



Agora
Energiewende



Agora
Verkehrswende



Verteilnetzausbau für die Energiewende

Elektromobilität im Fokus

STUDIE



Impressum

Verteilnetzausbau für die Energiewende

Elektromobilität im Fokus

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Verkehrswende

www.agora-verkehrswende.de
info@agora-verkehrswende.de

Agora Energiewende

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Regulatory Assistance Project (RAP)

www.raponline.org
info@raponline.org

PROJEKTLEITUNG

Dr. Urs Maier, Agora Verkehrswende
Dr. Stephanie Ropenus, Agora Energiewende (bis Juli 2019)
Frank Peter, Agora Energiewende (August 2019)
Andreas Jahn, The Regulatory Assistance Project (RAP)

DURCHFÜHRUNG

Navigant Energy Germany GmbH

Korinna Jörling, Jonas Knapp, Dr. Christian Nabe,
Dr. Karoline Steinbacher, Silvana Tiedemann

Kompetenzzentrum Elektromobilität

Dr. Marco Greve, Maik Tretschock, Dr. Stefan Kippelt

RE-xpertise

Dr. Karsten Burges

Satz: Marica Gehlfuß

Titelbild: [iStock.com/FactoryTh](https://www.istock.com/FactoryTh)

Veröffentlichung: August 2019

Zweite Auflage: Januar 2020

26-2019-DE

161/02-S-2019/DE

DANKSAGUNG

Im Rahmen des Projekts wurden drei Workshops mit Teilnehmerinnen und Teilnehmern aus den Bereichen Wirtschaft, Wissenschaft, Ministerien und Zivilgesellschaft durchgeführt. Anregungen aus den Workshops sind in den vorliegenden Endbericht eingeflossen. Wir bedanken uns bei den Beteiligten für ihre fachliche Expertise und die konstruktive Diskussion. Die Schlussfolgerungen und Ergebnisse dieser Veröffentlichung spiegeln jedoch nicht notwendigerweise die Meinungen der Teilnehmerinnen und Teilnehmer wider. Die Verantwortung für die Ergebnisse liegt ausschließlich bei der Navigant Energy Germany GmbH und ihren Unterauftragnehmern sowie bei Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP).



**Unter diesem QR-Code steht diese
Publikation als PDF zum Download
zur Verfügung.**

Bitte zitieren als:

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Regulatory Assistance Project (RAP) (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus.

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Klimaschutz ist in den letzten Monaten dort angekommen, wo er hingehört: Im Mittelpunkt der gesellschaftlichen und politischen Debatte. Dabei wird die fatale Lücke zwischen dem, was getan werden muss, und dem, was getan wird, immer deutlicher! Während die designierte EU-Kommissionspräsidentin der Europäischen Kommission, Ursula von der Leyen, ankündigt, das Minderungsziel für die EU bis 2030 von 40 auf 50-55 % zu erhöhen, ringt die Bundesregierung um ein Klimaschutzgesetz, mit dem die bestehenden Ziele 2030 verlässlich erreicht werden können. Dabei ist und bleibt der Verkehr eines der größten Sorgenkinder. Ein „weiter so wie bisher“ ist keine Option!

Es ist klar, dass wir mit der Elektromobilität allein die Klimaschutzziele nicht erreichen. Aber ohne einen massiven Markthochlauf auf mehr als 10 Millionen Fahrzeuge bis 2030 werden wir sie wieder einmal reißen. Das versteht nun auch die Automobilindustrie. Die Fahrzeughersteller werden in den kommenden fünf Jahren mehr als 300 Modelle auf den Markt bringen. Um den Markthochlauf der Elektromobilität sowie von Wärmepumpen in

Gebäuden erfolgreich zu gestalten, bedarf es des raschen Ausbaus der Ladeinfrastruktur und der Verteilnetze. Die Stärkung der Verteilnetze ist auch erforderlich, um mehr Strom aus erneuerbaren Energien dezentral einzuspeisen, denn ohne konsequente Fortsetzung der Energiewende im Stromsektor macht auch die Elektromobilität für den Klimaschutz wenig Sinn! Gerade langfristig wirkt das die Frage auf: Können die Strom- bzw. Verteilnetze zu vertretbaren Kosten fit gemacht werden, um den Herausforderungen gerecht zu werden? Oder droht der von einigen Akteuren prophezeite Blackout? – Dieser Frage sind wir in dieser Studie nachgegangen, mit klarem Ergebnis: Die Verteilnetze werden nicht der Flaschenhals für einen ambitionierten, sektorübergreifenden Klimaschutz, wenn wir heute die richtigen Weichen stellen. Wir müssen nur wollen, aber wollen müssen wir schon!

Eine anregende Lektüre wünschen Ihnen

Christian Hochfeld, *Direktor Agora Verkehrswende*
Dr. Patrick Graichen, *Direktor Agora Energiewende*
Dr. Jan Rosenow, *europäischer Geschäftsführer
Regulatory Assistance Project (RAP)*

Zentrale Ergebnisse

- 1 Die Energiewende in den Stromverteilnetzen gelingt auch bei einer Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs.** Netzdienliches Laden reduziert Lastspitzen durch gleichzeitig ladende Fahrzeuge und elektrische Wärmepumpen. Außerdem verlagert es Verbrauch in Zeiten mit hohen Einspeisespitzen durch Sonnen- und Windenergieanlagen.
- 2 Netzdienliches Laden und die Mobilitätswende gemeinsam ermöglichen die Energiewende in den Stromverteilnetzen bis 2050 für jährliche Investitionen von 1,5 Mrd. Euro in Leitungen und Trafos.** Ohne Mobilitätswende, mit 45 statt 30 Mio. Elektro-Pkw, betragen die jährlichen Investitionen 2,1 Mrd. Euro.
- 3 Die Elektromobilität finanziert den Verteilnetzausbau bis 2050. Elektromobilität erhöht den Stromabsatz, während die Investitionen in Leitungen und Trafos insgesamt nicht steigen.** Allerdings muss die Elektromobilität angemessen an der Zahlung der Netzentgelte beteiligt werden.
- 4 Gesteuertes Laden lässt sich so gestalten, dass es für die Nutzer kaum merkliche Einschränkungen mit sich bringt.** Hierfür muss netzdienliche Ladesteuerung zum Standard werden. Es braucht sichere Informations- und Kommunikationstechnologie, Anreize und gegebenenfalls Verpflichtungen zur Steuerbarkeit. Präventive, indirekte Steuerung über Anreize zum netzdienlichen Laden sollten Vorrang vor direkter Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber haben.

Inhalt

Schlussfolgerungen von Agora Verkehrswende, Agora Energie- wende und Regulatory Assistance Project (RAP)	7
1 Ein Forschungsprojekt zum Verteilnetzausbau für die Energiewende	8
2 Die Szenarien und Annahmen für die Modellierung der zukünftigen Investitionsbedarfe	8
3 Modellierungsergebnisse und deren Einordnung	10
4 Die richtigen Anreize in der Regulierung setzen	15
5 Ausblick	17
6 Referenzen	18
<hr/>	
Studie von Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise	19
01 Einführung	25
1.1 Elektromobilität im Fokus	25
1.2 Verteilnetzausbau für die Energiewende	26
1.3 Struktur der Studie	29
02 Ziele und Einordnung der Studie	31
2.1 Ziele der Studie	31
2.2 Abgrenzung der Studie	31
2.3 Einordnung in die Literatur	33
03 Szenarien und Annahmen	35
3.1 Vorstellung der Szenarien und Grundannahmen	35
3.2 Übergeordnete Annahmen zur Berechnung des Investitionsbedarfs	36
3.3 Annahmen für den mittelfristigen Verteilnetzausbau bis etwa 2030	40
3.3.1 Anzahl und Art der Fahrzeuge und Ladepunkte	40
3.3.2 Erneuerbare Energien, Wärmepumpen und sonstige Verbraucher	41
3.4 Annahmen für den langfristigen Verteilnetzausbau bis etwa 2050	42
3.4.1 Veränderung des Mobilitätsverhaltens	42
3.4.2 Anzahl und Art der Fahrzeuge und Ladepunkte	44
3.4.3 Erneuerbare Energien, Wärmepumpen und sonstige Verbraucher	45
04 Funktion des Netzmodells	47
4.1 Planerische Ansätze für die Integration neuer Lasten und EE	47
4.2 Ladekonzepte der Elektromobilität	47
4.2.1 Ungesteuertes Laden	47
4.2.2 Gesteuertes Laden	50
4.2.3 Gesteuertes Laden+	50
4.2.4 Erneuerbare Energien und Wärmepumpen	53
4.3 Technische Bewertung des Netzausbaubedarfs	53
4.4 Hochrechnung und monetäre Bewertung des Netzausbaus	55
4.5 Weiterentwicklung des Modells gegenüber bisherigen Studien	55

05 Ergebnisse der Modellierung	57
5.1 Investitionsbedarf steigt mit der verfügbaren Ladeleistung	57
5.2 Gesteuertes Laden reduziert den Investitionsbedarf stark	58
5.3 Mobilitätswende und Optimierung des gesteuerten Ladens reduzieren den Investitionsbedarf	59
5.4 Investitionsbedarf vergleichbar mit historischen Investitionen	62
5.5 Gesteuertes Laden wirkt ungleicher regionaler Verteilung von Investitionsbedarfen entgegen	63
5.6 Unsicherheiten der Ergebnisse	66
5.7 Einordnung der Ergebnisse in die Literatur	67
5.8 Zwischenfazit	68
06 Regulatorischer Rahmen und Handlungsempfehlungen	69
6.1 Einleitung	69
6.2 Annahmen zu gesteuertem Laden in der Modellierung	70
6.3 Ansätze für die indirekte und direkte Steuerung von Ladevorgängen	70
6.4 Einordnung von Steuerungsansätzen in Phasen der „Netzampel“	72
6.5 Bedingungen für den regulatorischen Rahmen für gesteuertes Laden	74
6.6 Anreize für netzdienliches Laden über die Netzentgeltsystematik	75
6.6.1 Beteiligung an Investitionen in den Netzausbau	75
6.6.2 Bedarfsgerechte Dimensionierung und Nutzung des Netzanschlusses	76
6.6.3 Reduzierte Netzentgelte pro kWh als Anreiz für Steuerbarkeit	76
6.6.4 Signale für netzdienliches Ladeverhalten durch variable Netzentgelte	77
6.6.5 Ausgleich regionaler Unterschiede der Auswirkung des Verteilnetzausbaus auf Netzentgelte	79
6.7 Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse	80
6.7.1 Anforderungen an Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse für die Allokation von Netzkapazitäten	80
6.7.2 Anforderungen an Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse für die Umsetzung kurativer Steuerungseingriffe	81
6.8 Anforderungen an IKT für gesteuertes Laden	82
6.9 Voraussetzungen für gesteuertes Laden	85
6.10 Empfehlungen zu Rahmenbedingungen für gesteuertes Laden	86
6.10.1 Bewertungskriterien für Vorgaben und Anreize	86
6.10.2 Handlungsempfehlungen für gesteuertes Laden	88
07 Zusammenfassung	91
08 Anhang	93
8.1 Definition der Mobilitätsformen	93
8.2 Annahmen für die Konfiguration der Ladepunkte	94
8.3 Regionalisierung der Treiber	96
8.4 Bildung von Netzgebieten	96
8.4.1 Erneuerbare Energien	97
8.4.2 Grenzwerte für die Netzplanung	97

8.4.3	Standardbetriebsmittel für den Netzausbau	99
8.4.4	Anzahl maximaler paralleler Betriebsmittel	100
8.4.5	Methodik zur Hochrechnung	100
8.5	Annahmen für die Verteilung der Erneuerbaren Energien auf Netzebenen und Netzgebietsklassen	101
8.6	Übersicht des Netzausbaubedarfs in Leitungskilometern pro Teilszenario	102
8.7	Investitionen für die Elektrifizierung von Schienenverkehr und Lkw-Verkehr	103

09 | Referenzen

104

Schlussfolgerungen von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project (RAP)



1 Ein Forschungsprojekt zum Verteilnetzausbau für die Energiewende

Die Energiewende in Stromverteilnetzen steht für zwei große Herausforderungen: Erstens entstehen Leistungsspitzen aufgrund wetterbedingt hoher Einspeisungen von Strom aus Sonnen- und Windkraftanlagen. Und zweitens verursachen Wärmepumpen und Elektromobilität bei hohen Gleichzeitigkeiten und Leistungsaufnahmen steigende Lastspitzen. Im Ergebnis erhöht sich der so genannte „netzauslegungsrelevante Fall“. Aus Sicht der herkömmlichen Netzplanung sorgen die drei Treiber – Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge – dafür, dass Stromverteilnetze ausgebaut werden müssen.

Bekannt ist, dass eine netzdienliche Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen Lastspitzen verringern kann. Der Netzausbaubedarf vermindert sich. Für netzdienliches Laden müssen Ladevorgänge zeitlich verschoben werden können.

Welcher Treiber jeweils wie viel Netzausbau notwendig macht, lässt sich nicht sagen. Denn die drei Treiber beeinflussen sich gegenseitig. Obwohl Elektromobilität im Rahmen des Forschungsprojektes im Fokus stand, beziehen sich alle Aussagen über Investitionsbedarfe immer auf alle drei Treiber.

Neben dem Potenzial netzdienlichen Ladens betrachtet die Studie die Auswirkungen der Mobilitätswende auf den Netzausbaubedarf. Unter Mobilitätswende wird eine Veränderung des Verkehrssystems verstanden: Bei einer gleichbleibenden Verkehrsleistung gewinnen Öffentlicher Verkehr, kollaborative Mobilität sowie der Rad- und Fußverkehr Anteile hinzu, während der Motorisierte Individualverkehr bzw. das private Auto Anteile verliert.

Im Rahmen des Forschungsprojektes galt es, folgende Fragen zu beantworten:

1. Wie viel muss für die Energiewende in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr in Stromleitungen und Transformatoren der Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze investiert werden?
2. Wie sehr senkt netzdienlich gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen den Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Investitionen?

3. Welche Auswirkungen hat die Mobilitätswende hin zu mehr Öffentlichem Verkehr, Rad- und Fußverkehr sowie kollaborativen Mobilitäts Optionen?
4. Wie sollte der regulative Rahmen für das Laden von Elektrofahrzeugen aussehen?

Auf dem Weg zur Beantwortung der Fragen wurden zunächst Szenarien bezüglich der Entwicklung der drei Netzausbautreiber für die Jahre 2030 und 2050 entwickelt. Mit den darin getroffenen Annahmen wurde ein Modell konfiguriert, das dann die Auswirkungen der Strom-, der Wärme- und der Verkehrswende in unterschiedlichen Szenarien berechnete. Wie sich die ermittelten Potenziale der Minderung der Investitionsbedarfe von der Theorie in die Praxis übersetzen lassen, war abschließend Ziel der Erarbeitung von Empfehlungen für gesteuertes Laden.

2 Die Szenarien und Annahmen für die Modellierung der zukünftigen Investitionsbedarfe

Für die zukünftige Entwicklung der Energiewende in den Verteilnetzen wurden zwei grundsätzlich unterschiedliche Ausprägungen des Verkehrssystems betrachtet.

Im Szenario „Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems“ verändern sich die Anteile der Verkehrsmodi an der Verkehrsleistung in Deutschland nicht. Es kommt lediglich zu einer fortschreitenden Elektrifizierung des heutigen Pkw-Bestandes in Deutschland von etwa 45 Millionen Fahrzeugen. Für das Jahr 2030 wurden unter der Überschrift „Markthochlauf“ 6 und 15 Millionen Elektro-Pkw angenommen. Für das Jahr 2050 werden im Szenario „Vollelektrifizierung“ 45 Millionen batterieelektrische Pkw unterstellt. Von den heute in Deutschland gemeldeten 80.000 Bussen werden gemäß den Annahmen im Szenario Vollelektrifizierung im Jahr 2050 60.000 Busse ausschließlich batterieelektrisch betrieben. Die Elektrifizierungsanteile im Jahr 2030 entsprechen dem Anteil elektrischer Fahrzeuge im Pkw-Bestand.

Im Szenario „Mobilitätswende“ werden unter der Überschrift „Vollelektrifizierung“ 30 Millionen Elektro-Pkw und 60.000 batterieelektrische Busse angenommen.

65 Prozent des Stromverbrauchs 2030 stammen aus Erneuerbaren Energien. Im Jahr 2050 sind es 88 Prozent. Die übrigen 12 Prozent des benötigten Stroms werden in thermischen Kraftwerken auf der Basis von grünen Gasen erzeugt. In Abbildung S-1 sind die installierten Leistungen für Photovoltaik und Onshore-Windkraft dargestellt. Wärmepumpen haben 2030 eine installierte Gesamtleistung von 13 Gigawatt (GW) und 2050 von 17 GW. Die betrachteten Netzebenen sind die Niederspannungs- sowie die Mittelspannungsebene.

Neben der Anzahl der Pkw sind Anzahl und Leistung der Ladepunkte für die Modellierungsergebnisse entscheidend. Zudem bestimmt die Gleichzeitigkeit, mit der geladen wird, die Ergebnisse maßgeblich. Hohe Gleichzeitigkeiten führen zu Lastspitzen und einem höheren Ausbaubedarf in den Verteilnetzen. Die meisten Ladepunkte im Rahmen der Modellierung unserer Studie sind an die Niederspannungsnetze angeschlossen und weisen beispielsweise zu Hause und am Arbeitsplatz eine eher geringe Gleichzeitigkeit auf. Die Gleichzeitigkeit wird für die privaten Pkw mittels einer so genannten Monte-Car-

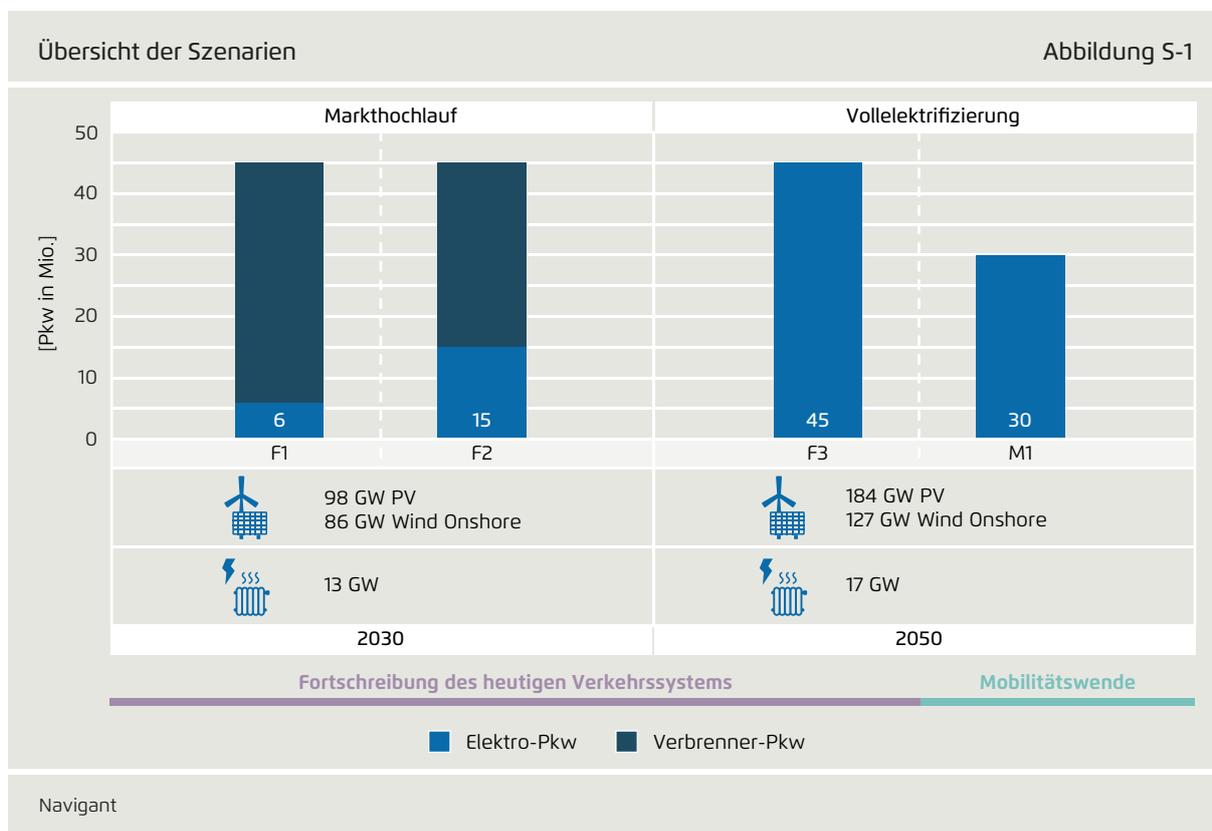
lo-Simulation ermittelt, die das typische Nutzungsverhalten von privaten Pkw abbildet. Für detailliertere Beschreibungen der Annahmen zu Gleichzeitigkeiten verweisen wir auf die Ausführungen in der Studie.

Wie bereits dargestellt, verringert netzdienlich gesteuertes Laden die Gleichzeitigkeit des Ladens, damit die Spitzenlast und reduziert somit den Bedarf an Netzausbau.

Den Modellierungsrechnungen der Studie liegen drei Ladeansätze zugrunde.

1. Ungesteuertes Laden
2. Gesteuertes Laden
3. Gesteuertes Laden+

Beim ungesteuerten Laden werden Pkw unmittelbar an das Stromnetz zum Laden angeschlossen, sobald sie an einem Ladepunkt eintreffen. Der Ladevorgang ist beendet, sobald die Energiemenge nachgeladen wurde, die für die letzte Fahrstrecke des Fahrzeugs aufgewendet wurde, oder das Fahrzeug wieder abfährt (Pegelladen). Die im Modell angenommenen Ankunfts- und Abfahrzeiten



sowie Fahrstrecken basieren auf der Studie Mobilität in Deutschland 2008.

