde für weitere Betrachtungen der Versorgungsgebiete in der Niederspannung zugrunde gelegt.

Für einen sicheren Netzbetrieb muss das Stromnetz stets so ausgelegt sein, dass zu jeder Zeit die Spitzenlasten unter Berücksichtigung verschiedener elektrischer Parameter, z. B. Spannung und Frequenz, zuverlässig versorgt werden. Ein maßgeblicher Faktor bei der netzplanerischen Beurteilung ist hierbei der Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF). Dieser beschreibt für eine Verbraucherguppe das Verhältnis der maximal gleichzeitig auftretenden Lastspitze zur theoretischen Summe der Anschlussleistungen aller Verbraucher. Die im Dezember 2018 veröffentlichte Metastudie der FGH e.V. verweist auf den akuten Forschungsbedarf zum Thema GZF im Bereich Elektromobilität. So wird der GZF in den ausgewerteten Studien selten im Detail betrachtet und falls doch, bislang oftmals als 1 („worst-case“) angenommen [12]. Der reale GZF von Ladevorgängen hängt im ungesteuerten Betrieb grundsätzlich stark vom Verbraucherverhalten ab. Durch Lademanagementsysteme kann mittels Steuerung der GZF von Ladevorgängen aktiv beeinflusst werden. Eine netzdienliche Steuerung zur Reduzierung hoher, selten vorkommender Lastspitzen, welche aus einem ungesteuerten Betrieb resultieren, ist aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers notwendig, um den zukünftigen Netzausbau im Verteilnetz möglichst effizient zu gestalten. Weiterhin lässt sich zeigen, dass der GZF kleiner wird, je größer der betrachtete Bilanzraum ist. Dies kann am Beispiel der Stadt Stuttgart veranschaulicht werden.

In der simulierten Woche betrug der zusätzliche Energieverbrauch durch Ladevorgänge etwa 2.350 MWh. Dies entspricht hochgerechnet knapp 4 % der Energiemenge, die in 2018 aus dem vorgelagerten Netz, also der Hochspannungsebene, von der SN bezogen wurde [43]. In Abbildung 24 sind die Ergebnisse des Simulationslaufs des KIT IfV im Szenario 1 mit der Annahme einer Marktdurchdringung von 30 % sowie einer Ladeleistung von je 50 kW bei im Modell erzeugten Ladesäulen im Versorgungsgebiet der SN dargestellt. Es handelt sich hierbei um die kumulierte Energiemenge der identifizierten Ladevorgänge in der simulierten Woche. Hierbei können mehrere grundsätzliche Effekte bei der Analyse des Profils beobachten werden. Einerseits ein dominierender Energiebedarf an Werktagen zwischen 8 Uhr und 10 Uhr aufgrund der Thematik „Laden am Arbeitsplatz“, andererseits der deutliche Anstieg in den Abendstunden durch das Thema „Zuhause-laden“. Weiterhin zeigt sich, dass der im Modell ermittelte Energiebedarf je Ladevorgang in einer relativ kurzen Zeit gedeckt ist. Dies ist im Diagramm werktags an der deutlichen Abnahme des Energiebedarfs in den Mittagsstunden bereits ab 11 Uhr zu erkennen. Der Hauptgrund hierfür ist die im Szenario angenommene hohe Ladeleistung von 50 kW bei öffentlicher Ladeinfrastruktur. Hierbei wird deutlich, welches Flexibilisierungspotenzial inklusive der Möglichkeit zur Reduktion von gleichzeitigen Ladevorgängen und Lastspitzen allein durch die Verstetigung der Ladevorgänge während der kompletten Arbeitszeit bis etwa 15 oder 16 Uhr vorhanden ist. Auch eine Reduzierung

der maximalen Ladeleistung hätte einen deutlichen Einfluss auf die Verteilung des Energiebedarfs über den Tagesverlauf.