Gesteuertes Laden setzt ebenfalls Pegelladen als Kundenpräferenz voraus. Der Unterschied zu ungesteuertem Laden besteht darin, dass der Ladevorgang innerhalb der Standzeit des Fahrzeugs verschoben werden kann. Auf diese Weise können Lastspitzen vermieden, und die Netzauslastung in Schwachlastzeiten gesteigert werden. Dieses Ladekonzept hat jedoch die Grenze, dass eine Verschiebung eines Ladevorgangs über die Standzeit hinaus nicht möglich ist. Es treten somit immer noch Lastspitzen auf.

Gesteuertes Laden+ optimiert das Laden über einen Standvorgang hinaus. Die bei gesteuertem Laden verbleibenden Lastspitzen können somit weiter reduziert werden. Ein Pkw-Nutzer oder eine entsprechende Optimierungsoftware weiß im Idealfall zukünftig, dass es ideal ist die gewünschte Energiemenge zu einer anderen Standzeiten zu laden. Es erfolgt somit eine Optimierung des Ladens über mehrere Nutzungen und Standzeiten hinweg. Der Nutzer wäre somit von keiner „Spitzenkappung“ betroffen und gesteuertes Laden+ hätte einen größeren netzentlastenden Effekt als gesteuertes Laden. Als letzte Möglichkeit wird im Modell in diesem Szenario aber auch die Möglichkeit gelassen, dass 3% der Jahresspitzen gekappt werden, wenn es die Netzsituation nicht zulässt. In diesem Fall müsste der Nutzer beispielsweise von seinem privaten Ladepunkt an eine Schnellladestation ausweichen.

Wie der regulatorische Rahmen aussehen könnte, der diese optimierte Ladesteuerung vom Elektro-Pkw-Nutzer unbemerkt ermöglicht, wird in Kapitel 4 dieser Schlussfolgerung erörtert.

3 Modellierungsergebnisse und deren Einordnung

Gesteuertes Laden reduziert die Investitionen in die Verteilnetze bis 2030 um bis zu 50 Prozent.

Die Investitionen in die Verteilnetze (für die Strom-, die Wärme- und die Verkehrswende) betragen bei sehr ambitionierten 15 Mio. Elektro-Pkw bis 2030 36 Mrd. Euro oder jährlich 2,4 Mrd. Euro (2015–2030). Bei weniger ambitionierten 6 Mio. Elektro-Pkw sind im gleichen Zeitraum Investitionen in die Verteilnetze in Höhe von 21 Mrd.

Euro oder 1,4 Mrd. Euro jährlich notwendig (vgl. Abbildung S-2). Diese Investitionen beinhalten ebenfalls einen Großteil an Ohnehininvestitionen, die durch den altersbedingten Ersatzbedarf von Anlagen zu tätigen wären.

Die Mobilitätswende und gesteuertes Laden+ reduziert die Investitionen in die Verteilnetze bis 2050 um die Hälfte.

Abbildung S-3 zeigt, dass sich die Investitionen in die Verteilnetze bis 2050 um weitere 50 Prozent reduzieren lassen, wenn gesteuertes Laden+ angewandt und die Mobilitätswende umgesetzt werden. Die Mobilitätswende alleine senkt den Investitionsbedarf gegenüber der Fortschreibung des Verkehrssystems um bis zu 28 Prozent. Gesteuertes Laden+, isoliert betrachtet, verringert den Investitionsbedarf gegenüber gesteuertem Laden um bis zu 33 Prozent. Die Energiewende in den Verteilnetzen erfordert mit Mobilitätswende und gesteuertem Laden+ bis 2050 Investitionen in Höhe von 54 Mrd. Euro bzw. 1,5 Mrd. Euro jährlich (2015–2050).

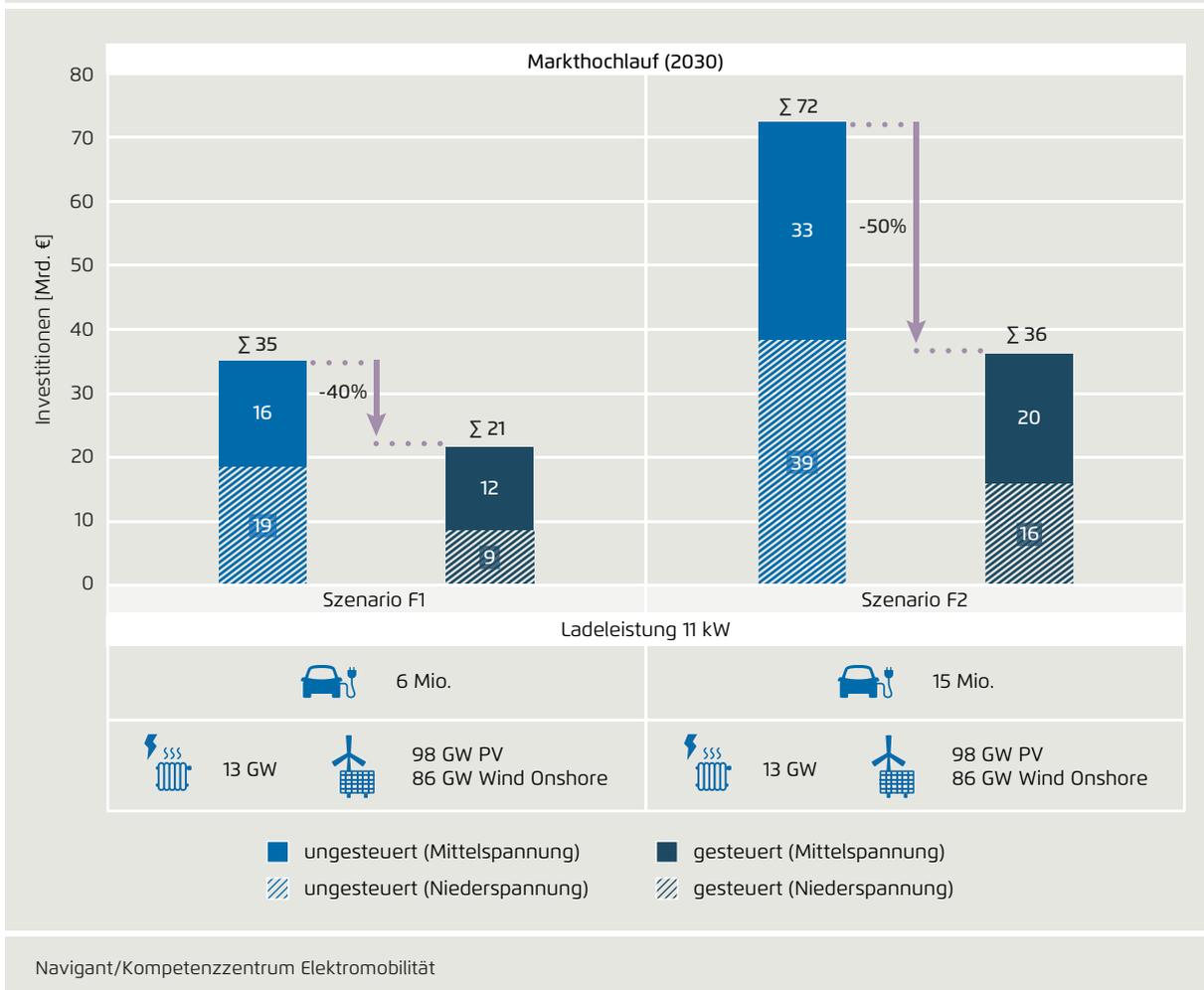
Ohne Mobilitätswende verursacht die Energiewende in den Verteilnetzen einen Investitionsbedarf von 75 Mrd. Euro bzw. 2,1 Mrd. Euro jährlich.

Zukünftig muss im Mittel nicht mehr in Leitungen und Transformatoren investiert werden als in der Vergangenheit.

Die notwendigen kumulierten Investitionen in die Verteilnetze unterscheiden sich in den Szenarien deutlich. Sie lassen sich über die Zeiträume 2015 bis 2030 und 2015 bis 2050 aufteilen. 2015 ist das Jahr, auf das sich die im Modell hinterlegten Netzdaten beziehen. Verglichen mit den Investitionen der Vergangenheit liefern die Szenarien Ergebnisse in vergleichbaren Größenordnungen. In Abbildung S-4 werden die Szenarienergebnisse mit den in der Vergangenheit getätigten Investitionen in Verteilnetze verglichen. Grundlage für den historischen Vergleich sind die Daten wie sie die Bundesnetzagentur in ihrem jährlichen Monitoringbericht veröffentlicht. Dargestellt sind die Investitionen der Jahre 2008 bis 2018. Zu beachten ist, dass die Zahlen der Bundesnetzagentur auch die Hochspannungsebene beinhalten. Dies ist in unserer Studie nicht der Fall. Einen Anhaltspunkt für die Höhe der zukünftigen jährlichen Investitionen in die Hochspannungsverteilnetze gibt die dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Die Höhe der

Reduktion des kumulativen Verteilnetz-Investitionsbedarfs durch gesteuertes Laden

Abbildung S-2



Investitionen, die laut der dena-Studie bis 2050 notwendig sind, wurde nicht durch eine Modellierung, sondern durch eine Extrapolation vergangener Investitionen und im Hinblick auf den zukünftigen Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen ermittelt: Es sind 67 Mrd. Euro oder jährlich 1,9 Mrd. Euro im Zeitraum 2015 bis 2050. Die dena-Angaben beziehen sich auf eine um ein Viertel höhere Wind-Onshore- und eine um ein Siebtel geringere Photovoltaik-Stromerzeugung im Jahr 2050. Der im Agora-RAP-Projekt berechnete Investitionsbedarf für 2050 ergibt zusammen mit den dena-Zahlen für die Hochspannungsebene im höchsten Fall 4 Mrd. Euro jährlich. Die historischen Investitionen der Jahre 2008 bis 2018 lagen maximal bei 3,8 Mrd. Euro. Aufgrund der höheren installierten Leistung von Windkraftanlagen

2050 bei der dena und entsprechend höheren Investitionen in die Hochspannungsebene, lässt sich argumentieren, dass zukünftig im Mittel nicht mehr in Leitungen und Transformatoren der Verteilnetze investiert werden muss als in der Vergangenheit.

Selbstverständlich beinhaltet dieser Vergleich eine gewisse Unsicherheit bezüglich des Eintreffens dieser Aussagen über die Zukunft. Es ist nicht nur denkbar, dass sich die Rahmenbedingungen ändern. Es ist selbstverständlich auch möglich, dass die Investitionen zwar im Mittel nicht höher liegen als die der Vergangenheit, einzelne Jahre aber deutlich nach oben oder unten ausfallen.

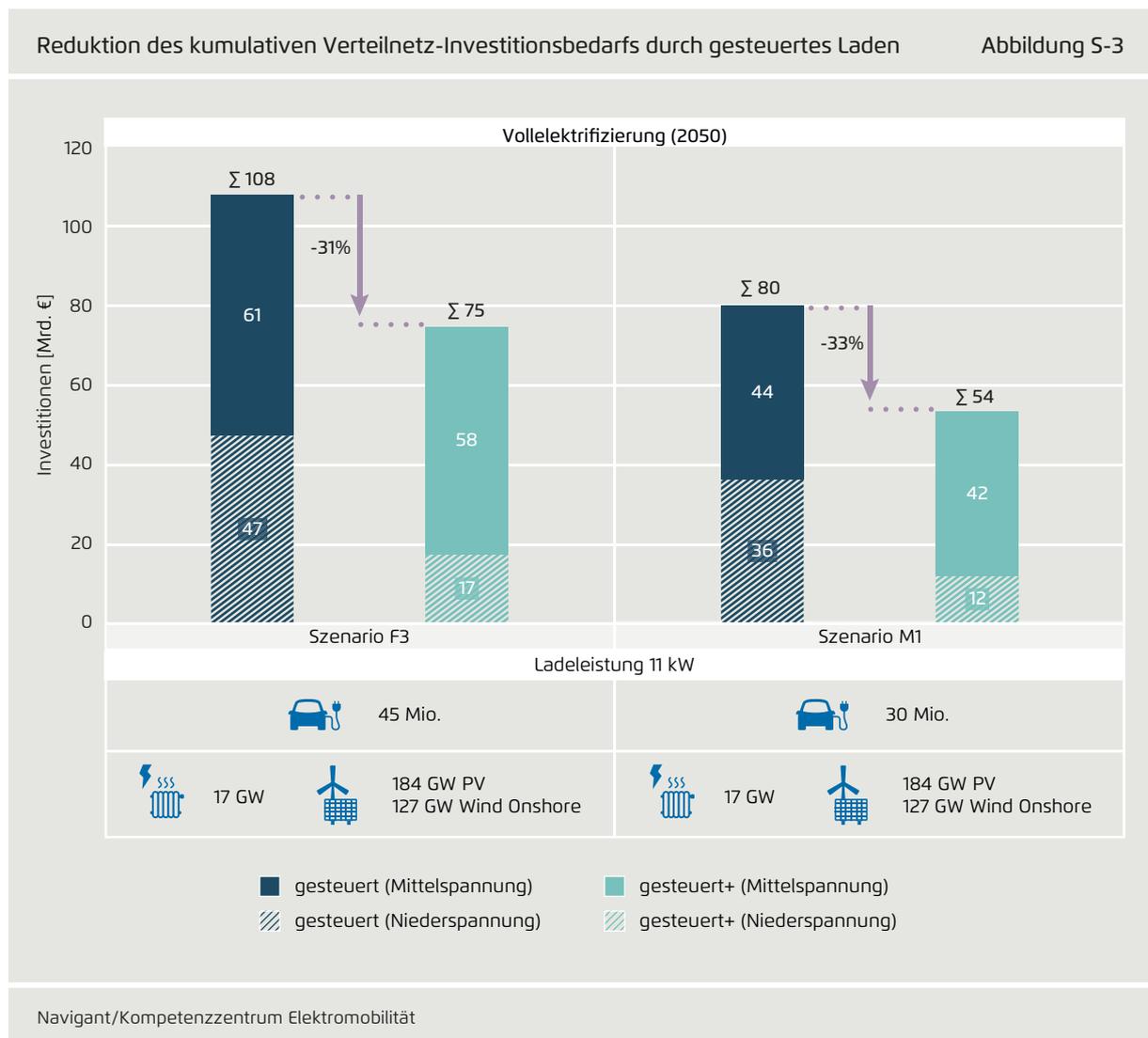
Gesteuertes Laden verringert die Pro-Kopf-Investitionen der Landbevölkerung in Netzausbau

Nicht nur die Höhe der jährlichen Investitionen in den Verteilnetzausbau ist von Relevanz. Die Verteilungsfrage der Energiewende zeigt sich insbesondere bei der Frage, wo die Investitionen strukturell getätigt werden und wer dem entsprechend für die Investitionen in die Verteilnetze aufkommt.

Abbildung S-5 veranschaulicht nicht nur die Höhe der Investitionen in die Verteilnetze bei 6 und 15 Millionen Elektro-Pkw im ungesteuerten sowie im gesteuerten Fall. Sie zeigt darüber hinaus die Verteilung der Investitionen auf städtische, halbstädtische und ländliche Gemeinden

in Deutschland. Es wird deutlich, dass der Anteil der Investitionen, die auf den ländlichen Raum entfallen, sich im Falle einer flächendeckenden Ladesteuerung sowie bei steigenden Elektroautozahlen verringert. Entfallen bei 6 Mio. Elektro-Pkw im ungesteuerten Fall 49 Prozent der Investitionen auf den ländlichen Raum und nur 17 Prozent auf den städtischen, verändert sich die Verteilung bei 15 Mio. Elektro-Pkw mit Ladesteuerung auf nur noch 31 Prozent im ländlichen Raum und 34 Prozent im städtischen Raum.

Erklären lässt sich die dargestellte Verschiebung damit, dass Ladepunkte zu Hause in ländlichen Gemeinden aufgrund der höheren Anteile von Ein- und Zweifamilien-



häusern eine größere Rolle spielen. Beim Laden zu Hause (und am Arbeitsplatz) ist die Möglichkeit der Verschiebung der Ladevorgänge am größten, wodurch sich gesteuertes Laden auf den ländlichen Raum überproportional positiv auswirkt. Zudem führt die Verschiebung von Ladevorgängen mit dem Ziel einer Residuallastglättung zu einer Reduktion von Einspeisespitzen. Folglich kann insbesondere im ländlichen Raum mit höheren Anteilen Erneuerbarer Energien im Verteilnetz eine Reduktion des netzauslegungsrelevanten Rückspeisefalles erzielt werden.

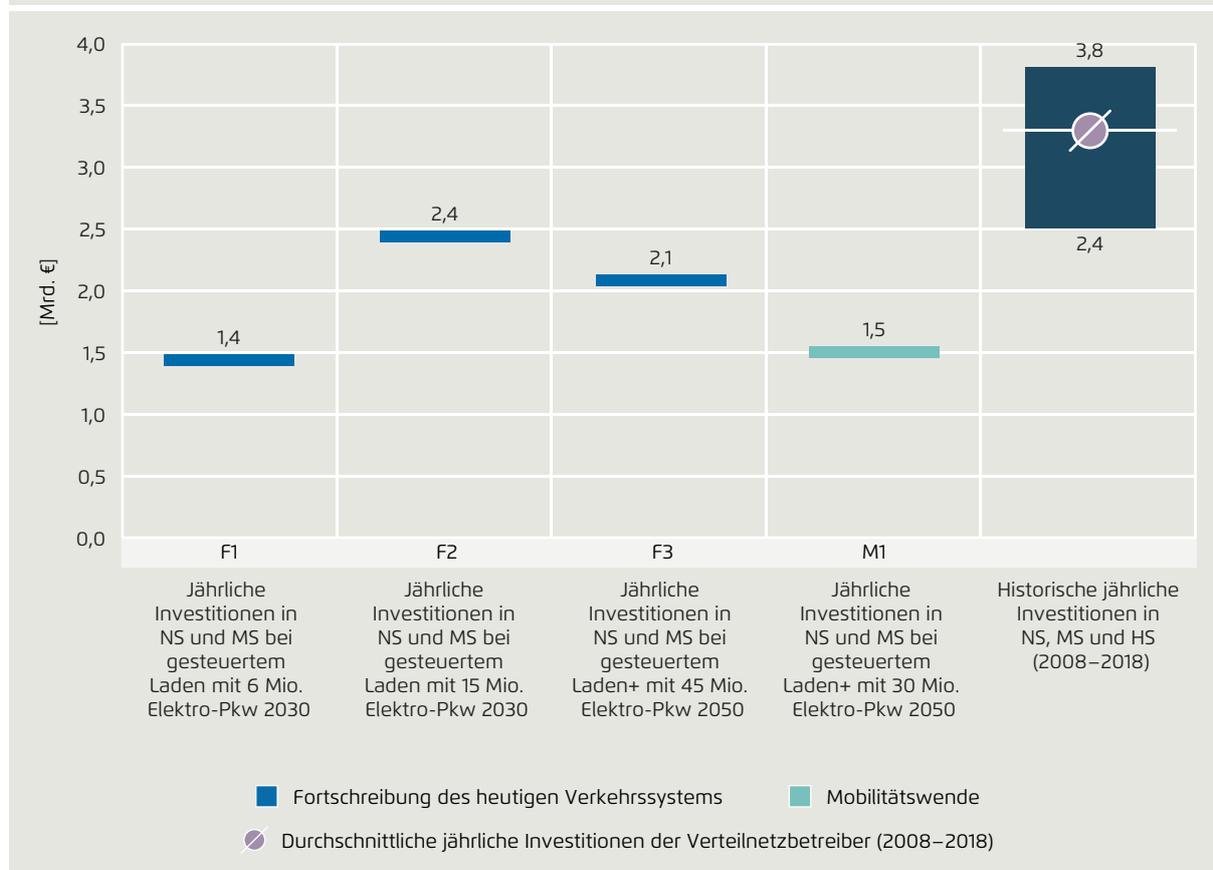
Die Entlastung des ländlichen Raumes bei den Investitionen in den Verteilnetzausbau durch netzdienliche Ladesteuerung gewinnt Relevanz, wird die Bevölkerungsverteilung mit in die Betrachtung aufgenommen. So haben die ländlichen Gebiete zwar einen Anteil von

67 Prozent an der Fläche Deutschlands. Der Anteil der in ländlichen Gebieten lebenden Bevölkerung an der Gesamtbevölkerung ist aber aufgrund der niedrigeren Bevölkerungsdichte mit 23 Prozent sehr gering. Zum Vergleich: 35 Prozent der Menschen in Deutschland leben in Städten und 42 Prozent der Menschen in halbstädtischen Bereichen.

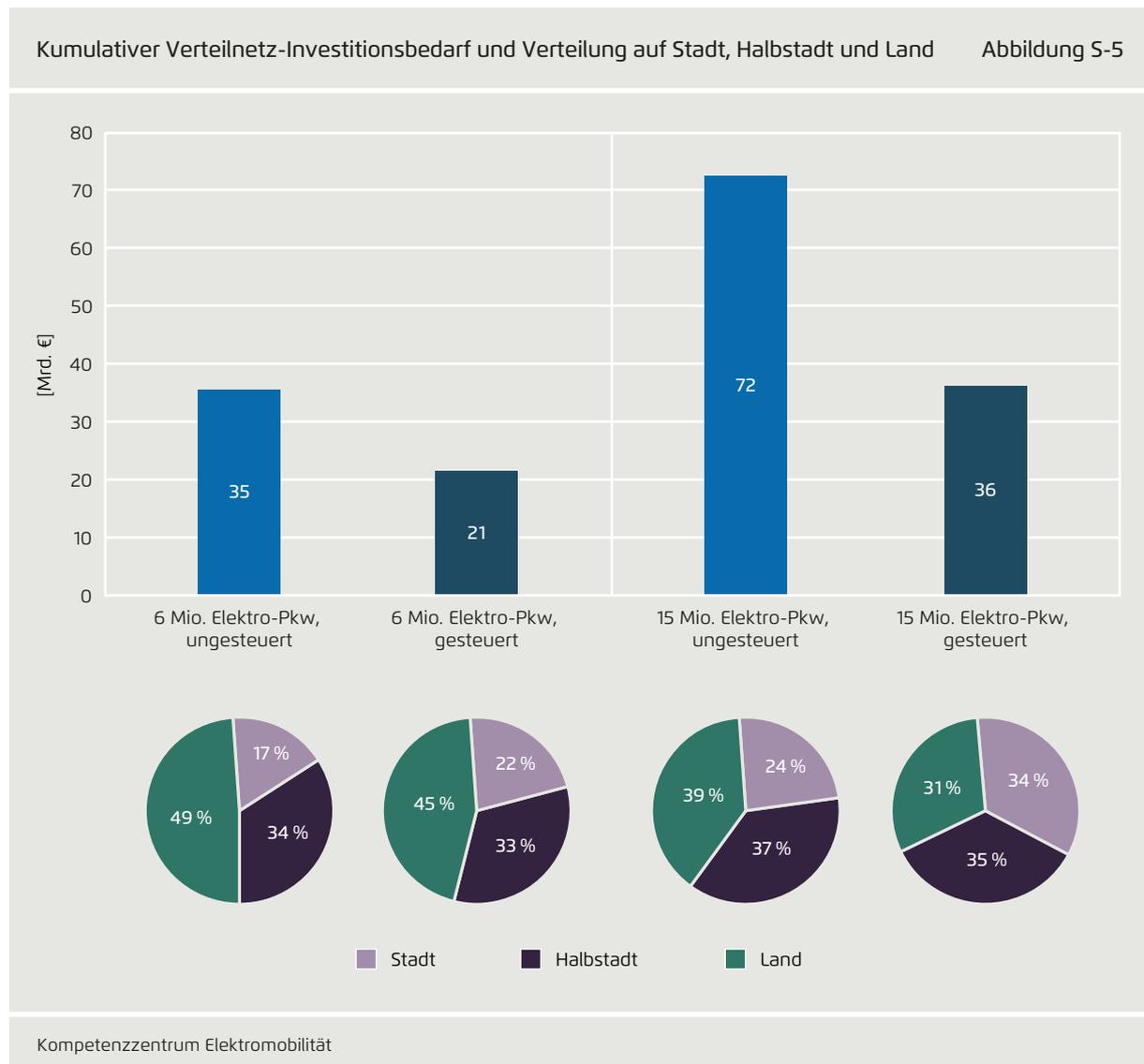
Tabelle S-1 zeigt, wie sich der Investitionsbedarf 2015–2030 pro Kopf auf die verschiedenen Netzgebietsklassen verteilt. Durch unterschiedliche Netzentgeltberechnungen und verschiedene strukturelle Eigenschaften einzelner Netzgebiete kann daraus jedoch keine direkte Aussage zur Höhe zukünftiger Netzentgelte abgeleitet werden. Der bereits festgestellte ausgleichende Effekt, den Ladesteuerung auf die Verteilung von Netzausbau-

Jährlicher Verteilnetz-Investitionsbedarf der Szenarien 2015–2030 und 2015–2050 im Vergleich zu historischen Investitionen der Verteilnetzbetreiber

Abbildung S-4



Navigant; BNetzA (2018)



investitionen hat, wird angesichts der Pro-Kopf-Darstellung noch deutlicher. So würden die Menschen auf dem Land bei 6 Mio. Elektro-Pkw im ungesteuerten Fall mit 61 Euro etwa viereinhalbmal so viel zahlen wie die Menschen in der Stadt. Bei 15 Mio. Elektro-Pkw und netzdienlicher Ladesteuerung würden die Menschen auf dem Land nur noch rund 40 Prozent mehr für den Netzausbau bezahlen als die Menschen in der Stadt.

Elektromobilität kann den vollständigen Verteilnetzausbau finanzieren

Die Verkehrswende und insgesamt die Energiewende sollen sozial ausgewogen ausgestaltet werden. Eine wichtige Frage in diesem Zusammenhang lautet: Wer

zahlt die Integration von Elektromobilität in Stromverteilnetze? Wie bereits betont, stellt die hier diskutierte Studie von Navigant et al. den Netzausbaubedarf, der von Wärmepumpen, erneuerbaren Energien und Elektromobilität ausgelöst wird, in Summe dar. Eine getrennte Darstellung ist methodisch nicht sinnvoll, weil sich die Treiber jeweils gegenseitig beeinflussen. Es kann also nicht gesagt werden, wie „teuer“ die Integration der Elektromobilität allein sein wird. Es lässt sich allerdings der Beitrag der Elektromobilität zur Finanzierung der Investitionen abschätzen. Die Relevanz dieser Größenordnung ergibt sich aus der Tatsache, dass zwar die Einspeisung von Erneuerbarem Strom der Bevölkerung insgesamt zu Gute kommt, aber nicht alle Teile

der Bevölkerung private Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge nutzen können. Das private Auto hat nicht denselben Stellenwert. Wenn aber deutlich wird, dass die private Elektromobilität einen großen finanziellen Beitrag zum Verteilnetzausbau leisten kann, erhöht dies die Akzeptanz der Elektromobilität in der Bevölkerung. Die Elektromobilität – auch die private – hat für die Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehr eine besondere Bedeutung. Dies belegen unter anderem zahlreiche Studien von Agora Verkehrswende.

Wird unterstellt, dass der Stromabsatz in Deutschland sich um den Stromverbrauch der Elektromobilität erhöht, und dieser mit 18 kWh je 100 km bei durchschnittlichen 14.700 km im Jahr liegt, dann haben 45 Millionen Elektro-Pkw im Jahr 2050 einen Stromverbrauch von rund 120 TWh. In allen Jahren davor erhöht sich der Verbrauch mit ansteigenden Elektroautozahlen. Nimmt man zusätzlich an, dass Elektroautos mindestens rund die Hälfte der heute für alle Verbraucher üblichen Netzentgelte von rund 7 Cent je kWh zahlen werden, dann liegt der Netzentgelterlös durch Elektromobilität in der gleichen Größenordnung wie der Investitionsbedarf für 45 Millionen Elektro-Pkw, 17 GW Wärmepumpen sowie 184 GW Photovoltaik und 127 GW Onshore-Wind. Diese Übersichtsrechnung verdeutlicht, dass Raum für eine Reduktion von Netzentgelten für Anreize zur Verlagerung des Ladevorgangs in Schwachlastzeiten gegeben ist, ohne dass eine ausreichende Finanzierung der Investitionen in die Verteilnetze durch die Elektromobilität in Frage gestellt wird.

Die Mobilitätswende und eine netzdienliche Ladesteuerung haben das Potenzial, den Netzausbaubedarf und die

damit verbundenen Investitionen deutlich zu verringern. Notwendig ist nun, einen regulativen Rahmen zu schaffen, der das theoretische Potenzial praktisch nutzt.

4 Die richtigen Anreize in der Regulierung setzen

Nur mit guter Regulierung lassen sich die theoretisch hergeleiteten und berechneten Einsparungen bezüglich der Investitionen in die Stromverteilnetze auch erreichen. Navigant et al. geben in der diesem Papier zugrundeliegenden Studie vier Handlungsempfehlungen für den regulatorischen Rahmen für gesteuertes Laden.

Erstens sollte sichergestellt werden, dass Ladepunkte für Elektrofahrzeuge über 3,7 kW Ladeleistung dem örtlichen Verteilnetzbetreiber als flexibel gemeldet werden. Der Betreiber des Ladepunktes sollte dem Verteilnetzbetreiber also erlauben, Ladevorgänge bei Bedarf netzdienlich zu steuern. Aktuell bieten Verteilnetzbetreiber Elektromobilitätskunden reduzierte Netzentgelte an, wenn sie im Gegenzug die Einwilligung zur Steuerung erhalten. Wenn diese Reduktion als Anreiz nicht ausreicht, sollte die Differenz zwischen „steuerbar“ und „nicht steuerbar“ erhöht werden. Eine Möglichkeit hierfür besteht in der Einführung eines Baukostenzuschusses auch für Netzanschlüsse unter der bisherigen Grenze von 30 kW Netzanschlussleistung. Von diesem Baukostenzuschuss könnten jene Betreiber eines Ladepunktes befreit werden, die sich steuern lassen. Wenn die Anreize nicht ausreichend attraktiv sind, entscheiden sich möglicherweise zu wenige Kunden für die Steuerung. Die staatlichen Anforderungen an Ladeeinrichtungen sollten deshalb

Jährliche Pro-Kopf-Verteilnetzinvestitionen 2015 – 2030 im städtischen, halbstädtischen und ländlichen Raum

Tabelle S-1

Jährliche Pro-Kopf-Investitionen in € (2015 – 2030)	6 Mio. Elektro-Pkw		15 Mio. Elektro-Pkw	
	ungesteuert	gesteuert	ungesteuert	gesteuert
Stadt	14	11	40	28
Halbstadt	23	13	52	24
Land	61	33	99	39

Navigant et al. (2019)

mindestens eine zukünftige Steuerung ermöglichen oder leicht nachrüstbar machen. Neben finanziellen Anreizen ist es wichtig, die Auswirkungen einer Steuerbarkeit möglichst umfassend zu definieren und darüber hinaus transparent zu erklären.

Zweitens sollten Anreize dafür sorgen, dass Nutzer von Elektroautos ihre Fahrzeuge in Zeiten laden, in denen die Netzbelastung gering ist. Hierfür bieten sich zwei Instrumente an. Zeitvariable Netzentgelttarife und durch den Verteilnetzbetreiber vorgegebene Maximalfahrpläne für die Nutzung des Ladepunkts. Bei zeitvariablen Tarifen muss pro geladener Kilowattstunde ein reduzierter Centbetrag in Zeiten niedriger Netzbelastung gezahlt werden und in Zeiten hoher Netzbelastung ein entsprechend höherer. Bei Maximalfahrplänen gibt der Verteilnetzbetreiber Kapazitätsfenster vor, innerhalb derer der Elektroautokunde die Leistung bis zu einer Obergrenze verändern kann. Lädt er doch mit einer höheren Leistung, ist eine Pönale an den Verteilnetzbetreiber zu zahlen. Für beide Instrumente ist eine steuerfähige Ladevorrichtung erforderlich. Diese kostet mehr als eine Ladevorrichtung ohne Steuermöglichkeit. Die Anreize bei zeitvariablen Tarifen und bei Maximalfahrplänen müssen also so hoch sein, dass sie die erhöhten Anfangsinvestitionen für eine Wallbox rechtfertigen und die Einschränkungen für den Kunden müssen vertretbar sein. Der besondere Vorteil von zeitvariablen Tarifen liegt darin, dass sie schnell und intuitiv verstanden werden und auch die damit potenziell verbundenen Einschränkungen für die meisten Kunden gut abschätzbar sind.

Drittens ist es wichtig, Software zur Prognose von Netzkapazitäten zu entwickeln und zu verbreiten. Derartige Prognosetools stellen hohe Anforderungen an Informations- und Kommunikationstechnik. So müssen Netzzustandsdaten in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung erhoben, kommuniziert und analysiert werden. Besteht ein Netzmodell, mit dem auf der Basis von Netzzustandsdaten zukünftige Engpässe gut prognostiziert werden können, dann lassen sich auf der Basis von Prognosen Fahrpläne an Kunden kommunizieren. Lassen sich zeitvariable Tarife quasi noch mit besseren Zeitschaltuhren nutzen, benötigen Maximalfahrpläne bereits intelligenterer Technik auf der Seite des Fahrzeugs bzw. des Ladepunktes. Perspektivisch sollten Fahrpläne auf der Basis von Prognosetools erlauben, dass nicht genutzte Flexibilität bzw. Kapazität

auf Sekundärmärkten z. B. über Flexibilitätsplattformen gehandelt werden können.

Und viertens sollten Verteilnetzbetreiber den Einsatz direkter Steuerung minimieren. Droht ein Netzengpass, muss es immer möglich sein, bei einem Ladevorgang die Ladeleistung zu drosseln oder ihn ganz zu unterbrechen. Für die Akzeptanz gesteuerten Ladens ist es aber wichtig, dass dies nur kurz der Fall ist bzw. der Ladestand des Fahrzeugs ausreichend hoch ist. Gleichwohl lassen sich Netzkapazitäten sehr effizient nutzen, wenn es eine sehr weite Verbreitung von steuerbaren Fahrzeugen gibt und die Verteilnetzbetreiber gemäß der Auslastung ihrer Netze Ladevorgänge effektiv anreizen, so dass dieses gesteuert werden und nur bei Bedarf durch Anweisung des Netzbetreibers unterbrochen werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Staat mit der Regulierung für gesteuertes Laden folgende Ziele erreichen sollte:

- Die netzdienliche Steuerbarkeit von Elektrofahrzeugen stellt den Standard dar.
- Netzdienliches Laden geschieht in der Regel freiwillig und ist in seiner Ausgestaltung von den Elektroautokunden individuell einstellbar. Optionen hierfür sind zeitvariable Netzentgelttarife und durch den Verteilnetzbetreiber vorgegebene Maximalnutzung des Ladepunkts
- Prognosen über die Auslastung und mögliche Optimierung der Kapazitäten von Stromverteilnetzen sind aufgrund sicherer und besser werdender Hard- und Software möglich und führen zu einer kunden- und energiewendefreundlichen Nutzung von Flexibilitäten.
- Der direkte Einsatz von Steuerung von Seiten des Verteilnetzbetreibers erfolgt kundenfreundlich und nur, wenn er unvermeidlich ist.
- Für Übergangsphasen, in denen die notwendige Informations- und Kommunikationstechnik noch nicht weit verbreitet ist, ermöglichen technisch weniger aufwendige Lösungen und eine vorbereitete Nachrüstbarkeit hinsichtlich intelligenter Steuerbarkeit, dass es nicht zu stranded assets kommt.

5 Ausblick

Diese kurze Darstellung der Kernergebnisse der Studie von Navigant et al. für Agora Verkehrswende et al. sowie die Schlussfolgerungen der Auftraggeber haben gezeigt, dass die Energiewende in den Stromverteilnetzen auch bei einer Vollelektrifizierung des Pkw-Bestandes erfolgreich gestaltet werden kann. Die hierfür notwendigen Investitionen in Leitungen und Transformatoren sind nicht höher als die Investitionen in Verteilnetze in der Vergangenheit, wenn die Möglichkeiten gesteuerten Ladens genutzt werden. Die Mobilitätswende bringt weitere Einsparungen und sollte auch aus einer auf die Verteilnetze fokussierten Sicht fester Bestandteil der Verkehrswende sein. Außerdem konnte gezeigt werden, dass Elektromobilität die Verteilung von Investitionen in Stromverteilnetze zwischen der Bevölkerung auf dem Land und in der Stadt ausgeglichener gestaltet – und dass Elektromobilität die Finanzierung der notwendigen Investitionen in die Verteilnetze vollständig übernehmen kann.

Nicht in den Blick genommen hat die Studie, welche Veränderungen an der Regulierung der Stromverteilnetzbetreiber vorgenommen werden sollten, damit es für sie attraktiver wird, in Informations- und Kommunikationstechnik zu investieren. Bisher ist es angesichts der Anreizregulierungsverordnung attraktiver, bei drohenden Kapazitätsengpässen in physische Infrastruktur zu investieren als in intelligente Betriebsmittel.

Außerdem hat diese Studie keine Fragen der Ladeinfrastruktur jenseits des Netzanschlusspunktes betrachtet. Diese sind aber für die Ausgestaltung der Verteilnetze durchaus relevant. Von besonderer Bedeutung für die Zukunft ist beispielsweise die Frage der idealen Ladeinfrastruktur in Städten. Eine Frage lautet: Ist es zu leisten, hier parallel viele private Ladepunkte zu installieren, gleichzeitig eine leistungsfähige Schnellladeinfrastruktur aufzubauen und Busse im ÖPNV in Betriebshöfen mit hohen Ladeleistungen aufladen zu können? Wie sähe der Investitionsbedarf aus, wenn in Städten, wo Netzinvestitionen teurer sind, verstärkt auf zentrale Schnellladekonzepte gesetzt würde? Sind Tankstellen, wie wir sie heute kennen, möglicherweise der ideale Ort für zukünftige Schnellladestationen?

6 Referenzen

ARegV (2007): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV). URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/ARegV.pdf>. Letzter Zugriff: 15. April 2019.

BMVI (2009): Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Mobilität in Deutschland 2008. URL: <http://www.mobilitaet-indeutschland.de/mid2008-publikationen.html>. Letzter Zugriff: 15. April 2019.

BNetzA (2018): Bundesnetzagentur. Monitoringbericht 2018. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=%20publicationFile&v=5. Letzter Zugriff: 15. April 2019.

dena (2017): Deutsche Energie-Agentur GmbH. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf. Letzter Zugriff: 15. April 2019.

EnWG (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf. Letzter Zugriff: 2. Juli 2019.

Studie von Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht der Szenarien	22
Abbildung 2:	Verteilung der Elektro-Pkw nach Nutzergruppen und Raumkategorien (Markthochlauf 2030)	26
Abbildung 3:	Anzahl Ladepunkte nach Kategorien (Markthochlauf 2030)	27
Abbildung 4:	Anteile der Verkehrsträger an der Verkehrsleistung (Vollelektrifizierung 2050)	29
Abbildung 5:	Verteilung der Elektro-Pkw nach Nutzergruppen und Raumkategorien (Vollelektrifizierung 2050)	30
Abbildung 6:	Anzahl Ladepunkte nach Kategorien (Vollelektrifizierung 2050)	31
Abbildung 7:	Gleichzeitigkeitsfunktionen für das Laden zu Hause	34
Abbildung 8:	Gleichzeitigkeiten nach Ladepunktkategorien	35
Abbildung 9:	Glättung der Residuallast durch gesteuertes Laden	37
Abbildung 10:	Gesteuertes Laden+	38
Abbildung 11:	Netzlast nach Ladekonzept	38
Abbildung 12:	Automatisierter Netzausbauprozess	40
Abbildung 13:	Anstieg des kumulativen Verteilnetz-Investitionsbedarfs mit Erhöhung der Ladeleistung	43
Abbildung 14:	Reduktion des kumulativen Verteilnetz-Investitionsbedarfs durch gesteuertes Laden	45
Abbildung 15:	Reduktion des kumulativen Verteilnetz-Investitionsbedarfs durch die Mobilitätswende	46
Abbildung 16:	Reduktion des kumulativen Verteilnetz-Investitionsbedarfs durch gesteuertes Laden+	47
Abbildung 17:	Jährlicher Verteilnetz-Investitionsbedarf der Szenarien 2015–2030 und 2015–2050 im Vergleich zu historischen Investitionen der Verteilnetzbetreiber	49
Abbildung 18:	Kumulativer Verteilnetz-Investitionsbedarf und Verteilung auf Stadt, Halbstadt und Land	50
Abbildung 19:	Einordnung der Ergebnisse in den Forschungsstand (Niederspannung und Mittelspannung, Ladeleistung von 11 kW)	53
Abbildung 20:	Messung, Kommunikation und Steuerung während des Netzbetriebs in der Modellierung	57
Abbildung 21:	Einordnung von Steuerungsansätzen in die Phasen der „Netzampel“	58
Abbildung 22:	Kommunikation eines Maximalfahrplans zur Prävention von Netzengpässen	67
Abbildung 23:	Messen, Kommunikation und Steuerung zur Abwendung von Grenzwertverletzungen	68
Abbildung 24:	Zulässige Auslastungen der Betriebsmittel	84
Abbildung 25:	Zulässiges Spannungsband	85
Abbildung 26:	Angenommene Aufteilung der zusätzlichen installierten EE-Leistungen auf die Spannungsebenen Höchst- und Hochspannungsebene (HS), Mittelspannungsebene (MS) und Niederspannungsebene (NS) und Netzgebietsklassen (städtisch, halbstädtisch, ländlich)	87

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Übersicht der Szenarien	21
Tabelle 2	Ladepunkte und ihre Charakteristika	25
Tabelle 3	Bevölkerungsverteilung in Deutschland 2015	51
Tabelle 4	Jährliche Pro-Kopf-Verteilnetzinvestitionen 2015–2030 im städtischen, halbstädtischen und ländlichen Raum	51
Tabelle 5	Vergleich Netzentgelte für SLP und steuerbare Verbrauch- seinrichtung bei ausgewählten Netzbetreibern (2019)	63
Tabelle 6	Illustration von ToU-Tarifen anhand des Beispiels von Salt River, Arizona	64
Tabelle 7	Elemente für die Ausgestaltung von Netzentgelten als Anreiz von gesteuertem Laden (kursiv: mögliche zukünftige Ergänzungen der Netzentgeltsystematik)	65
Tabelle 8	Anforderungen zur präventiven und kurativen Steuerung	69
Tabelle 9	Anforderungen an die Regulierung für gesteuertes Laden	73
Tabelle 10	Definitionen der Mobilitätsformen	79
Tabelle 11	Übersicht der Strukturklassen und der berücksichtigten Merkmale zur Einordnung in die Netzgebietsklassen	82
Tabelle 12	Standardbetriebsmittel	85
Tabelle 13	Anzahl maximaler paralleler Betriebsmittel	86
Tabelle 14	Investitionen für Betriebsmittel	86
Tabelle 15	Netzausbaubedarf in Leitungskilometern pro Teilszenario	88

Abkürzungsverzeichnis

BKZ	Baukostenzuschuss
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
EE	Erneuerbare Energie
EFH	Einfamilienhaus
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWD	Einwohnerdichte
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GPKE	Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität
GW	Gigawatt
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
iMSys	Intelligente Messsysteme
IN	Nennstromstärke
km	Kilometer
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MFH	Mehrfamilienhaus
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MiD	Mobilität in Deutschland (Studie des BMVI 2009)
MS	Mittelspannung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NAV	Netzanschlussverordnung
NEP	Nationaler Entwicklungsplan
NGK	Netzgebietsklassen
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
ÖV	Öffentlicher Verkehr
ÖFV	Öffentlicher Personenfernverkehr
pkm	Personenkilometer
PV	Photovoltaik
SLP	Standartlastprofile
SN	Nennscheinleistung
SPNV	Schienenpersonennahverkehr
TAR	Technische Anschlussregel
tkm	Tonnenkilometer
ToU	Nutzungsdauer (Time of Use)
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage
WP	Wärmepumpe
ZFH	Zweifamilienhaus

01 | Einführung

1.1 Elektromobilität im Fokus

Die Ziele des Pariser Klimaabkommens geben vor, die Treibhausgasemissionen in allen Sektoren rasch und umfassend zu reduzieren. Bis 2050 strebt Deutschland eine Reduzierung des Ausstoßes von Treibhausgasen um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 an.¹ Darüber hinaus hat die deutsche Bundesregierung im *Klimaschutzplan 2050* erstmals für den Sektor Verkehr ein eigenes Reduktionsziel vorgegeben. Bis 2030 sollen sich seine Treibhausgasemissionen um 40 bis 42 Prozent gegenüber 1990 verringern.² Tatsächlich waren die Emissionen des Verkehrs im Jahr 2017 mit 171 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten jedoch höher als im Jahr 1990. Damals betragen sie nur 163 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente.³

Damit wird offenbar, dass trotz aller Anstrengungen die bisherigen Maßnahmen nicht ausreichen, um das Reduktionsziel für 2030 und die darüber hinaus notwendige Klimaneutralität im Verkehr bis 2050 erreichen zu können. Erforderlich ist daher eine umfassende und zügige Verkehrswende. Nur mit ihr können die Emissionen von Kohlendioxid fossilen Ursprungs schrittweise minimiert werden. Das bedeutet: An die Stelle von Erdöl – und im geringeren Umfang von Erdgas – zur Deckung des Energiebedarfs im Verkehr müssen Erneuerbare Energien treten, die aus heutiger Sicht und wie in anderen Verbrauchssektoren auch überwiegend in Form von Strom aus Sonnen- und Windenergieanlagen bereitgestellt werden.