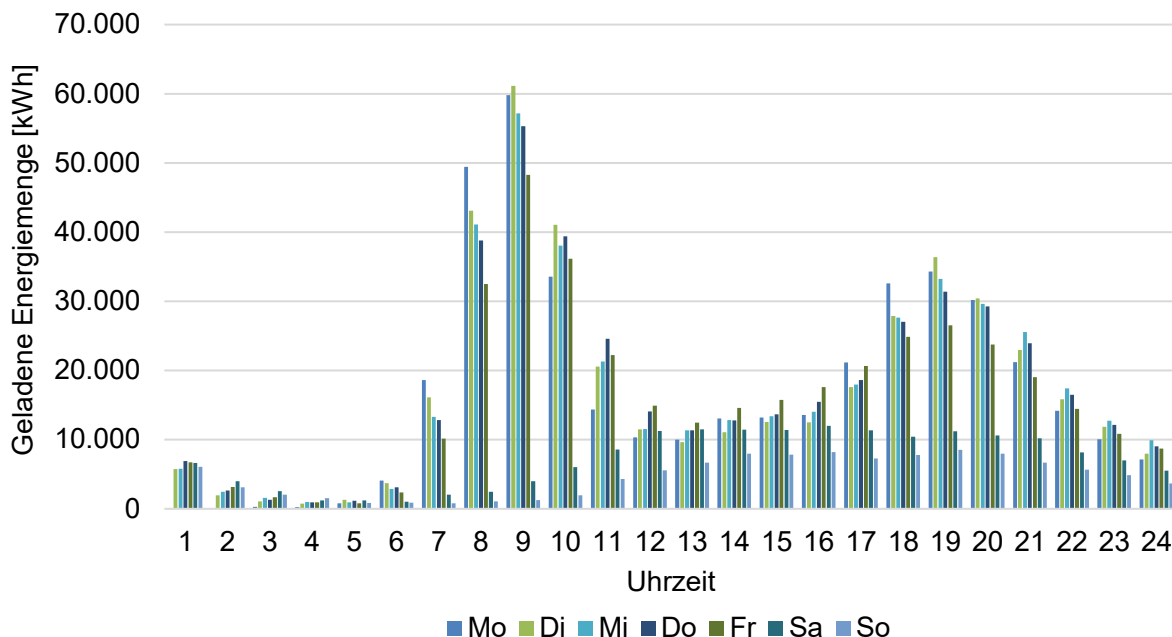


Abbildung 24: Zeitliche Verteilung der kumulierten Lademenge in der Gemarkung der Stadt Stuttgart bei 30 % BEV, 50 kW Ladeleistung und LIS-Verfügbarkeit beim Arbeitsplatz und Zuhause.

Mit der vereinfachten Annahme, dass der Energiebedarf über eine mittlere Leistung, welche sich gleichmäßig über die Stunde verteilt, gedeckt wird, kann von einer zusätzlichen Lastspitze durch Ladevorgänge von mindestens 60 MW für die Stadt Stuttgart ausgegangen werden. Dies entspricht etwa 11 % der Jahreshöchstlast im Versorgungsgebiet der Stuttgart Netze im Jahr 2018 [SN]. Beim Vergleich dieser Lastspitze mit der Summe aller unter den gleichen Annahmen ermittelten Lastspitzen der 560 Netzeinseln (130 MW) ergibt sich ein GZF von 0,46. Dies zeigt deutlich, dass die einzelnen höchstbelasteten Stunden der einzelnen Netzeinseln zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Tages- und Wochenverlauf auftreten. Dies ist ein wichtiger Aspekt bezüglich der langfristigen Netzplanung der höheren Spannungsebenen. Außerdem wird durch die Analyse ersichtlich, dass der Zuwachs durch E-Mobilität kein Problem hinsichtlich der steigenden Energiemenge darstellt, sondern aus netzplanerischer Sicht grundsätzlich eine detaillierte, zeitliche sowie lokal aufgeschlüsselte Analyse der auftretenden Lastspitzen in den Vordergrund der Betrachtung gestellt werden muss.

Die einzelnen Netzeinseln in der Niederspannungsebene sind von unterschiedlichen Versorgungsaufgaben und Lastcharakteristiken, wie zum Beispiel Industrie, Gewerbe und Wohnen geprägt, sodass der Lastzuwachs für jede Netzeinsel separat betrachtet wird. Beispielsweise muss bei einer Umspannstation, die den Mitarbeiterparkplatz eines großen Unternehmens versorgt, zu Stoßzeiten im ungesteuerten Ladebetrieb mit einem hohen GZF gerechnet werden. Dagegen weisen Ladesäulen im öffentlichen oder privaten Raum aufgrund diverser Nutzungsprofile unterschiedliche GZF auf. Aus diesem Grund wird für jede Netzeinsel – analog der Betrachtung ganz Stuttgarts – die Stunde mit dem höchsten Energiebedarf der Woche ermittelt und vereinfacht angenommen, dass die mittlere Leistung zur Deckung des notwendigen Energiebedarfs gleichmäßig über die gesamte

Stunde anfällt. Aus Netzbetreibersicht entspricht dies einer sinnvollen ersten Abschätzung und soll frühzeitig einen möglichen Handlungsbedarf im ungesteuerten Betrieb identifizieren. Zur Verifizierung dieser These wurde eine Netzinsel beispielhaft in minutengenauer Auflösung untersucht und mit den Stundenwerten verglichen.