Für die Energiewende ist nicht nur die Energiequelle, sondern auch der effiziente Einsatz von Erneuerbaren Energien entscheidend. Da die Energiewende aus Klimaschutzgründen weltweit und schnell geschehen muss, wird selbst Sonnen- und Windstrom auf absehbare Zeit ein knappes Gut sein. Deshalb sollte er möglichst effizient eingesetzt werden und möglichst große Mengen fossiler Energieträger ersetzen. Daraus ergeben sich zwei Transformationsprozesse, die erst gemeinsam eine erfolgreiche Verkehrswende ermöglichen: die Mobilitätswende und die Energiewende im Verkehr.⁴

Die Mobilitätswende senkt den Endenergiebedarf des Verkehrssektors, ohne die Mobilität einzuschränken. Sie umfasst die Vermeidung unnötiger Fahrten, die Verlagerung von Verkehr vom privaten Pkw hin zu Fuß- und Radverkehr, Öffentlichem Verkehr (ÖV) und gemeinschaftlich genutzten Verkehrsmitteln (kollaborative Mobilität) wie beispielsweise Car- und Bike-Sharing sowie Ride-Pooling. Digitalisierung und Vernetzung ermöglichen überdies die Vernetzung verschiedener Verkehrsträger, also ein intermodales Verkehrsverhalten, das sowohl komfortabel als auch energieeffizient ist.

Die Energiewende im Verkehr sorgt gleichzeitig dafür, dass der verbleibende Endenergiebedarf mit klimaneutraler Antriebsenergie vorrangig in Form von Strom aus Sonne und Wind gedeckt wird. Am effizientesten lässt sich dieser Strom im Verkehr nutzen, wenn er direkt über Oberleitungen oder Batterien verwendet wird. Zur Verdeutlichung: Im Vergleich zu einem batterieelektrischen Pkw benötigt ein Wasserstoff-Brennstoffzellen-Pkw zweieinhalbmal mehr Strom je Kilometer; ein Verbrenner-Pkw, der mit strombasiertem, synthetischem Flüssigkraftstoff (*e-fuels*) betrieben wird, je Kilometer sogar etwa fünfmal mehr Strom.⁵ Der Elektromobilität kommt daher für die Energiewende im Verkehr eine Schlüsselrolle zu.

Während Elektromobilität im Schienenverkehr bereits einen Anteil von 87 Prozent an der Verkehrsleistung hat⁶, spielt sie im Straßenverkehr bisher kaum eine Rolle. Am 1. Januar 2019 waren in Deutschland 83.175 rein batterieelektrisch betriebene Pkw und 66.997 Plug-in-Hybrid-Pkw zugelassen. Elektro-Pkw haben damit einen Anteil von 0,3 Prozent am Gesamt-Pkw-Bestand in Deutschland, der heutzutage 47 Mio. Pkw umfasst.⁷ Der Anteil batterieelektrischer Pkw an den jährlichen Neuzulassungen betrug im Jahr 2018 1 Prozent.⁸ Angesichts globaler Trends in Richtung Elektromobilität⁹ und Ankündigungen großer Hersteller wie Volkswagen¹⁰ und

1 BMU (2016).

2 BMU (2016).

3 BMU; Ecofys (2018).

4 Agora Verkehrswende (2017).

5 Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics (2018).

6 Bezugsjahr: 2017. UBA (2019).

7 KBA (2019 a).

8 KBA (2019 b).

9 Agora Verkehrswende (2017).

10 Fasse (2019).

Toyota¹¹, vermehrt Elektro-Pkw verkaufen zu wollen, ist zukünftig allerdings mit schnell steigenden Absatzzahlen zu rechnen.

Die Elektrifizierung des Verkehrssektors erfordert demnach eine Kopplung des Verkehrs- und des Stromsystems sowie eine Koordinierung beider Sektoren: die Investitionen in Stromnetze und deren Betrieb müssen auf die veränderte Verkehrsinfrastruktur abgestimmt werden und *vice versa*.

1.2 Verteilnetzausbau für die Energiewende

Schnell steigende Absatzzahlen von Elektroautos gehen einher mit schnell steigenden Zahlen von Ladepunkten – zu Hause, am Arbeitsplatz, an Parkplätzen im öffentlichen und halböffentlichen Raum, auf Betriebshöfen und Flottenparkplätzen. An einigen Ladepunkten können die Stromverteilnetze die zusätzliche Nachfrage problemlos bedienen. Wenn sie das an anderen Ladepunkten nicht können, müssen Leitungen und/oder Transformatoren entsprechend verstärkt werden. Die Elektromobilität im Straßenverkehr bringt also neue Anforderungen an

Stromverteilnetze mit sich. Aber Elektromobilität ist nur eine der neuen Herausforderungen, die Stromverteilnetze bzw. deren Betreiber bewältigen müssen. Sie ist Teil eines grundlegenden Wandels des Stromsystems.

Im Zuge der Energiewende wird aus dem traditionellen Stromsystem mit Großkraftwerken und Stromtransport von den höheren Spannungsebenen zu den niedrigeren Spannungsebenen, an denen die Verbraucher angeschlossen sind (Verteilnetze), ein *dezentrales* Stromsystem mit neuen Erzeugern wie Wind- und Photovoltaikanlagen, die auch direkt in unteren Spannungsebenen Strom in die Netze einspeisen. Die für diese Studie zentralen Begrifflichkeiten sind in Kasten 1 erklärt.

Für die Energiewende muss das Übertragungsnetz ausgebaut, Strom über weite Strecken transportiert werden. Das Übertragungsnetz ermöglicht beispielsweise den Transport von Windstrom aus dem Norden Deutschlands in den Süden oder auch grenzüberschreitende Stromflüsse. Daneben ist aber auch der Ausbau der Verteilnetze erforderlich, die die Energie an die Umspannwerke, Transformatorenstationen und Verbraucher verteilen, denn heute sind über 90 Prozent der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an die Verteilnetze angeschlossen. Die nächste Wegmarke für die Umstellung der Stromerzeugung auf Erneuerbare Energien ist das Ziel

11 Schaal (2019).

Kasten 1: Einführung in die für die Studie relevantesten Fachbegriffe der Stromnetzplanung und des Stromnetzbetriebs

Netzebene: Das elektrische Energieversorgungssystem ist in Übertragungs- und Verteilnetze unterteilt. Funktion des **Übertragungsnetzes** ist der Transport von Strom aus Erzeugungsanlagen, die an diese Netzebene angeschlossen sind oder in sie einspeisen, zu Lastzentren und innerhalb des europäischen Binnenmarktes. Der überwiegende Teil der Übertragungsnetze (Höchstspannungsnetze) transportiert Wechselstrom, in Europa üblicherweise bei einer Spannung von 220 kV oder 380 kV. Zusätzlich gibt es Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ), zunehmend auch für die Anbindung von Offshore-Windparks und künftig auch HGÜ-Interkonnektoren von Nord- nach Süddeutschland. Die **Verteilnetze** wurden ursprünglich geplant, um die Energie aus der nächsthöheren Spannungsebene zum Verbraucher zu transportieren, und befördern nun auch Energie aus dezentralen EE-Anlagen in die Übertragungsnetze. Die Verteilnetze sind in Deutschland unterteilt in **Hoch-, Mittel- und Niederspannung**. In der Regel läuft die Hochspannung auf 110 kV, die Mittelspannung auf 36 kV und die Niederspannung auf 400 V.

Netztopologie: Niederspannungsnetze sind **Strahlennetze**, das heißt, einzelne Leitungen verlaufen vom Ortsnetztransformator strahlenförmig als Netzstrang zu den Endverbrauchern. Mittelspannungsnetze sind hingegen in der Regel **Ringnetze**: Eine Last kann auf diese Weise von zwei Seiten versorgt werden, was insbesondere im Fehlerfall entscheidend für die Versorgungssicherheit ist. Hoch- und Höchstspannungsnetze weisen meist eine **vermaschte Netztopologie** auf, das heißt, im Betrieb verteilen sich die Lastflüsse über mehrere Leitungswege.

Ladestrategien: Intelligente Ladestrategien können den Ladevorgang von Elektro-Pkw nach unterschiedlichen Gesichtspunkten optimieren. Dabei können Zielkonflikte auftreten, welche der regulatorische Rahmen so berücksichtigen muss, dass die Systemdienlichkeit erhöht wird.

- **Marktorientierte Ladestrategien** beziehen sich heute ausschließlich auf erzeugungsorientiertes Laden. Strom wird in Deutschland auf dem Großhandelsmarkt gehandelt. Dort bildet sich ein Preis, der Kosten beim Endverbraucher verursacht. Marktorientierte Ladestrategien versuchen die Strombezugskosten des Ladevorgangs zu minimieren. Bei einem großen Stromangebot – zum Beispiel zu Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien und entsprechend niedrigen Strompreisen – bekommen Elektro-Pkw ein Signal zum Laden. Für das Gelingen der Energiewende sind solche Ladestrategien sinnvoll, da auf die fluktuierende Einspeisung Erneuerbarer Energien reagiert werden kann. Es wird überwiegend dann geladen, wenn das Stromangebot die Nachfrage deckt oder sogar übersteigt. Mögliche Engpässe im Netz werden in rein marktorientierten Ladestrategien jedoch nicht berücksichtigt.
- **Netzdienliche Ladestrategien** berücksichtigen die Knappheit im Stromnetz, das heißt dessen begrenzende Kapazität zu Zeiten hoher Nachfrage. Netzdienliche Ladestrategien verfolgen den Zweck, Engpässe in räumlicher Nähe zum Ladepunkt effizient zu bewirtschaften, sie also vorsorgend (präventiv) zu vermeiden und als Ultima Ratio reagierend (kurativ) zu beheben. Im zonalen Strommarkt in Deutschland sind auftretende Netzengpässe nicht, wie in Märkten mit sogenannten Knotenpreisen (*locational marginal pricing* – LMS), mit Preisen versehen, die das Verhalten von Nutzern beeinflussen können. Daher müssen andere Anreize geschaffen werden, um netzdienliche Ladestrategien in der Umsetzung zu verankern. Diese möglichen Anreize werden in Kapitel 6 zum regulatorischen Rahmen diskutiert.
- **Systemdienliche Ladestrategien** unterstützen den sicheren Betrieb des Stromsystems als Ganzes und berücksichtigen dabei sowohl marktorientierte Signale als auch netzdienliche Strategien als deren Rahmen. Ladevorgänge systemdienlich zu machen sollte Ziel des regulatorischen Rahmens sein und Überlegungen auch über die vorliegende Studie hinaus leiten.

Maximale Gleichzeitigkeit

- Die **maximale Gleichzeitigkeit** beschreibt, welcher Anteil der aufsummierten technischen Maximalleistung verschiedener Lasten in der Netzplanung berücksichtigt werden muss. Je höher die Wahrscheinlichkeit, dass viele Nutzer in einem bestimmten Zeitraum gleichzeitig laden, desto höher der Gleichzeitigkeitsfaktor.

der Bundesregierung für 2030. Bis dahin soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 38,2 Prozent¹² 2018 auf 65 Prozent steigen. Bis 2050 soll er sich dann auf 80 Prozent erhöhen.¹³

Die Stromerzeugung ist aber nur eine Seite der Energiewende – die andere sind neue Lasten wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen. Denn nicht nur im Verkehrs-, auch im Wärmesektor bietet der direkte Einsatz von Strom aus Erneuerbaren Energien die Möglichkeit, den wichtigsten Energieträger der klimaneutralen Zukunft direkt und möglichst verlustfrei zu verwenden. Dies gelingt am besten mit Wärmepumpen in gut gedämmten Gebäuden.¹⁴ Beiden neuen Lasten gemein ist, dass sie von bisherigen sogenannten Standard-Lastprofilen von Privathaushalten abweichen. Elektroautos und Wärmepumpen fragen Strom mit höheren Leistungen und insbesondere höheren Gleichzeitigkeiten nach als beispielsweise bisher übliche Haushaltsgeräte.

Die fachliche und politische Diskussion um die Höhe der für den Ausbau der Stromnetze benötigten Investitionen fokussierte sich bisher überwiegend auf die Seite der Stromerzeugung.¹⁵ Erst in jüngerer Zeit rücken auch die Lasten wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge als Treiber des Verteilnetzausbaus stärker in den Mittelpunkt des Interesses.¹⁶ Die vorliegende Studie betrachtet erstmals den Verteilnetzausbaubedarf, der durch die Energiewende einschließlich eines ambitionierten Markthochlaufs von Wärmepumpen und der Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs sowie einer weitgehenden Elektrifizierung von Bussen entsteht.

Planung und Bau der Netzinfrastruktur basieren auf einem lange im Voraus prognostizierten Bedarf. Der erforderliche Netzausbau hängt zudem stark mit der lokalen Versorgungsaufgabe¹⁷ einzelner Regionen zusammen.

Aus den mit dem zu erwartenden Markthochlauf der Elektromobilität verbundenen Unsicherheiten ergeben sich besondere Herausforderungen an die Netzplanung. Denn für die Planung sind Faktoren wie die absolute Höhe des Bedarfs und die zeitliche Dimension der Bedarfsentwicklung entscheidend, aber auch die Frage, wo neue Lasten zugebaut werden und damit besonders stark ausgelastete Hotspots entstehen können.

Die Unsicherheit führt dazu, dass in der Netzplanung unterschiedliche Entwicklungspfade der Elektromobilität als Möglichkeiten in Betracht zu ziehen sind. Je nach Szenario variieren über längere Zeiträume betrachtet Anzahl, Struktur und Verhalten der Netzkunden stark und es ergibt sich ein unterschiedlich hoher Investitionsbedarf. Ein besseres Verständnis verschiedener Szenarien und ihrer Konsequenzen ist für den bedarfs- und zeitgerechten Netzausbau notwendig. Der vorliegende Bericht trägt zu diesem Verständnis bei.

Wie bei klassischen Verbrauchern beginnt der Ladevorgang beim Elektro-Pkw, sobald das Fahrzeug an das Netz bzw. den Ladepunkt angeschlossen wird. Werden viele Elektro-Pkw gleichzeitig angeschlossen, muss das Verteilnetz eine hohe Ladekapazität bereitstellen. Die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber werden daher in Zukunft deutlich komplexer, weil unterschiedliche flexible Lasten gleichzeitig gesteuert werden müssen. Von einer Steuerung des Ladevorgangs spricht man, wenn Ladevorgänge zeitlich verschoben werden.

Durch die Steuerung von Ladevorgängen lässt sich der Bedarf an Investitionen in das Verteilnetz reduzieren. Dazu ist ein regulatorischer Rahmen notwendig, der die Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen sicherstellt, Anreize für die Verschiebung von Ladevorgängen in Zeiten geringer Netzauslastung hervorruft und den Einsatz unvorhersehbarer Eingriffe in Ladevorgänge durch den Verteilnetzbetreiber möglichst verringert. Auf diese Weise kann die Akzeptanz für netzdienlich gesteuertes Laden erhöht und das Ziel der Reduktion des Investitionsbedarfs erreicht werden.

12 Agora Energiewende (2019).

13 EEG (2017); CDU; CSU; SPD (2017).

14 Vgl. ifeu; Fraunhofer IEE; Consentec (2018).

15 Agora Energiewende (2018); E-Bridge; IEAW; OFFIS (2014); dena (2010); dena (2012).

16 dena (2017); ef.Ruhr (2017).

17 Unter einer Versorgungsaufgabe versteht man die charakteristische Zusammensetzung von Lasten und Erzeugern, aus der sich die Anforderungen an das Stromverteilnetz ergeben.

1.3 Struktur der Studie

In Kapitel 2 werden die Ziele der Studie erläutert und eine Abgrenzung zu anderen Studien sowie zu verwandten Fragestellungen vorgenommen. In Kapitel 3 werden zunächst die Szenarien für die Modellierung beschrieben. Die Definition der Szenarien umfasst Annahmen zur Elektromobilität, Ausbaupfade für Erneuerbare Energien und Wärmepumpen sowie die Regionalisierung der Annahmen. Die Anforderungen von Elektro-Pkw an das Verteilnetz werden durch Annahmen zur Art und geografischen Lage von Ladepunkten konkretisiert. In Kapitel 4 wird die Funktionsweise des Netzmodells beschrieben. Das Kapitel schließt die Definition unterschiedlicher in der Modellierung betrachteter Ladestrategien ein. Darauf aufbauend werden in Kapitel 5 die Ergebnisse der Modellierung dargestellt und analysiert. Kapitel 6 widmet sich den regulatorischen Rahmenbedingungen für die Steuerung von Ladevorgängen und Anforderungen an Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse sowie an die damit verbundene erforderliche Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Kapitel 7 fasst den Bericht zusammen.

02 | Ziele und Einordnung der Studie

2.1 Ziele der Studie

Die vorliegende Studie verfolgt mehrere miteinander verbundene Ziele. Zunächst werden die erforderlichen Investitionen für den Verteilnetzausbau für die Energiewende abgeschätzt und quantifiziert. In einem zweiten Schritt wird untersucht, wie der Investitionsbedarf sich durch unterschiedliche Ladestrategien für Elektromobilität sowie durch ein verändertes Mobilitätsverhalten beeinflussen lässt. Schließlich wird anhand notwendiger regulatorischer Weichenstellungen für gesteuertes Laden diskutiert, wie sich Potenziale für die Reduzierung des Investitionsbedarfs heben lassen.

Die Studie ermittelt, welcher Investitionsbedarf in der Nieder- und Mittelspannung des Verteilnetzes für die Energiewende notwendig ist – mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien, dem Ausbau von Wärmepumpen und der Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs sowie einer weitgehenden Elektrifizierung von Bussen. Dabei werden die bedeutendsten Investitionsposten, nämlich jene für Leitungen und Transformatoren, berücksichtigt.^{18,19} Für die Modellierung werden sowohl die Einhaltung der thermischen Betriebsgrenzen²⁰ als auch die Einhaltung der Spannungsbänder²¹ als Bedingungen zugrunde gelegt.

Die Potenziale netzdienlicher Steuerung²² für die Minimierung des Netzausbaubedarfs wurden bereits in anderen Publikationen²³ diskutiert. Bisher besteht aber weder Einigkeit über das Ausmaß des möglichen Einsparpoten-

zials noch darüber, welche Konzepte der netzdienlichen Steuerung und der Ausgestaltung des dafür notwendigen regulatorischen Rahmens am geeignetsten sind.

Paragraf 14 a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) fordert von Verteilnetzbetreibern, dass sie den Nutzern steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wie Elektroautos reduzierte Netzentgelte anzubieten haben. Dieses Angebot wird jedoch bislang von den Kunden kaum wahrgenommen. Ob es wirkungsvollere Vorgaben zur Ausgestaltung von Anreizen gibt und wie sich die Anforderungen an die Steuerbarkeit von Verbrauchseinrichtungen näher definieren lassen, wird im Rahmen von Forschungsvorhaben derzeit erarbeitet.²⁴ Eine Senkung des Investitionsbedarfs hinsichtlich des Verteilnetzausbaus durch netzdienliche Steuerung ist für Netznutzer mit Vorteilen verbunden. So kann, wie in Kapitel 6 ausgeführt, in Netzgebieten mit niedrigem zusätzlichem Investitionsbedarf eine höhere Auslastung der Netze durch Elektromobilität zu einer Senkung der Netzentgelte pro kWh führen, da sich die Fixkosten auf eine höhere Anzahl an verbrauchten Einheiten verteilen.²⁵

Neben der Entwicklung eines geeigneten regulatorischen Rahmenwerks für gesteuertes Laden greift die Studie auch Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) auf, die in den kommenden Jahren für die Steuerung von Ladevorgängen installiert sein muss. Aspekte der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens für gesteuertes Laden werden in Kapitel 6 besprochen.

2.2 Abgrenzung der Studie

Einige Aspekte, die im Zusammenhang mit Elektromobilität diskutiert werden, sind bewusst nicht Teil der vorliegenden Studie. Auch wenn sie für die Bewertung der angestrebten Entwicklungen relevant sein mögen, müssen sie künftigen Untersuchungen vorbehalten bleiben:

Investitionen in die Höchst- und Hochspannungsnetze:

Die modellbasierte Quantifizierung der Investitionen beschränkt sich in dieser Studie auf die Leitungen auf der Nieder- und Mittelspannungsebene sowie den auf

18 Die Kosten für Informations- und Kommunikationstechnik wurden nicht betrachtet.

19 Die Annahmen für die Kosten der Betriebsmittel sind im Anhang in Tabelle 14 dargestellt.

20 Die thermischen Betriebsgrenzen von Stromnetzen werden bestimmt durch den maximal möglichen Stromfluss durch ein Betriebsmittel (Leitung oder Transformator), bei dem die Wärmeentwicklung gering genug ist, um den sicheren Betrieb zu gewährleisten.

21 Die Spannungsbänder von Stromnetzen bezeichnen laut den technischen Richtlinien die erlaubten Abweichungen der elektrischen Spannung im Normalbetrieb. Bei einer Verletzung dieses Toleranzbereichs kann der fehlerfreie Betrieb angeschlossener Lasten ggfs. nicht garantiert werden.

22 Steuerung bezieht sich hier auf netzorientiertes Lademanagement.

23 Fraunhofer IWES (2010); Energynautics (2015); dena (2017); Fraunhofer ISI (2018).

24 EY; BET (2018).

25 Fraunhofer ISI (2018).

diesen Spannungsebenen verbauten Transformatoren und Schnittstellen zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene. Investitionen für den Ausbau der Höchst- und Hochspannungsebene werden nicht quantifiziert. Verschiedene Studien legen nahe, dass der netzauslegungsrelevante Fall in der Hoch- und Höchstspannung von anderen Treibern als in der Nieder- und Mittelspannung determiniert wird (horizontale Lastflüsse, Stromtransport von Einspeiseregionen zu großen Lastzentren, vertikale Rückflüsse aus dem Verteilnetz).^{26, 27} Annahmen im Verkehrssektor bilden der elektrifizierte Schienenverkehr und Oberleitungs-Lkw, die als Treiber in Hochspannungsnetzen wirken bzw. wirken können. Eine Vollelektrifizierung des Verkehrs schließt auch den Güterverkehr auf der Straße und den Schienenverkehr ein, die in dieser Studie nicht für die Modellierung des Verteilnetzausbaubedarfs berücksichtigt werden. Eine Einordnung der hierfür notwendigen Investitionen erfolgt in Anhang 8.7.

Plug-in-Hybride: Mit Elektro-Pkw sind in dieser Studie vollständig batterieelektrisch betriebene Pkw gemeint. Plug-in-Hybride sind Fahrzeuge, deren Batterie über ein Ladekabel aufladbar ist, die aber zusätzlich Verbrennerkraftstoff oder Wasserstoff tanken und für den Antrieb nutzen können. Bei elektrischen Reichweiten von 40 bis 50 Kilometern können mit ihnen die meisten Strecken batterieelektrisch zurückgelegt werden. Diese Fahrzeuge weisen also möglicherweise ein Ladeverhalten auf, das dem von batterieelektrischen Pkw weitgehend entspricht. Allerdings können sie andererseits auch überwiegend verbrennungsmotorisch verwendet werden, beispielsweise wenn größere Strecken zurückgelegt werden. Für die Modellierung und die gewonnenen Erkenntnisse ist der vollständige Umstieg auf batterieelektrische Pkw deshalb aussagekräftiger. Plug-in-Hybride sind daher nicht in die Modellierung mit aufgenommen.

Strommarktorientiertes Laden (kurz: marktorientiertes Laden): Die Studie fokussiert sich auf den Bedarf an Investitionen in das Verteilnetz sowie auf Auswirkungen von netzdienlichem Laden (siehe Kasten 1). Marktorientiertes Laden, das die Minimierung der Strombezugs-

kosten für Kunden zum Ziel hat, wird nicht in die Modellierung einbezogen. Da marktorientiertes Laden den Ladevorgang in Zeiten niedriger Strompreise verschiebt, könnte die Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen zunehmen und damit die Netzbelastung erhöht werden.²⁸ Im heutigen Regulierungsrahmen könnte rein marktorientiertes Laden demnach den Investitionsbedarf in den Verteilnetzausbau deutlich steigern. Gleichzeitig wäre eine erzeugungs- und marktorientierte Ladestrategie für die effiziente Integration von Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien durchaus hilfreich. Allerdings muss Netzdienlichkeit hierfür einen sicheren Rahmen bieten. Deshalb steht sie im Fokus dieses Gutachtens. Eine Modellierung eines sogenannten systemdienlichen Ladens, das sich auf die Optimierung des Stromsystems aus Erzeugung, Transport, Verteilung, eventuell Zwischenspeicherung und Verbrauch bezieht, bleibt zukünftigen Studien vorbehalten (vgl. Kasten 1).

Anreize für Elektromobilität und Verkehrswende: Die umfassende Veränderung des Nutzerverhaltens und die vollständige Verkehrswende gelingen nur, wenn staatliche Regulierung wirksame Anreize für den notwendigen Paradigmenwechsel schafft. Vorschläge für die einzuleitenden regulatorischen Maßnahmen wurden bereits in Studien entwickelt²⁹ und werden 2019 im Rahmen der von der Bundesregierung einberufenen Expertenkommission „Nationale Plattform Zukunft der Mobilität“ sowie im „Klimakabinett“ adressiert. Eine Analyse geeigneter Anreize für die Verkehrswende, über den regulatorischen Rahmen für gesteuertes Laden hinaus, ist nicht Teil der vorliegenden Studie.

Zentralisierte Ladekonzepte: Alle hier untersuchten Szenarien gehen von einer vorrangig nutzernahen, geografisch verteilten Ladeinfrastruktur aus, die nach Einschätzung vieler Stakeholder den Komfort für Nutzer maximiert. Würden nahezu ausschließlich zentrale Schnellladepunkte analog zum heutigen Tankstellennetz zum Einsatz kommen, hätte dies einen grundlegend anderen Netzausbaubedarf zur Folge (deutlich größerer Ausbaubedarf in der Mittelspannung, ggf. Hochspannung). Zu diskutieren wäre, ob zentrale Schnelllade-

26 Dies gilt allerdings nur eingeschränkt für Städte, da hier aufgrund des beschränkten verfügbaren Raumes keine großen EE-Anlagen ausgebaut werden.

27 dena (2017).

28 dena (2017); Götz (2016); ENTEGA; NTB; Continental; EUS; TU Darmstadt; Frankfurt UAS; Fraunhofer LBS (2016).

29 Siehe zum Beispiel Vgl. Wuppertal Institut (2017), Agora Verkehrswende (2018).

punkte möglicherweise für innenstädtische Wohnquartiere besser geeignet sein könnten als eine öffentliche Normalladeinfrastruktur im Straßenraum. Dies bleibt zukünftigen Untersuchungen vorbehalten.

Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien („Vehicle to Grid“) und Speicher:

Vehicle-to-Grid-Konzepte, also eine Rückspeisung aus Fahrzeugbatterien in das öffentliche Netz, sowie die Nutzung von Speichern werden in der vorliegenden Studie nicht adressiert. Eine Rückspeisung aus Fahrzeugen wäre für die Netzauslegung der Verteilnetze nur dann relevant, wenn sie die maximal anzunehmende Belastung planbar reduziert. Der Netzplaner kann allerdings nicht gesichert davon ausgehen, dass Fahrzeuge im Bedarfsfall Leistung zur Rückspeisung an einem konkreten Einspeisepunkt zur Verfügung stellen. In dieser Studie decken die flexiblen Ladestrategien, also gesteuertes Laden und gesteuertes Laden+, das theoretische Flexibilitätspotenzial hinreichend ab.

Ähnliches gilt für stationäre Speicher. Werden diese durch den Netzbetreiber errichtet und zur Optimierung des Netzbetriebes eingesetzt, können sie zur Minderung der Spitzenlast beitragen. Dieser Beitrag ist aus Sicht der Netzplanung allerdings nicht gleichwertig mit einer Verstärkung der Betriebsmittel im Netz. Dezentrale Speicher, die bei Endkunden installiert werden und der Erhöhung des Eigenverbrauchs dienen, führen grundsätzlich nicht zu einer Reduktion der netzauslegungsrelevanten Fälle. Ziel der Betriebsstrategie ist zumeist die wirtschaftliche Optimierung des Betreibers oder des Aggregators. Außerdem besteht häufig der Wunsch, den Verbrauch des klimafreundlichen PV-Stroms vom eigenen Dach zu erhöhen und sich unabhängiger von weniger klimafreundlichem Graustrom aus dem öffentlichen Netz zu machen. Die Auslastung des Netzes spielt hierbei in der Regel keine Rolle.

2.3 Einordnung in die Literatur

Die Herausforderungen der Elektromobilität für die Stromnetze werden zunehmend in der Literatur betrachtet. Bestehende Studien zur Integration von E-Mobilität in das Stromnetz haben das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE/FNN) und der Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (BDEW) in einer

Metaanalyse vergleichen und zusammenfassen lassen.³⁰ Demnach machen nur sehr wenige Studie Aussagen über den deutschlandweit notwendigen Investitionsbedarf. Die meisten Studien haben den Investitionsbedarf nicht als Zielgröße,³¹ betrachten nur einzelne Bundesländer oder Netzgebiete³² oder erläutern die zugrunde liegenden Annahmen und ihre Methodik nicht ausreichend.³³ Die vorliegende Studie befasst sich hingegen mit dem Bedarf an Investitionen in das Verteilnetz in ganz Deutschland und für die Energiewende mit einer Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs.

Der Investitionsbedarf in das Verteilnetz für die Energiewende wurde bisher in drei deutschlandweiten Studien berechnet. Hierzu zählen die dena-*Verteilnetzstudie*,³⁴ die Verteilnetzstudie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)³⁵ und die dena-*Leitstudie Integrierte Energiewende*.³⁶ Darunter ist die dena-*Leitstudie Integrierte Energiewende* die einzige, in der Elektromobilität als zentraler Treiber betrachtet wird. Die vorliegende Studie geht insofern über sie hinaus, als sie neben dem EE-Ausbau und Wärmepumpen eine Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs und eine weitgehende Elektrifizierung von Bussen als Treiber für den Verteilnetzausbau berücksichtigt.

In Ergänzung zu den in der dena-*Leitstudie* betrachteten Werten für die Anzahl von Elektro-Pkw unterscheidet die vorliegende Studie unterschiedliche Mobilitätsszenarien, Nutzergruppen, Ladeleistungen, Ladekonzepte und Ladeorte und untersucht auch die Vollelektrifizierung mit 45 bzw. 30 Mio. Elektro-Pkw.

Mehrere Studien kommen zu dem Schluss, dass gesteuertes Laden zu einer Reduktion des Netzausbaubedarfs führt. Darunter geht die dena-*Leitstudie* von einer Reduktion der notwendigen Investitionen um circa 30 Prozent aus.³⁷ Die *Verteilnetzstudie für das Land*

30 FGH; VDE/FNN; BDEW (2018).

31 Götz (2016); Helmut-Schmidt-Universität (2016); Marwitz; Elsland (2017).

32 ef.Ruhr (2017); Energynautics; Öko-Institut; Bird & Bird (2014); Fraunhofer ISI (2016); E.ON (2019).

33 Oliver Wyman; Technische Universität München (2018).

34 dena (2012).

35 E-Bridge; IEAW; OFFIS (2014).

36 dena (2017).

37 dena (2017).

*Baden-Württemberg*³⁸ modelliert auf der Grundlage einer deutlich niedrigeren angenommenen Marktdurchdringung von Elektro-Pkw lediglich eine Reduktion um weniger als ein Prozent. Mit einer hohen Durchdringung von Elektro-Pkw steigt die Anzahl der steuerbaren Lasten, sodass auch das Einsparpotenzial entsprechend höher eingeschätzt wird. Die Studie *Zukünftige Belastungen von Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität* weist eine Reduktion der zusätzlichen Netzbelastung um 60 Prozent aus, berechnet allerdings nicht die damit verbundenen Investitionen.³⁹ Die Studie *Well2Wheel* untersucht die Netzbelastung im Netzgebiet der ENTEGA in Südhessen für die Nieder- und Mittelspannung und veranschlagt eine Reduktion der Belastung um 50 Prozent.⁴⁰

Mehrere Aspekte aus dem Bereich Verteilnetzausbau und Elektromobilität werden in der vorliegenden Studie erstmalig untersucht. So werden die notwendigen Investitionen für die Energiewende unter Berücksichtigung eines Markthochlaufs der Elektromobilität bei der Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems bis zur Vollelektrifizierung (45 Mio. Elektro-Pkw) betrachtet. Die Studie analysiert erstmals den Investitionsbedarf, der bei einer Vollelektrifizierung bei gleichzeitiger Mobilitätswende hervorgerufen wird. Die Studie zeichnet sich außerdem dadurch aus, dass sie die Auswirkungen unterschiedlicher Ladeleistungen von 3,7 kW, 11 kW und 22 kW untersucht. Die Verfügbarkeit höherer Ladeleistungen ist kundenfreundlicher, macht aber auch einen höheren Ausbau des Verteilnetzes erforderlich als niedrige Ladeleistungen, sofern diese Leistungen gleichzeitig genutzt werden.

38 ef.Ruhr (2017).

39 Götz (2016).

40 ENTEGA; NTB; Continental; EUS; TU Darmstadt; Frankfurt UAS; Fraunhofer LBS (2016).

03 | Szenarien und Annahmen

3.1 Vorstellung der Szenarien und Grundannahmen

Die Studie unterscheidet zwei Szenarien zur Elektrifizierung des Verkehrssektors, wobei die Annahmen zum EE-Ausbau und zum Markthochlauf von Wärmepumpen in beiden Szenarien konstant gehalten werden.⁴¹ Das erste Szenario modelliert die „Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems (mit den Unterszenarien F1 – F3), das zweite Szenario die „Mobilitätswende“ (Szenario M1).

Das Szenario „Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems“ bildet die Umstellung auf batterieelektrische Antriebe unter Beibehaltung der aktuellen Aufteilung auf verschiedene Verkehrsträger ab. Es werden drei Teilszenarien mit unterschiedlich ambitioniertem Markthochlauf bis hin zur Vollelektrifizierung von 45 Mio.

Elektro-Pkw (F3) modelliert. Mittelfristig werden ein moderater sowie ein ambitionierter Markthochlauf bei Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems betrachtet. Die Stützwerte von 6 Mio. (F1) und 15 Mio. (F2) Elektro-Pkw entsprechen in etwa Elektrifizierungsraten von 13 Prozent und 33 Prozent der Pkw in Deutschland.

Im Szenario „Mobilitätswende“ wird dagegen der Verteilnetzausbau in einer Zukunft modelliert, in der sich die Mobilität strukturell geändert hat. Die Pkw-Flotte ist in beiden langfristigen Szenarien vollständig elektrifiziert, mit dem Unterschied, dass die Anzahl an Elektro-Pkw im Zieljahr 2050 im Szenario „Mobilitätswende“ bei nur 30 Mio. Elektro-Pkw liegt. Dabei bleibt die Verkehrsleistung in Personenkilometer in beiden Szenarien gleich, die Menschen legen also nicht weniger Kilometer zurück als im ersten Szenario. Nur werden die Mobilitätsbedürfnisse mit anderen Verkehrsträgern bedient. Der Motorisierte Individualverkehr mit dem eigenen Pkw nimmt ab, stattdessen steigen die Anteile des Öffentlichen Verkehrs, des Rad- und Fußverkehrs sowie der kollaborativen Mobilität.

41 Die Annahmen für Erneuerbare Energien für 2050 und für Wärmepumpen wurden aus ifeu; Fraunhofer IEE; Consen-tec (2018) übernommen. Die Annahmen für Erneuerbare Energien basieren auf Agora Energiewende (2018).

Name des Teilszenarios	Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems mit Markthochlauf der Elektromobilität			Mobilitätswende
	Markthochlauf 2030		Vollelektrifizierung 2050	
	F1	F2	F3	M1
Anzahl der Elektro-Pkw	6 Mio.	15 Mio.	45 Mio.	30 Mio.
Anteil EE am Stromverbrauch	65%*	65%*	88%**	88%**
Leistung der installierten Wärmepumpen	13 GW		17 GW	
Ladeleistung der Ladepunkte zu Hause und am Arbeitsplatz	3,7 kW / 11 kW / 22 kW***	11 kW	11 kW	11 kW
Ladekonzepte	ungesteuert, gesteuert	ungesteuert, gesteuert	gesteuert gesteuert+	gesteuert gesteuert+
Angenommenes Jahr der Erreichung	2030		2050	

* Inklusive 5 Prozent Biomasse. Anteil entspricht einer installierten Kapazität von 98 GW PV, 86 GW Wind onshore und 20 GW Wind offshore.
 ** Anteil entspricht einer installierten Kapazität von 184 GW PV, 127 GW Wind onshore und 32 GW Wind offshore.
 *** 3,7 kW und 22 kW Ladeleistung wurden ausschließlich für das Szenario F1 mit ungesteuertem Ladekonzept betrachtet.

Navigant

Tabelle 1 und Abbildung 1 bieten einen Überblick über die modellierten Szenarien und ihre Teilszenarien.

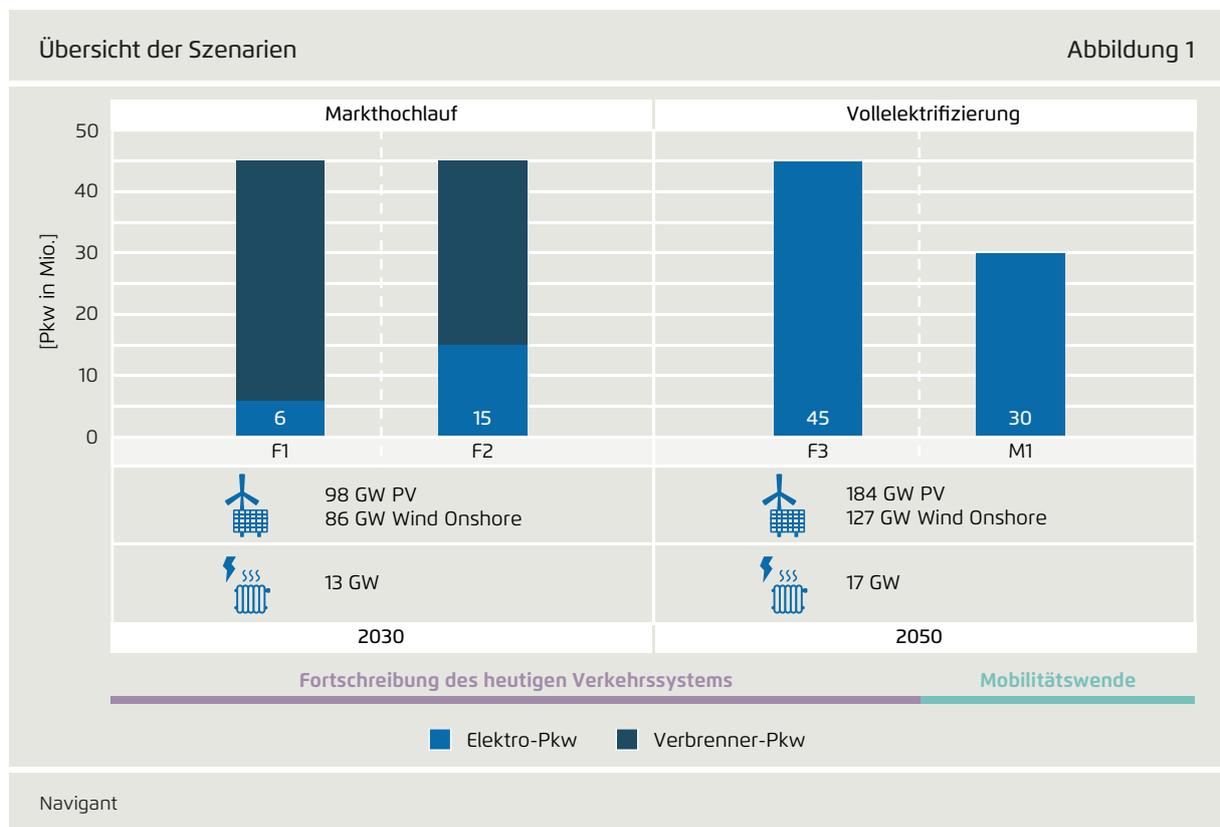
Elektro-Pkw können mit unterschiedlichen Ladeleistungen geladen werden. Für Ladepunkte zu Hause und am Arbeitsplatz sind drei Ladeleistungen als Standard denkbar: 3,7 kW, 11 kW und 22 kW. Diese drei Ladeleistungen werden für das Szenario F1 mit 6 Mio. Elektro-Pkw im ungesteuerten Fall gerechnet. Für alle weiteren Szenarien mit einer größeren Zahl von Elektro-Pkw werden für Ladepunkte zu Hause und am Arbeitsplatz – sowie an einigen anderen Ladeorten (siehe Tabelle 2) – ausschließlich 11 kW angenommen. Als Ladekonzepte werden ungesteuertes Laden für die Szenarien F1 und F2 angenommen, gesteuertes Laden für alle Szenarien und gesteuertes Laden+ für die Szenarien F3 und M1. Die für die Modellierung angenommene Steuerungslogik sieht vor, dass Ladevorgänge innerhalb der Standzeit des Fahrzeuges verschoben werden können, die zuletzt zurückgelegte Fahrt aber in dieser Zeit nachgeladen werden muss. Bei gesteuertem Laden+ wird zusätzlich die Möglichkeit eingeräumt, 3 Prozent der Energiemenge

pro Jahr nicht bis zur nächsten Fahrt zu liefern, um so Lastspitzen deutlich zu reduzieren (siehe Definitionen in Abschnitt 4.2).