Für die Analyse des Niederspannungsnetzes sind die einzelnen Lastzuwächse der jeweiligen Netzinseln ein starker Indikator für die Vorgehensweise, da die maximale Auslastung durch die eingesetzten Betriebsmittel im Netz technisch limitiert sind. Bei einer starken lokalen Häufung kann beispielsweise ein Kabel aufgrund seiner maximalen Stromtragfähigkeit oder auch die installierte Transformatorleistung in Umspannstationen der Auslöser für eine Netzausbaumaßnahme sein. Aufgrund der vermaschten Netztopologie im Stuttgarter Niederspannungsnetz und der damit einhergehenden niedrigen Netzimpedanz, können Kabelüberlastungen zwar auftreten, sind aber eher die Ausnahme. Deshalb stehen die Transformatorauslastungen und die daraus resultierenden freien Reserven im Fokus dieser Analyse. Dafür werden die in der Simulation ermittelnden zusätzlichen Lastspitzen der Ladevorgänge mit den noch zur Verfügung stehenden Transformatorreserven verglichen, um die Netzinseln zu identifizieren, bei denen perspektivisch Handlungsbedarf besteht. Die Ermittlung der freien Trafioreserven erfolgt auf Basis von Schleppzeigerwerten, also über einen gewissen Ablesezeitraum auftretende Maximalwerte, der in den Umspannstationen installierten Transformatoren. Vereinfacht wird die zusätzliche Lastspitze der Ladevorgänge zum bisherigen Maximalwert hinzuaddiert und die dadurch entstehende Lastspitze mit der installierten Trafoleistung bzw. der freien Trafioreserve verglichen. Hierbei handelt es sich grundsätzlich um eine „worst-case“ Abschätzung, da die Annahme zu Grunde liegt, dass der bisherige Maximalwert zeitgleich mit der neuen Lastspitze der Ladevorgänge auftritt.

Die durch die Verschneidung der Ist-Auslastung und der Zusatzlast der Ladevorgänge ermittelten Überlasten beziehungsweise Reserven werden in Abbildung 25 geordnet dargestellt. Für rund drei Viertel der Netzinseln in Stuttgart sind die aktuell vorhandenen Trafioreserven ausreichend. Für weitere 13 % muss die Rolle des Beobachters mit geeigneter Messtechnik eingenommen werden, da eine Auslastung knapp über bzw. unter 100 % zu erwarten ist. Im gewählten Szenario besteht bei 55 von 560 Netzinseln Handlungsbedarf. Um konkrete Maßnahmen bzw. Handlungsempfehlungen für diese Netze erarbeiten zu können wird zunächst ein Clustering mit Hilfe einer detaillierten Strukturanalyse vorgenommen. Zum einen gibt es, wie in Abbildung 25 dargestellt, Netzinseln mit überwiegendem Anteil an Gewerbe und Industrie (blau), zum anderen Netzinseln mit einem hohen Anteil an Wohneinheiten (grün) sowie eine Mischform aus beidem (gelb). Diese Einteilung in die verschiedenen Nutzungsarten und Charakteristika ist für die netzplanerische Beurteilung relevant, da in Gewerbe- und Industriegebieten die zu erwartende Leistungsdichte deutlich größer ist als in Wohngebieten, in denen die Ladestationen eher dezentral verteilt sind und eine geringere Ladeleistung (3,7 kW – 11 kW) besitzen. Weiterhin wird im Rahmen der Netzplanung anhand der Anschlussleistung ebenfalls die Anschlussebene im Verteilnetze bestimmt. Anfragen mit einer großen Leistung und hohen Lastdichte werden grundsätzlich im Mittelspannungsnetz direkt über eine Kundenstation angeschlossen. Anfragen mit niedrigeren Leistungen, wie zum Beispiel im Bereich „Zuhause laden“ oder auch einzelne öffentliche Ladestationen, werden direkt im Niederspannungsnetz der einzelnen Netzinseln angeschlossen.