Die Zieljahre 2030 und 2050 sind als Anhaltspunkte zu verstehen: Es wird erwartet, dass die den mittelfristigen Werten zugrunde liegenden Treiber um das Jahr 2030 voll zur Wirkung kommen, die den langfristigen zugrunde liegenden Treiber um das Jahr 2050. Die Szenarien stellen keine Prognosen dar, sondern bilden einen Möglichkeitsraum der Mobilitätsentwicklung in Deutschland ab.

3.2 Übergeordnete Annahmen zur Berechnung des Investitionsbedarfs

Die Studie betrachtet den Bedarf an Investitionen in die Verteilnetze in der Nieder- und Mittelspannung für die Energiewende in verschiedenen Phasen des Markthochlaufs der Elektromobilität sowie mit umgesetzter Mobilitätswende. Die Daten für den Ausbau Erneuer-



barer Energien und den Markthochlauf elektrischer Wärmepumpen sind zwei früheren Studien im Auftrag von Agora Energiewende entnommen.⁴² Es ist nicht möglich, einem der drei Treiber (Erneuerbare Energien, Wärmepumpen, Elektromobilität) separat die Anteile an den notwendigen Investitionen zuzuordnen. Die Ergebnisse der Modellierung beziffern den Verteilnetzausbau also für die Kombination der drei Treiber.

Für die Modellierung des erforderlichen Netzausbaus und der damit einhergehenden Investitionen werden je Szenario die Anzahl, Ladeleistung und maximale gleichzeitige Nutzung der Ladeleistungen für Elektro-Pkw pro Gemeinde bestimmt.

In allen Szenarien umfasst die Modellierung den Investitionsbedarf in Transformatoren und Leitungen in der Mittel- und Niederspannung,⁴³ einschließlich der notwendigen Investitionen für die Grabungsarbeiten. Die Investitionen in Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) werden nicht berücksichtigt, ihre Größenordnung liegt jedoch weit unterhalb der Investitionen in Transformatoren und Leitungen.⁴⁴

In den Szenarien kommen folgende Annahmen zum Tragen:

Gesamtzahl der Pkw und Behandlung von Flotten: Im Teilszenario F3, einer Vollelektrifizierung des derzeitigen Verkehrssystems, wird eine Gesamtzahl von 45 Mio. Pkw angesetzt. Dieser Wert ist etwas niedriger als die derzeitige Gesamtzahl der Pkw. Im Szenario M1 sind durch den Umstieg auf den Öffentlichen Verkehr (ÖV) sowie den Fuß- und Radverkehr 30 Mio. Pkw ausreichend, um die Verkehrsleistung zu decken.

In beiden Szenarien wird das Ladeverhalten von Elektro-Pkw in großen Flotten⁴⁵ gesondert betrachtet. Etwa 4,5 Mio. Pkw in Deutschland sind Teil von Fahrzeug-

flotten und werden fast ausschließlich beruflich verwendet. Etwa eine Million Flottenfahrzeuge sind in großen Flotten organisiert,⁴⁶ für diese wurde ein zentralisiertes Ladekonzept angenommen; Unternehmen verfügen hierbei über eigene Ladeparks, in denen sie die Auslastung der Ladepunkte optimieren. Für andere Flottenfahrzeuge wurde das gleiche Ladeverhalten wie für private Pkw angenommen.

Energieverbrauch von Elektro-Pkw: Die Netzbelastung durch Elektromobilität hängt unter anderem davon ab, wie viel Energie von Elektro-Pkw geladen werden muss. Bei einem höheren Energieverbrauch müssen Elektro-Pkw entweder länger laden, sodass sich das Zeitfenster des Ladens mit höherer Wahrscheinlichkeit mit dem Zeitpunkt der Spitzenlast überschneidet, oder sie müssen mit höheren Leistungen laden, sodass die Netzanschlüsse stärker dimensioniert werden müssen. Sollte der heutige Pkw-Bestand mit Elektro-Pkw vergleichbarer Größe ersetzt werden, ist ein durchschnittlicher Energieverbrauch (mit Ladeverlusten) von 18 kWh/100 km zu erwarten.⁴⁷ An kalten Wintertagen und heißen Sommertagen steigt der Energieverbrauch über den Durchschnitt an, da Energie auch für das Heizen bzw. Kühlen des Fahrraums verwendet wird. Da für die Netzplanung der maximale Energieverbrauch pro 100 km relevant ist, wurde für die Modellierung ein etwas höherer durchschnittlicher Verbrauch von 20 kWh/100 km angesetzt.

Art der Ladepunkte: Um die schon heute bestehende Heterogenität der Ladepunkte in Hinblick auf Ort und Nutzung abzubilden, unterscheidet die vorliegende Studie – in Abgrenzung zu anderen Studien – zwischen verschiedenen Arten von Ladepunkten. Zu den unterschiedlich konfigurierten Ladeorten zählen Ladepunkte zu Hause, an der Arbeitsstelle, Schnellladestationen, öffentliche Ladepunkte (vor Wohnhäusern), halböffentliche Ladepunkte (z. B. Supermarkt), Betriebshöfe für betriebliche Flotten, Betriebshöfe für Busse, Betriebshöfe für stationsbasiertes Car-Sharing und Betriebshöfe für Ride-Sharing und -Pooling. Die detaillierten Charakteristika sind im Anhang aufgeführt.

42 ifeu; Fraunhofer IEE; Consentec (2018); Agora Energiewende (2018).

43 Ein Überblick zu den angenommenen Investitionen der einzelnen Betriebsmittel findet sich im Anhang.

44 Grundsätzlich kann durch eine zunehmende Digitalisierung oder durch neue Geschäftsmodelle von einer vermehrten IKT-Infrastruktur ausgegangen werden, die Einbindung der Elektromobilität wäre ein Anwendungsfall.

45 Es wird angenommen, dass es 16.000 große Flotten gibt.

46 VMF (2018).

47 Berechnung basierend auf Elektromobilität Hamburg (o. J.) und KBA (2018b).

Ladeleistung: Aufgrund des frühen Marktstadiums der Elektromobilität besteht derzeit hohe Unsicherheit, welche Ladeleistungen in Zukunft dominant sein werden. Aus netzplanerischer Perspektive ist insbesondere die Anschlussleistung von Ladepunkten an Wohnhäusern und am Arbeitsplatz von Interesse, da es hier sehr viele, zudem überwiegend in der Niederspannung angeschlossene Netzanschlusspunkte gibt. In einem Szenario mit ungesteuertem Laden und 6 Mio. Elektrofahrzeugen (F11) werden für das Laden zu Hause und am Arbeitsplatz Ladeleistungen von 3,7 kW, 11 kW und 22 kW modelliert. Die Leistungen werden innerhalb dieses Modelldatensatzes einheitlich angesetzt, eine Durchmischung verschiedener Anschlussleistungen wird also nicht betrachtet. In Kapitel 5.1 wird erläutert, warum für alle weiteren Szenarien der Standard von 11 kW angenommen wird.

An öffentlichen Ladepunkten ist auch schnelleres Laden mit Leistungen von 50 kW bis 350 kW möglich. Für die Zukunft wird der Markthochlauf von Ladestationen mit zunehmend höheren Ladeleistungen bis zu 450 kW diskutiert.⁴⁸ Für Ladepunkte an Betriebshöfen, Bushaltestellen und für öffentliche Schnellladeinfrastruktur werden höhere Ladeleistungen von bis zu 350 kW betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass Ladestationen mit über 200 kW Leistung direkt an die Mittelspannung angeschlossen werden.

Versorgungsgebiete: In der Modellierung gilt es, die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Verteilnetze abzubilden. Die versorgten Gemeinden werden daher in drei Raumkategorien unterteilt: städtische, halbstädtische und ländliche Gebieten.⁴⁹

Annahmen zu Steuerung und Gleichzeitigkeit: Errechnet wird der Netzausbaubedarf sowohl unter Annahme ungesteuerten Ladens als auch unter Annahme von Konzepten gesteuerten Ladens. Die der Modellierung zugrunde liegenden Ladekonzepte werden in Abschnitt 4.2 vorgestellt. Für die Bewertung des planerischen Potenzials

des gesteuerten Ladens ist die in der Planung anzusetzende Gleichzeitigkeit, also die Gleichzeitigkeit der abgefragten Ladeleistung einer Gruppe von Ladepunkten in einem Niederspannungsstrang oder an einem Ortsnetztransformator, zu ermitteln. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beschreibt, welcher Anteil der möglichen Leistung von Lasten in der Netzplanung berücksichtigt werden muss. Je höher die Wahrscheinlichkeit, dass viele Nutzer in einem bestimmten Zeitraum gleichzeitig laden, desto höher der Gleichzeitigkeitsfaktor.

Die Gleichzeitigkeitsfaktoren werden je nach Ladeort auf unterschiedliche Arten bestimmt. Zum Beispiel wird für das Laden zu Hause, am Arbeitsplatz und an öffentlichen Ladepunkten vor Wohnhäusern angenommen, dass Fahrzeuge unkoordiniert und zu zufälligen Zeiten ankommen und laden. Auf Grundlage von Streckenverläufen, Ankunfts- und Abfahrtszeiten aus dem Datensatz *Mobilität in Deutschland*⁵⁰ wird mithilfe von Monte-Carlo-Simulationen die maximale Gleichzeitigkeit bestimmt. Für alle anderen Ladepunkte wird entweder eine maximale Gleichzeitigkeit von 1 angenommen, da diesen Konzepten eine möglichst volle Auslastung der Ladepunkte zur betriebswirtschaftlichen Optimierung zugrunde liegt, oder es werden alternative Annahmen für die Gleichzeitigkeitsfaktoren aufgrund der wahrscheinlich zu erwartenden Auslastung getroffen (vgl. Tabelle 2).

Anzahl und Art der Ladepunkte: Für die Berechnung der Investitionen sind vor allem Anzahl und Anschlussleistung der Ladepunkte relevant. Es wurden Ladepunkte zu Hause und am Arbeitsplatz, Schnellladestationen, halböffentliche und öffentliche Ladepunkte sowie Ladepunkte für betriebliche Flotten unterschieden.

In den Szenarien steht für jeden Elektro-Pkw in einem Ein- oder Zweifamilienhaus ein Ladepunkt zur Verfügung. In betrieblichen Flotten kann ebenfalls für jedes Fahrzeug auf einen Ladepunkt zurückgegriffen werden. Fahrzeuge von großen betrieblichen Flotten werden am Betriebshof und Fahrzeuge in kleineren Flotten an geografisch verteilten Ladepunkten, also nicht an eigenen Betriebshöfen, geladen. Hinsichtlich des Ladens am Arbeitsplatz wird angenommen, dass bei vollständiger Elektrifizierung 80 Prozent der Unternehmen Ladepunkte für die Hälfte der Beschäftigten anbieten.

48 Springer (2018).

49 Die Definition für den Grad der Verstädterung der Gemeinde wurde vom Statistischen Bundesamt übernommen (Destatis 2019). Die Festlegung durch das Statistische Bundesamt folgt der europäischen Definition des Degree of Urbanisation nach Eurostat (2011) und richtet sich nach Bevölkerungsdichte der Gemeinde sowie angrenzender Gemeinden.

50 BMVI (2009).

Ladepunkte und ihre Charakteristika					Tabelle 2	
Ladeort	Anzahl Fahrzeuge pro Ladeort	Ladeleistung pro Fahrzeug (in kW)	Maximale Gleichzeitigkeit	Anzahl Ladepunkte 2050		
				Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems (F3)	Mobilitätswende (M1)	
Zu Hause	1	11*	Basiert auf MiD 2008 ^{1,2}	22 Mio.	16 Mio.	
Arbeitsstelle	15 (kleine Betriebe) 75 (mittlere Betriebe) 150 (große Betriebe)	11*	Basiert auf MiD 2008 ³	13 Mio.	6 Mio.	
Schnellladestationen	Flexibel ⁴	350	1	40.000	40.000	
Öffentliche Ladepunkte vor Wohnhäusern	1	11*	Basiert auf MiD 2008 ⁵	500.000	300.000	
Halböffentliche Ladepunkte (z. B. Supermarkt)	1	11*	1	500.000	300.000	
Ladepunkte an Betriebshöfen für betriebliche Flotten	62	3,3	1	1 Mio.	600.000	
Ladepunkte für Fahrzeuge in kleinen Flotten	1	11*	1	4 Mio.	2 Mio.	
Betriebshöfe für Busse	Je nach Anzahl der Busse pro Kreis; max. 150	50	1	60.000	60.000	
Betriebshöfe für stationsbasiertes Car-Sharing	20	3	1	–	3 Mio.	
Betriebshöfe für Ride-Sharing & -Pooling	30	5	1	–	900.000	

* Für das Szenario F1 mit ungesteuertem Ladekonzept wurden zusätzlich 3,7 kW und 22 kW Ladeleistung betrachtet.
1 BMVI (2009).
2 Siehe Abschnitt 4.2 für die Erklärung der stochastischen Bestimmung der Gleichzeitigkeit basierend auf BMVI (2009).
3 BMVI (2009).
4 Die Ladeleistung von Ladesäulen kann gebündelt an einem Ladepunkt oder verteilt auf mehrere Ladepunkte genutzt werden. Zum Beispiel könnte ein Pkw mit 350 kW oder 7 Pkw mit je 50 kW laden. In den Szenarien gibt es 20 000 Schnellladestationen mit zwei Ladesäulen mit einer Leistung von je 350 kW.
5 BMVI (2009).

Navigant

Für die mittelfristigen Szenarien wird hierbei angenommen, dass 13 bzw. 33 Prozent der Arbeitgeber Ladepunkte für die Hälfte ihrer Beschäftigten anbieten und die restlichen Arbeitgeber keine Ladepunkte anbieten.

Für die Zahl der öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkte wird angenommen, dass es bei einer kompletten Elektrifizierung jeweils 500.000 Ladepunkte gibt. Es

wird weiterhin angenommen, dass bei einer vollständigen Elektrifizierung 20.000 Schnellladestationen zur Verfügung stehen, also deutlich mehr als die circa 15.000 heute existierenden konventionellen Tankstellen. Für die mittelfristigen Werte, also bis etwa 2030, wird angenommen, dass von diesen Ladepunkten jeweils 13 bzw. 33 Prozent zur Verfügung stehen.

Die genauere Auslegung und Regionalisierung der Ladepunkte wird in den folgenden Abschnitten sowie in den Anhängen 8.2 und 8.5 näher erläutert.

3.3 Annahmen für den mittelfristigen Verteilnetzausbau bis etwa 2030

3.3.1 Anzahl und Art der Fahrzeuge und Ladepunkte

In den Teilszenarien F1 und F2 wird der mittelfristig zu erwartende Investitionsbedarf für den Verteilnetzausbau mit 6 Mio. und 15 Mio. Elektro-Pkw berechnet. 6 Millionen entsprechen einem moderaten, 15 Millionen einem ambitionierten Markthochlauf der Elektromobilität. Der Wert von 6 Mio. Elektro-Pkw ermöglicht eine Vergleichbarkeit mit dem Netzentwicklungsplan (Szenario B 2030, Entwurf NEP 2019)⁵¹ und mit Studien, die ähnliche Größenordnungen des Markthochlaufs der

Elektromobilität prognostizieren.⁵² Der Wert von 15 Mio. Elektro-Pkw wurde bisher deutlich seltener in der Literatur betrachtet.⁵³

Für Busse wird angenommen, dass auch bei vollständiger Elektrifizierung von den deutschlandweit 80.000 registrierten Bussen nur 60.000 batteriebetriebenen Bussen nur 60.000 batteriebetriebenen Bussen verfügen im Szenario für 2050 über einen anderen Hauptenergiespeicher bzw. -lieferanten. Sie können über Oberleitungen mit Strom versorgt werden, Wasserstoff zur Stromgewinnung im Fahrzeug verwenden oder mit strombasierten Flüssig- oder Gas-kraftstoffen betrieben werden. Dies gilt insbesondere für Busse, die große Distanzen zurücklegen, nur kurze Aufenthaltszeiten haben und/oder abseits von geeigneter Ladeinfrastruktur betrieben werden. Für den Stützwert von 6 Mio. Elektro-Pkw sind im Modell 8.000 batterieelektrische Busse angenommen, für den Wert von

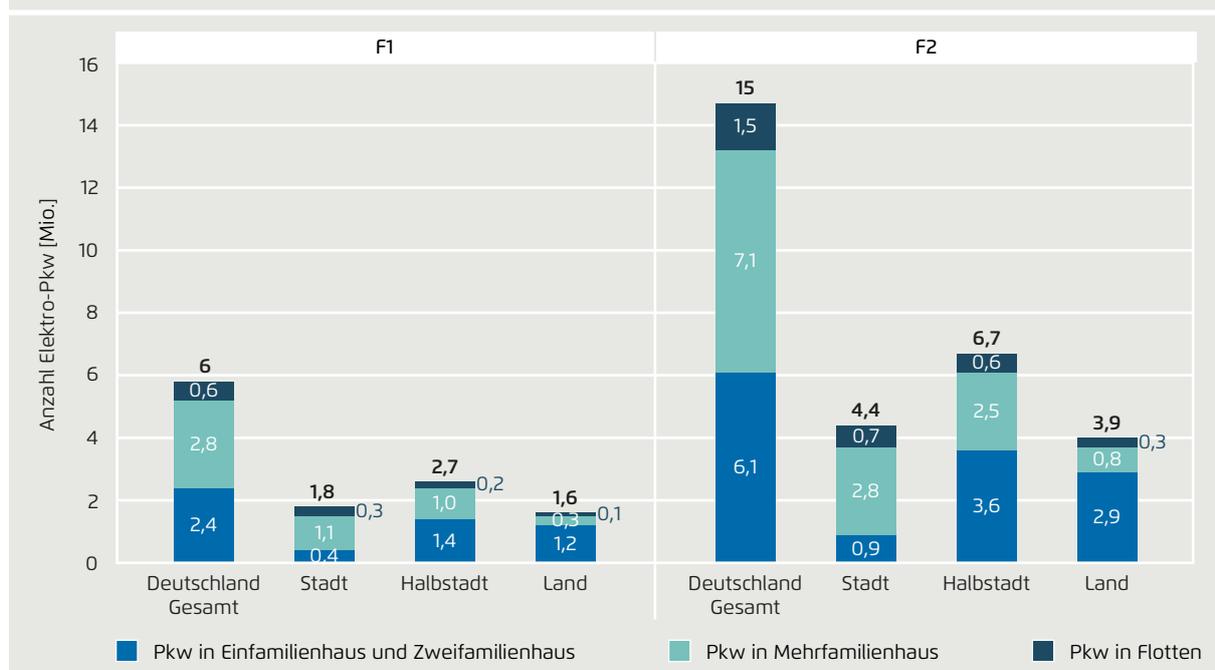
51 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2018).

52 dena (2012).

53 dena (2017).

Verteilung der Elektro-Pkw nach Nutzergruppen und Raumkategorien (Markthochlauf 2030)

Abbildung 2



Hinweis: Szenario F1: Markthochlauf, 6 Mio. E-Pkw; Szenario F2: Markthochlauf, 15 Mio. E-Pkw
 Navigant, Berechnungen basierend auf KBA (2018a)

15 Mio. Elektro-Pkw sind es 20.000 batterieelektrische Busse. Busse werden also zum gleichen Anteil elektrifiziert wie Pkw.

Es wird vereinfachend angenommen, dass der Bestand⁵⁴ der in Deutschland zugelassenen Fahrzeuge regional und über Nutzergruppen hinweg gleichmäßig elektrifiziert wird. In Abbildung 2 ist zu sehen, welcher Raumkategorie und welcher Nutzergruppe die elektrifizierten Fahrzeuge zuzuordnen sind. Abbildung 3 zeigt die entsprechende Verteilung der Ladepunkte.

Die Veränderung des Modal Split hin zu einer Mobilitätswende setzt die Schaffung von entsprechenden Infrastrukturen und eine Veränderung des Mobilitätsverhaltens voraus. Mittelfristig, das heißt bis zum Jahr 2030, nimmt die vorliegende Studie vereinfachend an, dass

sich diese Veränderungen kaum in Abweichungen von der heutigen Verkehrsträgerverteilung niederschlagen.⁵⁵ Daher wird darauf verzichtet, für den Zeitraum um 2030 ein eigenes Szenario als Vorstufe zur Mobilitätswende zu modellieren.