In der Analyse der Überlastszenarien (orangener Bereich) zeigt sich, dass mehr als 60 % der überlasteten Netzinseln eine Charakteristik im gewerblichen bzw. industriellen Bereich aufweisen. Aufgrund hoher Lastdichten und Leistungen, die zum Beispiel durch Ladevorgänge an Mitarbeiterparkplätzen entstehen, ist ein Anschluss direkt am Mittelspannungsnetz sinnvoll. Hierbei sind dann

nicht die in der Auswertung zugrunde gelegten freien Trafioreserven der einzelnen Netzeinseln relevant, sondern eine Analyse des Mittelspannungsnetzes unter Berücksichtigung der Kundenstationen notwendig.

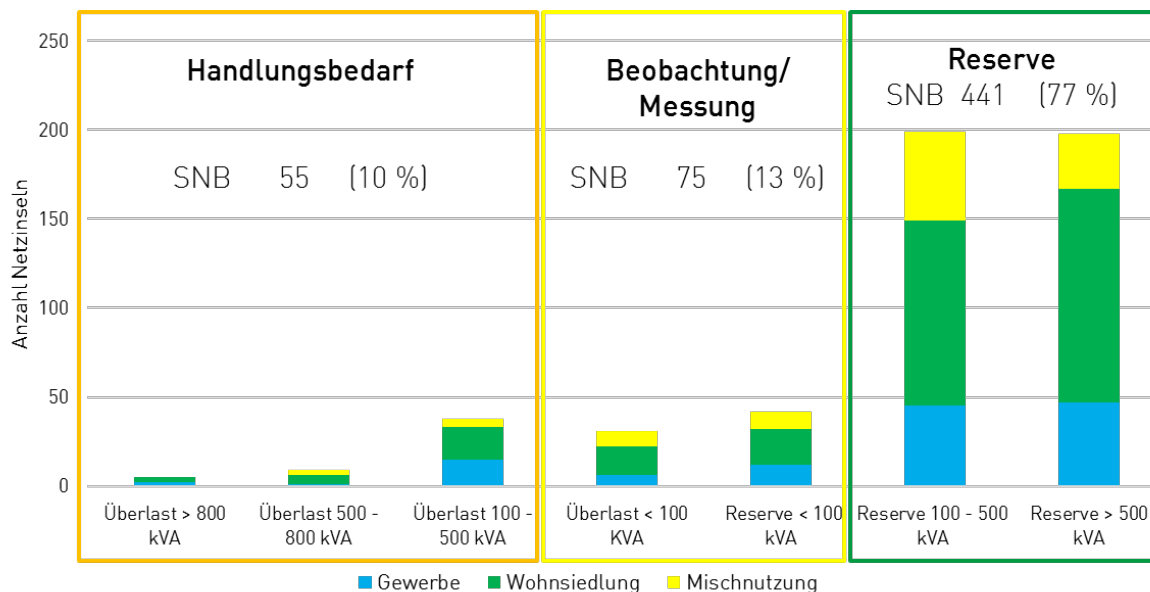


Abbildung 25: Analyse der Niederspannungsnetzinseln inklusive der zusätzlichen Belastung aus dem 30 %-Szenario (50 kW Ladeleistung und Ladeverfügbarkeit beim Arbeitgeber und Zuhause)

Fast 30 % der Netzeinseln mit Überlast werden von der Nutzung im Bereich Wohnen dominiert. Drei Netzeinseln aus der Kategorie Wohnsiedlung weisen eine Überlast zwischen 500 kVA und 800 kVA, eine Weitere über 800 kVA auf. Der Gewerbeanteil liegt bei diesen Netzeinseln unter 6 %. Somit sind die Netzeinseln hauptsächlich von privatem Ladeverhalten geprägt. Außerdem sind die Netzgebiete flächenmäßig als überdurchschnittlich groß anzusehen. Auch die Anzahl an Hausanschlüssen je Netzeinsel sind zwei- bis dreimal größer als im Mittel und versorgen überwiegend Mehrparteienhäuser, weshalb diese Netzeinseln im Clustering als große Wohnsiedlungen spezifiziert werden. In Kapitel 4, Abbildung 21 ist der Lastgang einer Wohnsiedlung beispielhaft dargestellt. Gerade zwischen 0 Uhr und 6 Uhr sinkt der Lastbedarf auf ein Drittel der Spitzenlast ab. Dieses Potential zur optimalen Auslastung des Stromnetzes, indem vorzugsweise nachts geladen wird, kann durch ein intelligentes Lademanagement realisiert werden, ohne Komfortverluste für E-Pkw-Kunden. Die dadurch eingesparten Netzausbaukosten kommen allen Stromkunden zugute. Demzufolge muss bei der Analyse der Netzstrukturen ein besonderes Augenmerk auf große, dichtbebaute Wohnsiedlungen gelegt werden.

Die Ergebnisse zeigen jedoch auch, dass in einigen Gebieten Erweiterungs- und Neubaumaßnahmen notwendig sind, um die durch ungesteuerte Ladevorgänge von E-Pkw bei einem Marktanteil von 30 % entstehenden Lastspitzen auch bis zur letzten Meile im Versorgungsgebiet der SN gewährleisten zu können. Hierbei wird es im urbanen, dicht bebauten Umfeld wichtig sein, dass in der Abstimmung mit den öffentlichen Ämtern bzw. Industrie- und Gewerbetunden Flächen für Baumaßnahmen für Umspannstationen, sowie mögliche Kabeltrassen frühzeitig abgestimmt und die Interessengruppen für diese Thematik sensibilisiert werden.

Es konnte gezeigt werden, dass die Analyse der Niederspannungsnetzinseln in Stuttgart hinsichtlich des Lastzuwachses durch E-Mobilität wichtige Erkenntnisse für die Stromnetzplanung aller Spannungsebenen geliefert hat. Sowohl aus politischer als auch gesellschaftlicher Sicht gilt die Elektrifizierung des Individualverkehrs als ein wichtiger Bestandteil zur Reduzierung der Treibhausgase und damit der Bekämpfung des Klimawandels. Zusätzlich nimmt die E-Mobilität im urbanen Raum eine wichtige Rolle ein, um lokale Emissionen zu verringern. Diese Entwicklungen und die damit verbundenen Herausforderungen gilt es als Stromnetzbetreiber frühzeitig zu identifizieren und in allen Spannungsebenen als Grundlage für strategische Netzplanungsentscheidungen mit zu berücksichtigen. Dafür sind neben einer verbesserten Beobachtbarkeit im Niederspannungsnetz, vor allem eine realistische Abschätzung der zukünftigen Lastspitzen und des Gleichzeitigkeitsfaktors sowie die Möglichkeit der Steuerung von Ladesäulen als Entscheidungsgrundlage erforderlich.



## Literatur

- [1] Kraftfahrt-Bundesamt, Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge: Gesamtfahrleistung und durchschnittliche Fahrleistung nach Fahrzeugarten.
- [2] Regulation (EU) 2017/0293 of the European Parliament and of the Council of setting emission performance standards for new passenger cars and for new light commercial vehicles as part of the Union's integrated approach to reduce CO2 emissions from light duty vehicles, 2019.
- [3] CO2-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge: P8\_TA-PROV(2019)0426, 2019.
- [4] M. Schmitz, „Aktuelle Entwicklungen im ÖPNV: Vor welchen Herausforderungen stellt die Elektromobilität Verkehrsunternehmen? Welche Maßnahmen müssen ergriffen werden?“, Hamburg, 2019.
- [5] Kraftfahrt-Bundesamt, Hg., „Fahrzeugzulassungen (FZ): Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen. Jahr 2018“. FZ 14, Flensburg, 2018.
- [6] Association des Constructeurs Européens d'Automobiles, Hg., „Passenger car registrations: +0.1% in 2018; -8.4% in December“, 2019.
- [7] Kraftfahrt-Bundesamt, Hg., „Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken. 1. Januar 2018“. FZ 1, Flensburg, 2018.
- [8] The Boston Consulting Group, Prognos, Hg., „Klimapfade für Deutschland“, 2018.
- [9] Öko-Institut e.V., Hg., „eMobil 2050: Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz“, Berlin, 2014.
- [10] Shell Deutschland Oil GmbH, Hg., „Shell PKW-Szenarien bis 2040: Fakten, Trends und Perspektiven für Auto-Mobilität“, Hamburg, 2014.
- [11] Nationale Plattform Elektromobilität, „Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase“, Berlin, 2018.
- [12] FGH e.V., Hg., „Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität“, Aachen, 2018.
- [13] Nationale Plattform Elektromobilität, „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland: Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015“. AG 3 – Ladeinfrastruktur und Netzintegration, Berlin, 2015.
- [14] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Hg., „Vierter Aufruf zur Antragseinreichung vom 19.08.2019 gemäß der Förderrichtlinie Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur vom 13.02.2017“, 2019.
- [15] ETSAP und IEA, Energy Technology Systems Analysis Programme, „Contributing to the Kyoto Protocol: Summary of Annex VII (1999-2002)“, 2002.
- [16] R. Loulou, A. Lehtilä, A. Kanudia, U. Remme und G. Goldstein, „Documentation for the TIMES Model Part II,“ Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP)“, 2016.
- [17] M. Blesl, „Kraft-Wärme-Kopplung im Wärmemarkt Deutschlands und Europas - eine Energiesystem- und Technikanalyse“, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart, 2011.
- [18] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., „Mobilität in Deutschland 2008: Ergebnisbericht. Struktur - Aufkommen - Emissionen - Trends“, Bonn und Berlin, 2010.