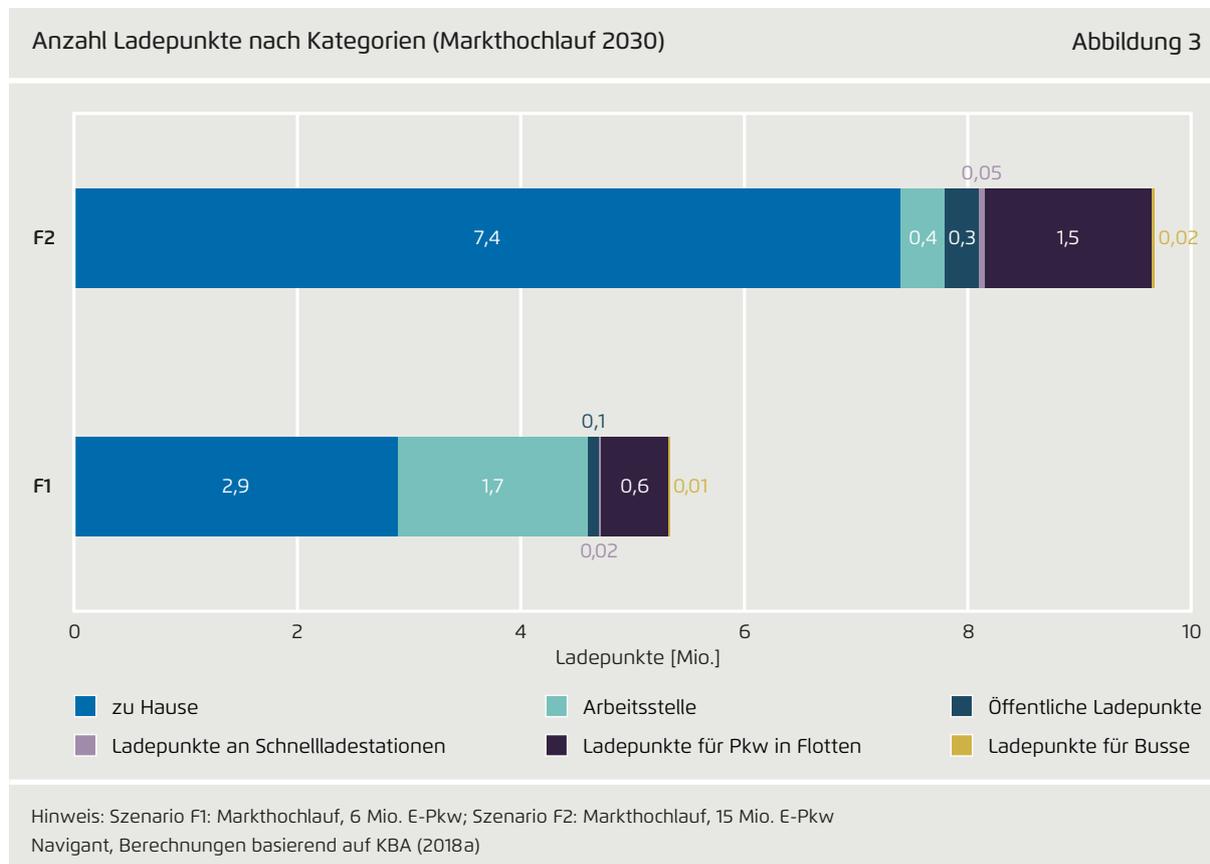
3.3.2 Erneuerbare Energien, Wärmepumpen und sonstige Verbraucher

Für die mittelfristige Entwicklung des Szenarios „Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems“ wurde die Wärmepumpenleistung aus der Agora-Energiewende-Studie Wert der *Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung*⁵⁶ des Szenarios Effizienz² für das Jahr 2030 übernommen. Die Gesamtleistung beträgt 13 GW. Die Wärmepumpenleistung wurde für die Netzmodellierung auf die Gemeindeebene regionalisiert. Die herkömmlichen Lasten in Form von Stromverbrauchern in Haushalten, Gewerbe und

54 Die hierfür verwendeten Daten stammen von der Veröffentlichung der Zulassungen vom Kraftfahrt-Bundesamt KBA (2018 a).

55 ifas; DLR, IVT, ifas 360 (2019).

56 ifeu; Fraunhofer IEE; Consentec (2018).



Industrie sind im Netzmodell integriert, es wird also keine Veränderung zum herkömmlichen Lastprofil im Status quo angenommen.

Die Werte für die installierte EE-Kapazität basieren auf Agora Energiewende (2018) und stellen eine Annäherung an die politischen Ziele des Koalitionsvertrags dar.⁵⁷ Es wird angenommen, dass mittelfristig bis 2030 ein Anteil von 65 Prozent der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (inklusive 5 Prozent aus Biomasse) kommt. Hierfür wird zwischen 2015 und 2030 in der Modellierung ein zusätzlicher Nettoausbau von 58 GW PV-Anlagen, von 45 GW Onshore-Windenergieanlagen und 16 GW Offshore-Windenergieanlagen unterstellt. Dies entspricht einer insgesamt installierten Kapazität von 98 GW PV, 86 GW Onshore-Windenergie und 20 GW Offshore-Windenergie.

Gegenstand der Studie ist der Netzausbaubedarf auf Nieder- und Mittelspannungsebene. In der Modellierung berücksichtigen wir daher nur die EE-Anlagen, die an Nieder- oder Mittelspannungsnetze angeschlossen sind. Die Aufteilung der zusätzlich installierten Leistung der einzelnen Erzeugungstechnologien auf die Netzebenen und die Netzgebietsklassen ist an die vorliegende Literatur⁵⁸ angelehnt und im Anhang 8.5 dargestellt.

3.4 Annahmen für den langfristigen Verteilnetzausbau bis etwa 2050

Aufgrund der Unsicherheit der langfristigen Entwicklung der Elektromobilität, mit der Verteilnetzbetreiber umgehen müssen, werden zwei Szenarien betrachtet. In beiden wird der straßenbezogene Mobilitätsbedarf von Personen beinahe vollständig⁵⁹ durch elektrische Fahrzeuge bedient. Im Szenario F3 werden Antriebe elektrifiziert, es gibt allerdings weiterhin dieselbe Verteilung nach Verkehrsträgern (Modal Split) wie heute. Es existieren 45 Millionen – dann elektrisch betriebene – Pkw. Das Szenario Mobilitätswende (M1) stellt eine Zukunft dar, in der sich die Zusammensetzung des Modal Split grundlegend geändert hat. Die Zahl der Pkw hat sich auf 30 Millionen reduziert.

57 Agora Energiewende (2018).

58 dena (2017); ef.Ruhr (2017).

59 Eine Ausnahme stellen Busse im Fernverkehr dar, für die von einem Technologiemix ausgegangen wird.

3.4.1 Veränderung des Mobilitätsverhaltens

In beiden Langfristszenarien wird mit 39 km pro Person und Tag eine durchschnittliche Verkehrsleistung angenommen, die der heutigen entspricht. Zur Entwicklung bestehen aufgrund von gegenläufigen Tendenzen sehr unterschiedliche Einschätzungen.⁶⁰ Zu den potenziell steigernden Faktoren zählen der Anstieg des Pro-Kopf-Einkommens, der Anstieg kommerzieller Hol- und Bringdienste sowie Rebound-Effekte.⁶¹ Zu den mindern Faktoren zählen die zunehmende Verstädterung und damit möglicherweise verbundene verkürzte Wegstrecken und Trends wie die Zunahme von Arbeitsteilzeitmodellen und Homeoffice sowie zunehmende Anteile nicht erwerbstätiger älterer Personen an der Bevölkerungsstruktur.⁶²

In Szenario F3 wird der heutige Fahrzeugbestand elektrifiziert. Das Mobilitätsverhalten verändert sich nicht und die Verteilung der Verkehrsleistung auf die Verkehrsträger ist die gleiche wie für 2008.⁶³ Szenario M1 stützt sich auf eine Kombination aus der verstärkten Nutzung emissionsarmer Verkehrsmittel (Öffentlicher Verkehr (ÖV), Fahrrad und zu Fuß) und der Erweiterung des Verkehrsangebots durch neue kollaborative⁶⁴ und multimodale Mobilitätskonzepte. Der Anteil des Motorisierten Individualverkehrs (MIV) an der Verkehrsleistung nimmt stark ab. Dadurch reduziert sich der Pkw-Bestand auf 30 Mio. Fahrzeuge. Die Verteilung der Verkehrsleistung auf die Verkehrsträger in den beiden langfristigen Szenarien ist in Abbildung 4 dargestellt. Die neuen Mobilitätskonzepte Car-Sharing, Ride-Sharing und Ride-Pooling werden im Folgenden definiert:

- **Car-Sharing:** Car-Sharing bezeichnet die gemeinschaftliche Nutzung sich nicht im individuellen Privatbesitz befindlicher Pkw. Car-Sharing ist im Szenario M1 ausschließlich als stationsbasierte Dienstleistung betrachtet.

60 BDI; Prognos; BCG (2018).

61 Bequemere und schnellere Arten der Mobilität können zum Beispiel längere Pendelstrecken attraktiv machen.

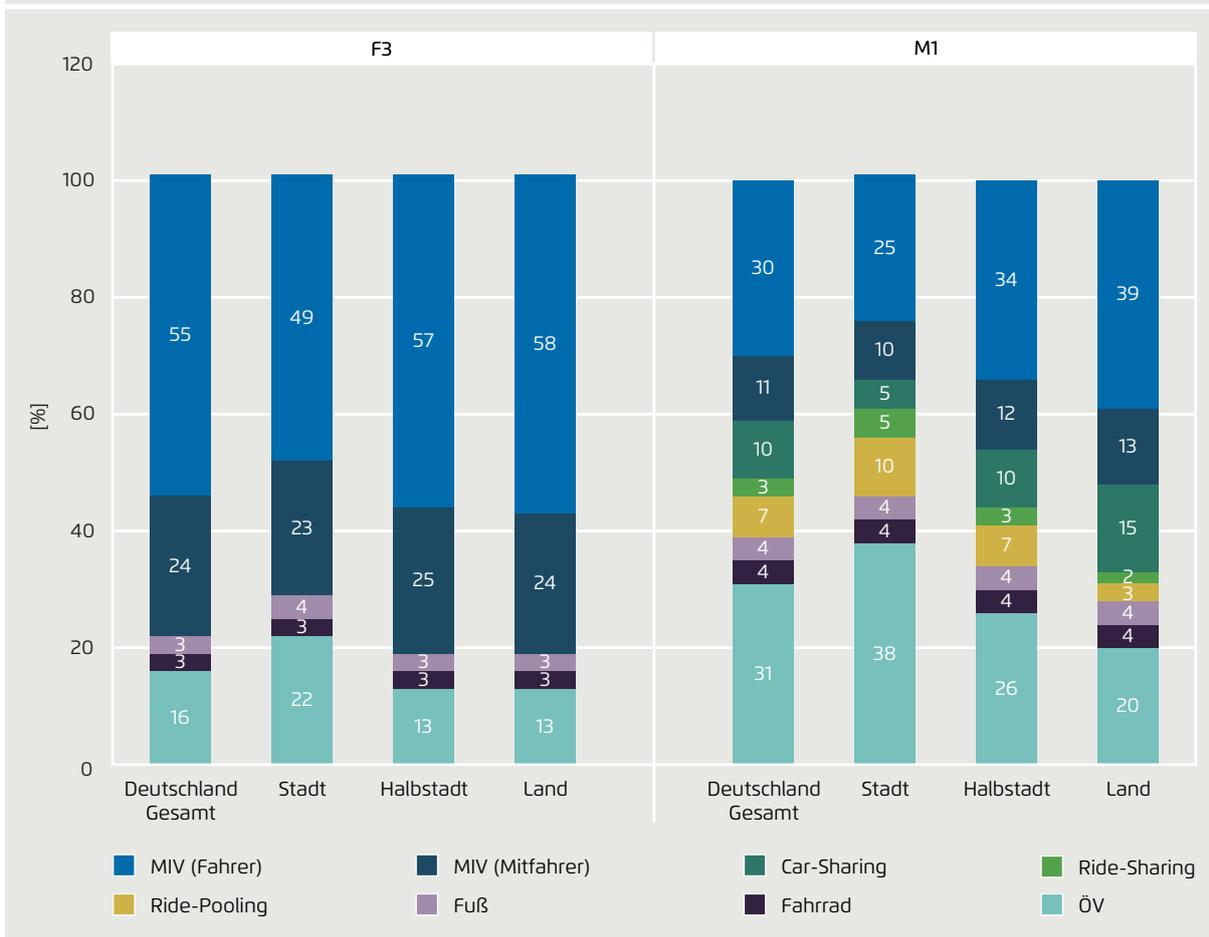
62 Vergleiche BDI; Prognos; BCG (2018).

63 Der Modal Split nach Personenkilometern wurde basierend auf Wehmeier; Koch (2010) berechnet.

64 Unter kollaborativen Mobilitätskonzepten werden sämtliche Sharing- und Pooling-Angebote verstanden, in der vorliegenden Studie also Car-Sharing, Ride-Sharing und Ride-Pooling.

Anteile der Verkehrsträger an der Verkehrsleistung (Vollelektrifizierung 2050)

Abbildung 4



Hinweis: Szenario F3: Vollelektrifizierung, 45 Mio. Elektro-Pkw; Szenario M1: Vollelektrifizierung, 30 Mio. Elektro-Pkw (Mobilitätswende); MIV: Motorisierter Individualverkehr; ÖV: Öffentlicher Verkehr Navigant, basierend auf Wehmeier; Koch (2010)

- **Ride-Sharing:** Ride-Sharing wird als *On-demand*-Service definiert, der ähnlich wie traditionelle Taxidienste funktioniert und zunehmend digitalisiert und damit effizienter wird. Leerfahrten verringern sich.
- **Ride-Pooling:** Ride-Pooling ist die gemeinsame Nutzung eines Pkw durch mehrere Personen. Die Mobilitätsform ist als *On-demand*-Service definiert, der digital organisiert ist und mehrere Personen, die Ziele in räumlicher Nähe erreichen möchten, gleichzeitig transportiert.

In Szenario M1 steigt der Anteil des ÖV von 19 Prozent auf 31 Prozent der Personenkilometer.^{65,66} Der MIV im privaten Pkw reduziert sich von 55 Prozent auf 30 Prozent. Fuß- und Fahrradverkehr steigen jeweils von 3 auf 4 Prozent. Formen der kollaborativen Mobilität nehmen signifikante Marktanteile ein; Car-Sharing steigt auf 10 Prozent der Verkehrsleistung; Ride-Sharing

65 Wehmeier; Koch (2010).

66 Für die vorliegende Betrachtung ist nur die Verteilung der Verkehrsleistung auf die Verkehrsträger je Raumkategorie von Bedeutung. Der deutschlandweite Durchschnitt wurde darauf basierend abgeschätzt.

und Ride-Pooling decken zusammen 10 Prozent der Verkehrsleistung ab. Der Anteil der durch Mitfahrer abgedeckten Personenkilometer sinkt stark von 20 auf 11 Prozent, da insgesamt weniger Fahrzeuge des MIV in Privatbesitz sind.

Die Anteile verschiedener Verkehrsmittel unterscheiden sich bereits heute stark zwischen Regionen. Beispielsweise werden in städtischen Gebieten deutlich häufiger öffentliche Verkehrsmittel genutzt. In Szenario M1 wird der ÖV in urbanen Gegenden weiterhin stärker genutzt als in ländlicheren Gegenden. Kollaborative Mobilitätskonzepte haben in allen Raumkategorien einen Anteil von 20 Prozent am Verkehr, die Konzepte unterscheiden sich allerdings je nach Region: In der Stadt setzen sich vor allem Ride-Sharing- und Ride-Pooling-Angebote durch, während Car-Sharing auf dem Land eine wichtigere Rolle spielt. In der Stadt wird der private MIV besonders stark reduziert, da hier der ÖV und das Angebot kollaborativer *On-demand*-Mobilitätsservices besonders attraktiv sind. In länd-

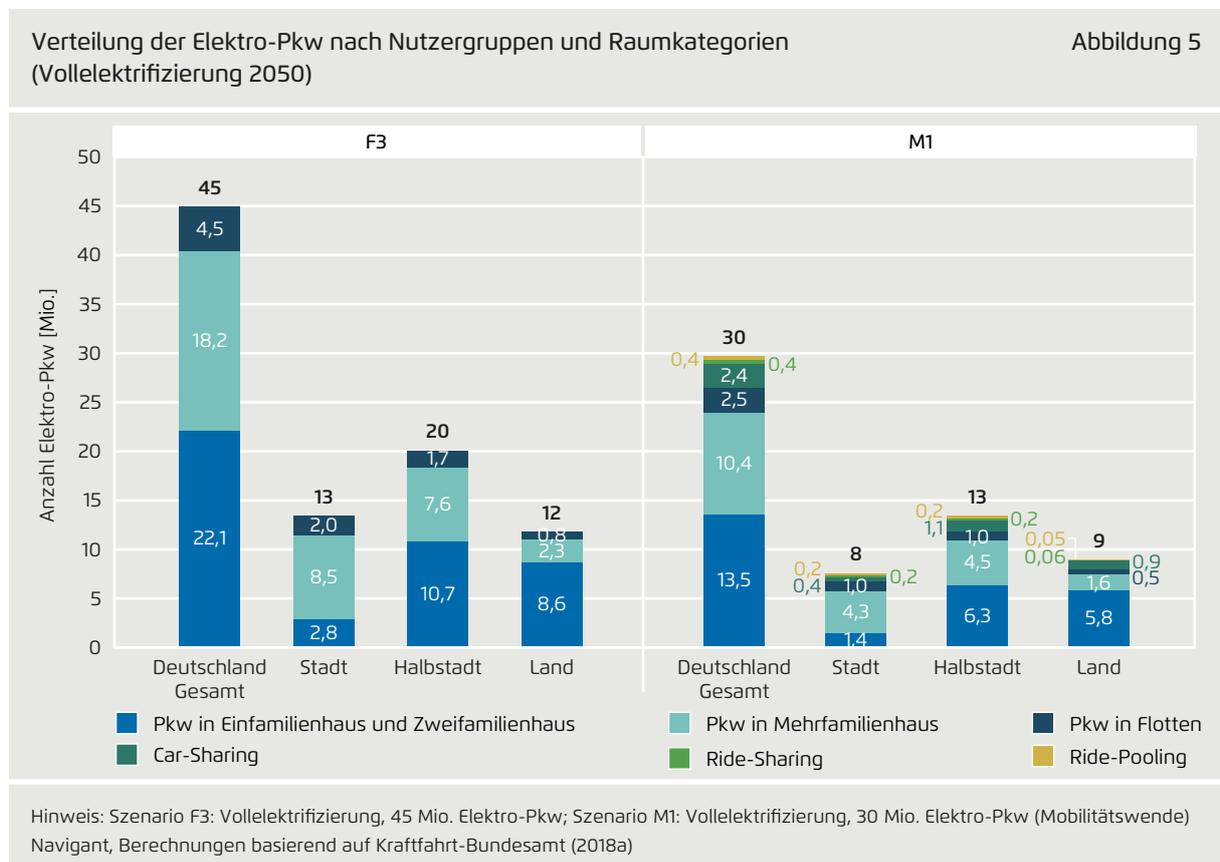
lichen Gebieten und zu geringeren Maßen in halbstädtischen Gebieten wird der MIV weiterhin stärker genutzt als in der Stadt.

In Abbildung 5 ist die Anzahl der Fahrzeuge dargestellt. Weitere Annahmen, die zur Berechnung des Fahrzeugbestandes verwendet wurden, sind im Anhang zu finden. Im nächsten Schritt wird abgeschätzt, wie viele Ladepunkte benötigt werden, um die Fahrzeuge zu laden.

3.4.2 Anzahl und Art der Fahrzeuge und Ladepunkte

In den langfristigen Szenarien existieren dieselben Arten von Ladepunkten wie im mittelfristigen Szenario: Ladepunkte zu Hause und am Arbeitsplatz, Schnellladestationen, halböffentliche und öffentliche Ladepunkte sowie Ladepunkte für betriebliche Flotten.

In Szenario M1 werden zusätzlich neue Arten von Ladepunkten eingeführt. Für Car-Sharing wird angenommen, dass es nur stationsbasierte Konzepte gibt und dass es für jedes Fahrzeug genau einen Ladepunkt bei einer



Ladestation gibt. Bei Ride-Sharing und Ride-Pooling wird angenommen, dass an einem Betriebshof geladen wird und für jedes Fahrzeug ein Ladepunkt zur Verfügung steht. Die Anzahl der Ladepunkte ist in Abbildung 6 dargestellt. Die genauere Auslegung und die Regionalisierung der Ladepunkte werden im Anhang erläutert.

3.4.3 Erneuerbare Energien, Wärmepumpen und sonstige Verbraucher

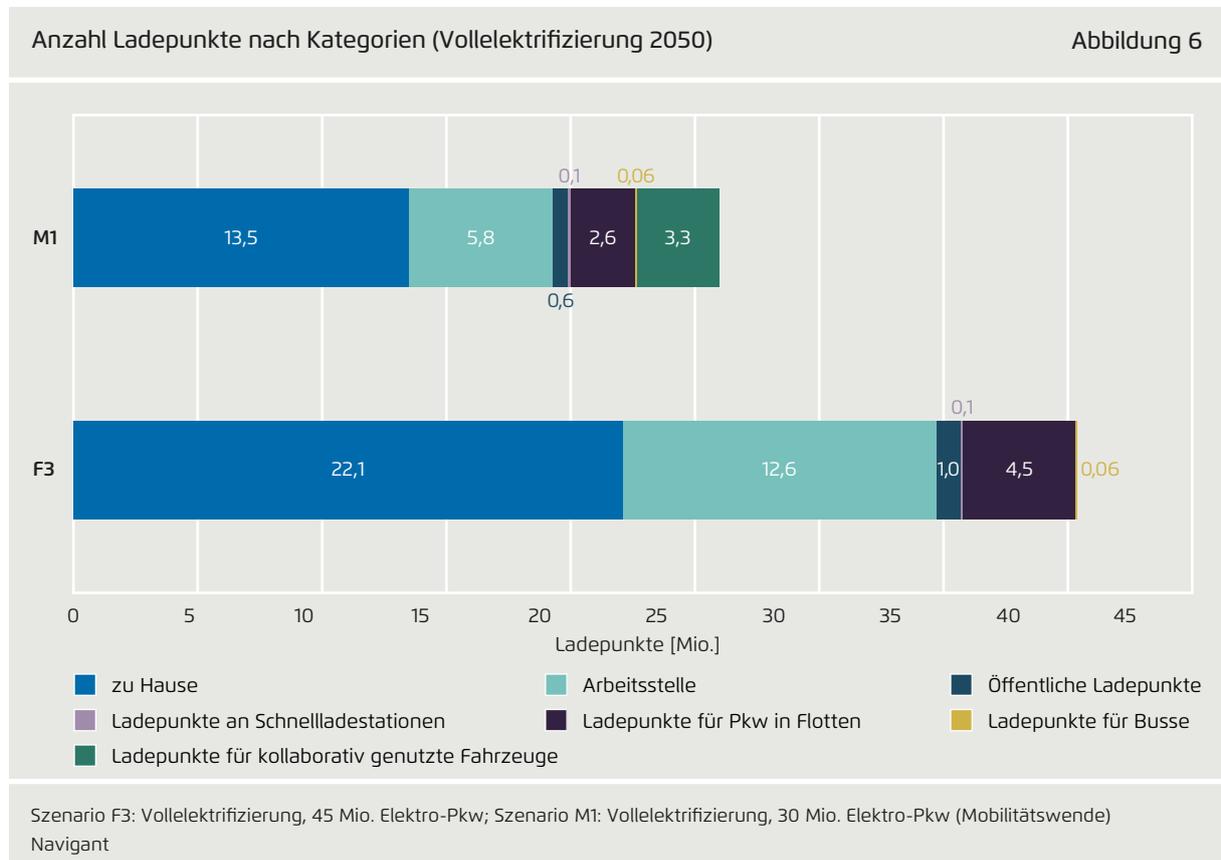
Für die langfristige Perspektive wird die Wärmepumpenleistung aus dem Szenario Effizienz² für das Jahr 2050 der Agora-Studie *Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung*⁶⁷ übernommen. Die Gesamtleistung beträgt 17 GW. Die auf Kreisebene vorliegenden Wärmepumpenleistungen wurden, wie in Abschnitt 3.3.2 beschrieben, regionalisiert. Die Last durch sonstige Verbraucher verändert sich gegenüber 2030 nicht.