- [19] J. Liebhart, „Simulation aktorenspezifischer, zeitlich hochaufgelöster Mobilitätsganglinien zur Analyse des Einflusses von Elektromobilität auf Energiesystemmodelle“, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.
- [20] Bloomberg New Energy Finance, „Lithium-ion Battery Costs and Market“, 2017.
- [21] UBS Securities LLC, „Is Tesla Revolutionary or Evolutionary?“, 2018.
- [22] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, „Projektionsbericht 2019 für Deutschland: gemäß Verordnung (EU) Nr. 525/2013“.
- [23] M. Kagerbauer, N. Kostorz, P. Jochem und A. März, „Workshop im Rahmen des Strategiedialogs Automobilwirtschaft mit Experten aus dem Themenfeld „Energie“ AG 2 „Netze und Infrastruktur“ am 4. Dezember 2018 beim Umweltministerium BW“. Stuttgart, 4. Dez. 2018.
- [24] Fraunhofer-Institut für Bauphysik, „Entwurf Masterplan 100% Klimaschutz der Landeshauptstadt Stuttgart“, IBP-Bericht WB 198/2017, 2017.
- [25] N. Mallig, M. Kagerbauer und P. Vortisch, „mobiTopp – A Modular Agent-based Travel Demand Modelling Framework“ (en), Procedia Computer Science, Jg. 19, S. 854–859, 2013.
- [26] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sánchez und R. J. Thomas, „MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“, Power Systems, IEEE Transactions, vol. 26, S. 12–19, 2011.
- [27] A. Götz, „Zukünftige Belastung von Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität“. Dissertation, Chemnitz, 2016.
- [28] G. Walker, „Folgen und Chance der Elektromobilität für die deutschen Niederspannungsverteilstetze“. Dissertation, Stuttgart, 2018.
- [29] M. Uhrig, „Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilstetze“. Dissertation, Karlsruhe, 2017.
- [30] G. Stöckl, „Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungsnetz“. Dissertation, München, 2014.
- [31] M. Schücking, P. Jochem, W. Fichtner, O. Wollersheim und K. Stella, „Charging strategies for economic operations of electric vehicles in commercial applications“, Transport Part D, Nr. 51, S. 173–189, 2017.
- [32] J. Schäuble, T. Kaschub, A. Ensslen, P. Jochem und W. Fichtner, „Empirical electric vehicle load profiles“, Journal of Cleaner Production, Jg. 150, Nr. 150, S. 253–266, 2017.
- [33] J. Rolink, „Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung“. Dissertation, Dortmund, 2013.
- [34] ef.Ruhr GmbH, Hg., „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“. Dortmund, 2017.
- [35] A. Probst, „Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung“. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2014.
- [36] P. Nobis, „Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen“. Dissertation, München, 2016.
- [37] S. Marwitz, „Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze“. Dissertation, Karlsruhe, 2018.
- [38] L. Lui, „Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze“. Dissertation, Aachen, 2018.
- [39] T. Kaschub, P. Jochem und W. Fichtner, „Solar energy storage in German households: profitability, load changes, and flexibility“, Energy Policy, Nr. 98, S. 520–532, 2016.

- [40] Oliver Wyman, Hg., „Blackout: E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck“, München, 2018.
- [41] P. Jochem, A. März und Z. Wang, „How might the german distribution grid cope with 100% market share of PEV?“, Proceedings of the 31th International Electric Vehicle Symposium & Exhibition, Kobe, Japan, 2018.
- [42] A. März, A. Nickel, P. Jochem und W. Fichtner, „Der Einfluss von E-Pkw auf Niederspannungsnetze“, 11. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 2019.
- [43] Stuttgart Netze Betrieb GmbH, Hg., „Veröffentlichung nach § 17 Abs. 2 Nr. 5 StromNZV Höchstentnahmelast und Bezug aus der vorgelagerten Netzebene“, Stuttgart, 2019.