Die Werte für die in den langfristigen Modellierungen, also bis etwa 2050, angenommenen EE-Kapazitäten basieren auf ifeu; Fraunhofer IEE; Consentec (2018). Es wird angenommen, dass 88 Prozent des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Dies entspricht einer insgesamt installierten Kapazität von 184 GW PV, 127 GW Onshore-Wind und 32 GW Offshore-Wind. Hierfür wird in den Szenarien ein zusätzlicher Nettozubau von Windenergieanlagen an Land von 86 GW und von PV-Anlagen von 144 GW modelliert (zusätzlich zwischen 2015 und 2050).⁶⁸

Die Regionalisierung der zusätzlich installierten Leistung der einzelnen Erzeugungstechnologien auf die Netzebenen und die Netzgebietsklassen folgt dem gleichen Schlüssel wie in den mittelfristigen Szenarien.

67 ifeu; Fraunhofer IEE; Consentec (2018).

68 Ebd.



04 | Funktion des Netzmodells

4.1 Planerische Ansätze für die Integration neuer Lasten und EE

Seit Beginn der Energiewende erfüllen Verteilnetze für Strom zwei kombinierte Aufgaben: Einerseits muss im Falle einer hohen Netzlast die von den überlagerten Netzebenen bereitgestellte Energie an die Verbraucher weitergeleitet werden („Lastfall“). Andererseits muss im Falle einer hohen lokalen Stromerzeugung zum Beispiel durch PV-Anlagen die lokale Stromerzeugung aber auch in die oberen Netzebenen weitergeleitet werden („Rückspeisefall“). Die Auslegung elektrischer Verteilnetze erfolgt nach aktuellem Stand der Technik anhand dieser beiden Extremszenarien. Dadurch wird gewährleistet, dass das Verteilnetz in allen Fällen, in denen die Last- und Einspeisesituation zwischen diesen Werten liegt, ausreichend dimensioniert ist.

Wenn das zeitliche Verhalten der einzelnen Netznutzer nicht genau bekannt ist, wird in der Netzplanung deren maximale Leistung (Nennleistung) angesetzt. Dadurch wird gewährleistet, dass alle so berücksichtigten Nutzer auch zeitgleich versorgt werden könnten, ohne dass es zu einer Überlastung des Verteilnetzes kommt. Für bestimmte Verbraucherguppen wie etwa Privathaushalte ergeben sich jedoch große Durchmischungseffekte, da nicht alle Haushalte zur gleichen Zeit die zur Verfügung stehende Kapazität in gleicher Weise in Anspruch nehmen (geringere Gleichzeitigkeit). Dies ermöglicht eine deutlich effizientere Auslegung des Netzes. Auch für den planerischen Ansatz zur Integration von Elektromobilität ist die hierbei anzunehmende maximale Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen unterschiedlicher Lasten in einem relevanten Netzgebiet entscheidend. Je mehr Fahrzeuge in einem Netz vorhanden sind, desto unwahrscheinlicher wird ein gleichzeitiges Laden aller Fahrzeuge. Die Auslegung des Netzes orientiert sich daher an der anzunehmenden Anzahl gleichzeitig auftretender Ladevorgänge in diesem Netz. Hierbei gilt es zu beachten, dass die Anzahl von Fahrzeugen in der Netzplanung in der jeweiligen Netzebene zu ermitteln und entsprechend zu bewerten ist.

Ladepunkte von Elektro-Pkw weisen Durchmischungseffekte auf, die in der Praxis anzusetzende Gleichzeitigkeit hängt dabei aber stark von der möglichen Ladeleistung am Ladepunkt sowie gegebenenfalls vorhandener Einflussmöglichkeiten auf den Ladevorgang ab. Im Fol-

genden wird die Umsetzung der betrachteten Ladekonzepte in der Modellierung vorgestellt.

4.2 Ladekonzepte der Elektromobilität

Eine zentrale Fragestellung im Hinblick auf die Netzintegration der Elektromobilität ist das zukünftige Ladekonzept. Grundsätzlich kann Laden ungesteuert, netzdienlich gesteuert oder marktorientiert erfolgen. Darüber hinaus sind Mischformen denkbar (zur Definition dieser Begriffe siehe Kasten 1 in Kapitel 1.2.)

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird unter gesteuertem Laden eine netzorientierte und damit netzentlastende Ladelogik verstanden. In der Modellierung wurden unterschiedliche Ladekonzepte betrachtet:

- Ungesteuertes Laden
- Gesteuertes Laden
- Gesteuertes Laden+

In der Modellierung werden die Konzepte gesteuerten Ladens nur auf solche Ladepunkte angewendet, an denen Fahrzeuge über längere Zeiträume stehen, wie es beim Laden zu Hause und am Arbeitsplatz der Fall ist. Bei anderen Ladepunkten hingegen besteht kaum Möglichkeit zur netzdienlichen Optimierung, da diese wegen der betrieblichen Erfordernisse auf eine zumindest zeitweilig hohe Auslastung ausgelegt werden. Bei Schnellladesäulen ist die hohe Auslastung wahrscheinlich, da die Servicequalität davon bestimmt ist, dass die Ladevorgänge keinen Einschränkungen unterliegen. Bei Betriebshöfen für große Flotten und Busse wird angenommen, dass die Betreiber die eigenen Ladevorgänge so koordinieren, dass die Auslastung maximal hoch ist. So kann der Betreiber die Kapazität des Netzanschlusses minimieren und entsprechend die Netzanschlussgebühren senken.

4.2.1 Ungesteuertes Laden

Im Rahmen der vorliegenden Studie wird im ungesteuerten Ansatz angenommen, dass ein ankommendes Fahrzeug unmittelbar mit dem Ladevorgang beginnt. Der Ladevorgang ist beendet, sobald die verbrauchte Energie der zuletzt zurückgelegten Fahrstrecke des Fahrzeuges nachgeladen wurde oder das Fahrzeug wieder abfährt („Pegelladen“).

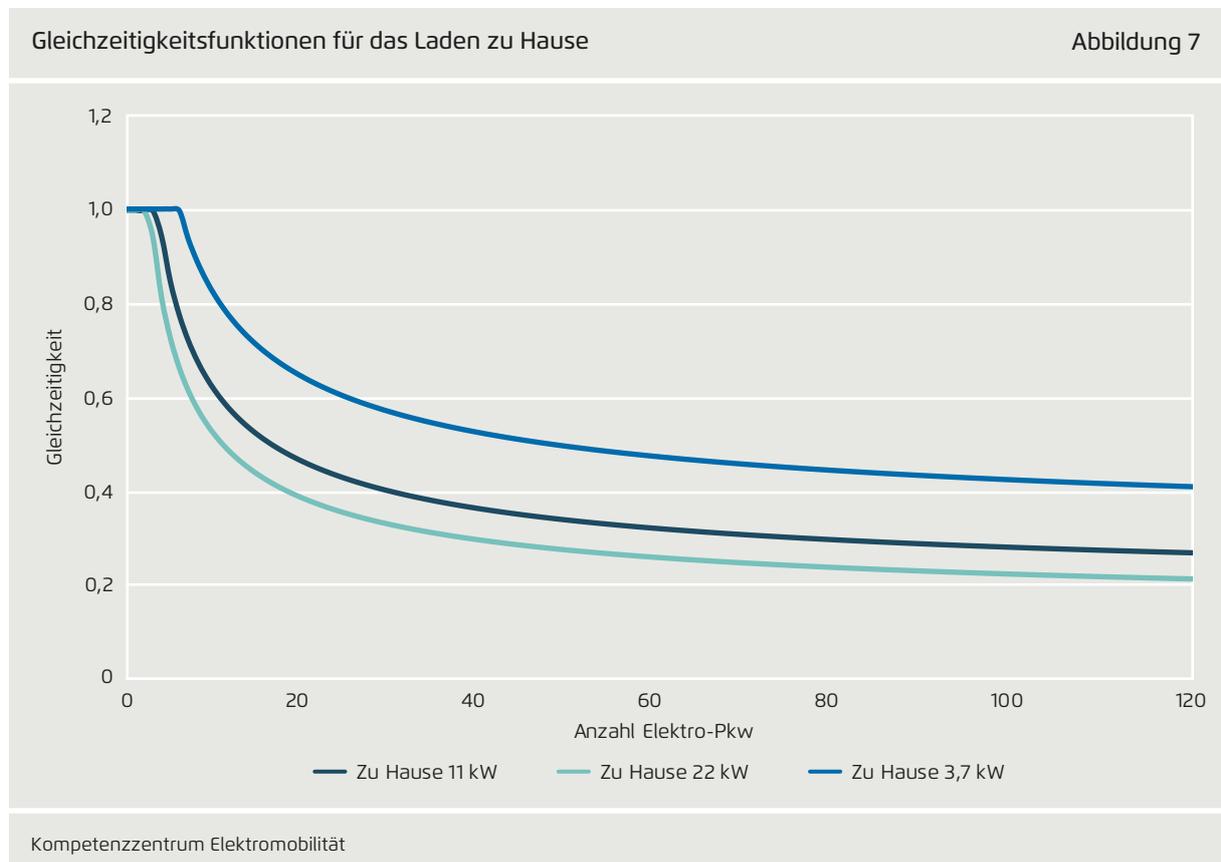
Der Ansatz des ungesteuerten Ladens unterstellt aus netzplanerischer Sicht das Laden von Elektro-Pkw mit Nennleistung, also der jeweils angenommenen Ladeleistung im untersuchten Szenario. Wie bei Haushaltslasten ist es auch im Fall der Ladevorgänge nicht wahrscheinlich, dass bei einer größeren Anzahl von Ladepunkten ein gleichzeitiges Laden an allen Punkten erfolgt. Da im Gegensatz zu Haushaltslasten bei der planerischen Bewertung von Ladepunkten noch keine ausreichenden Erfahrungswerte für Elektro-Pkw vorliegen, erfolgt die Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit für das Laden an primär privat genutzten Ladeorten in der vorliegenden Studie auf Basis eines stochastischen Modells.

Als Grundlage für die Modellierung werden stochastische Ankunfts- und Abfahrtszeiten sowie Fahrstrecken genutzt. Basis für die Modellierung sind die Fahrstrecken der Studie *Mobilität in Deutschland 2008*.⁶⁹ Eine Einschränkung der Fahrprofile auf zum Beispiel nur Pendler

wird hier nicht vorgenommen. Zudem wird unterstellt, dass die einzelnen Fahrzeuge die jeweils zuvor gefahrene Strecke nachladen. Im Rahmen der Bewertung werden mittels einer Monte-Carlo-Simulation Jahreslastgänge für eine unterschiedliche Anzahl von Fahrzeugen simuliert und die hier auftretenden gleichzeitigen Ladevorgänge bestimmt. Durch häufiges Wiederholen ergibt sich die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Gleichzeitigkeit. Abschließend wird das 95-Prozent-Quantil dieser Verteilung bestimmt und als in der Netzplanung zu berücksichtigende Gleichzeitigkeit genutzt. Auf diese Weise kann die Elektromobilität in der klassischen, auf Extremwerten basierenden Netzplanung abgebildet werden. Abbildung 7 zeigt exemplarisch die Gleichzeitigkeitsfunktionen für ein heimisches Laden bei unterschiedlichen Ladeleistungen.

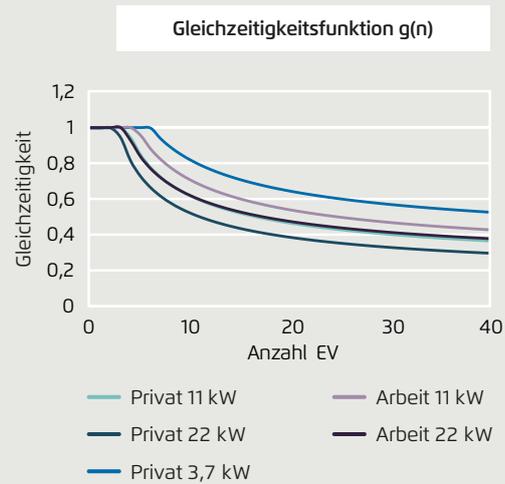
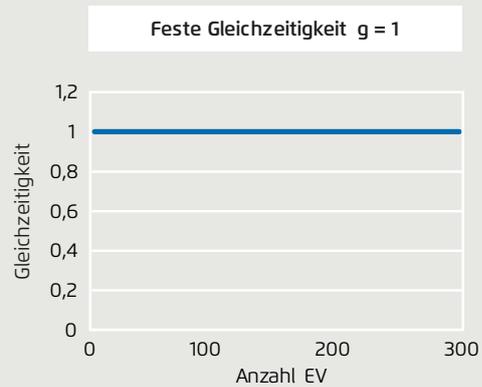
In der planerischen Betrachtung der Netze werden die Ladeleistungen der einzelnen Ladepunkte im betrachteten Netzgebiet mit dem entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktor multipliziert, wodurch die zu berücksichtigende Leistung reduziert wird.

69 BMVI 2009.



Gleichzeitigkeiten nach Ladepunktkategorien

Abbildung 8



Feste Gleichzeitigkeit $g = 1$

Im Bereich des halböffentlichen Ladens wird eine zeitweilig hohe Auslastung der Ladepunkte unterstellt. Daher müssen die Ladepunkte planerisch mit ihrer Nennleistung berücksichtigt werden. Eine Übersicht der unterstellten Gleichzeitigkeiten nach Ladeorten erfolgt in Abbildung 8.

Für die Ermittlung der Netzbelastung müssen die Beiträge der verschiedenen Lasten (Haushalte, Wärmepumpen, Ladepunkte) in der Modellierung zusammengeführt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die separat ermittelten Spitzenleistungen der Lastkategorien gleichzeitig auftreten können. Diese Spitzenleistungen werden also im Netzplanungsprozess kumuliert.

Ein möglicherweise nicht zeitgleiches Auftreten der Spitzenleistungen verschiedener Treiber in der Mittelspannungsebene kann die kumulierte Gleichzeitigkeit der einzelnen Treiber für die Netzplanung reduzieren, wird hier jedoch nur in Form einer vereinfachten Sensitivität untersucht. Ausführlichere Untersuchungen können gegebenenfalls noch weitere Einsparpotenziale freilegen. Derartige Untersuchungen bleiben jedoch künftigen Studien vorbehalten.

4.2.2 Gesteuertes Laden

Gesteuertes Laden entspricht einer netzdienlichen Steuerung ohne Komforteinbußen für die Nutzer. In der hier verwendeten Definition ermöglicht gesteuertes Laden innerhalb der Standzeit des Fahrzeuges die zeitliche Verschiebung der Ladevorgänge. Der Nutzerkomfort wird dadurch nicht beeinflusst, da das vollständige Nachladen des Energieverbrauchs der zuletzt zurückgelegten Fahrstrecke garantiert wird, soweit die Standzeit dies prinzipiell ermöglicht. Der Vorteil dieser Steuerung ist eine Reduzierung von netzauslegungsrelevanten Leistungsspitzen. Dieses Konzept setzt die Möglichkeit einer Steuerung von Ladevorgängen voraus. Mögliche regulatorische Umsetzungskonzepte hierfür werden in Kapitel 6 diskutiert.

Die planerische Bewertung erfolgt durch eine Residuallastglättung der Leistungszeitreihen im untersuchten Netzgebiet. In Abbildung 9 wird dieses Vorgehen exemplarisch dargestellt. Die Residuallastglättung beschreibt den Ausgleich von Leistungsschwankungen im Netzgebiet auch unter Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Das Ziel ist eine möglichst

gleichmäßige Belastung der Netzinfrastruktur und eine Reduktion kurzzeitiger, jedoch netzauslegungsrelevanter Lastspitzen.

Die Auswirkung der Residuallastglättung wird in Form eines Reduktionsfaktors zusätzlich zur anzusetzenden Gleichzeitigkeit bei der planerischen Betrachtung des Netzes berücksichtigt.

4.2.3 Gesteuertes Laden+

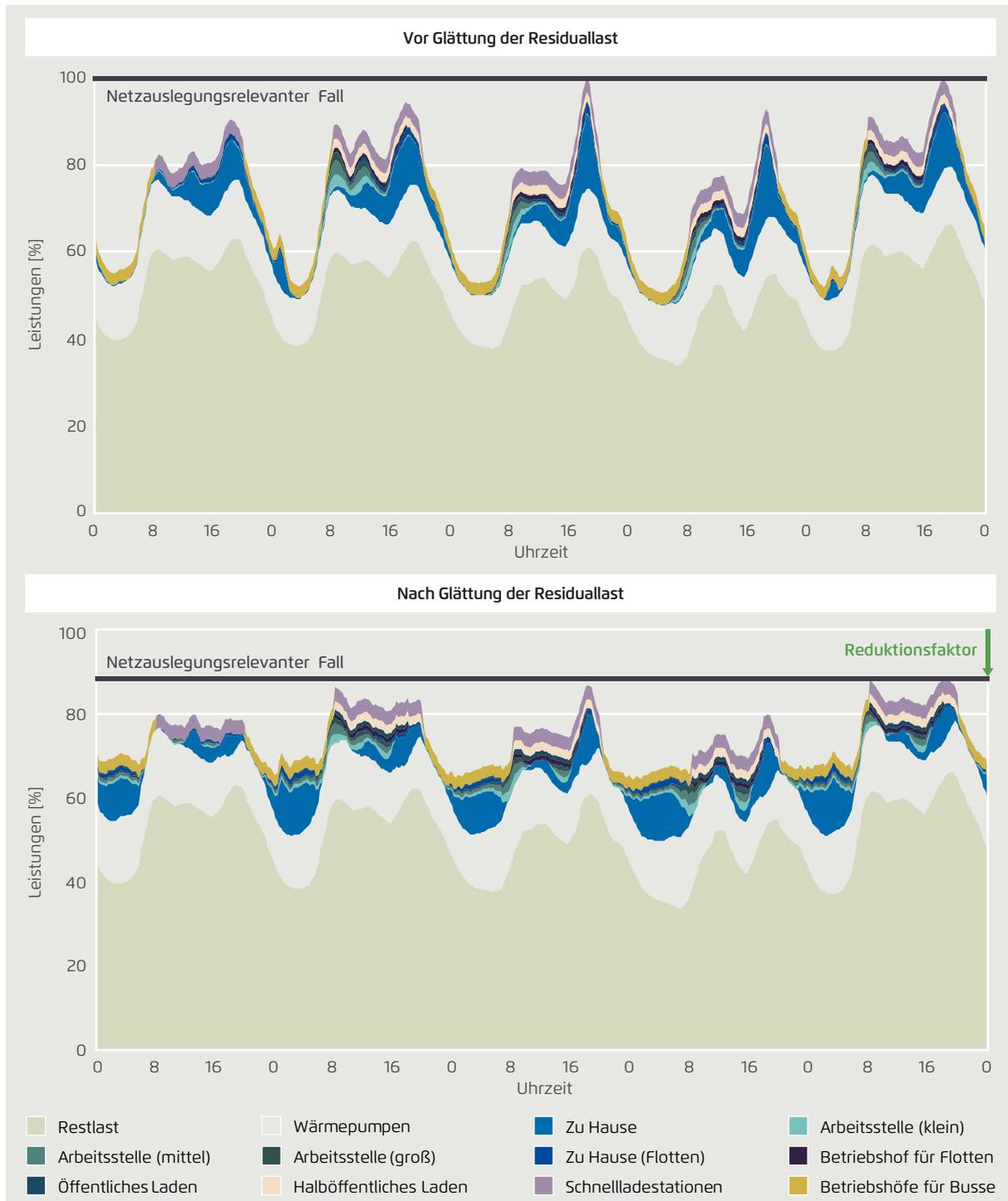
Dieses Konzept stellt eine Erweiterung des Konzepts des gesteuerten Ladens dar. Im Modell wird angenommen, dass die über den Zeitraum eines Jahres genutzte Energie in der Niederspannung um 3 Prozent reduziert wird. Dadurch entsteht eine weitere Reduzierung der netzauslegungsrelevanten Leistungsspitzen, welche über einen höheren Reduktionsfaktor im Modell abgebildet wird (vgl. Abbildung 10).

Die Reduzierung findet über alle Nutzer hinweg statt und erfolgt zusätzlich zur zeitlichen Verschiebung der Ladevorgänge. Das Nachladen der Fahrstrecke innerhalb der Standzeit des Fahrzeuges kann nicht mehr in jedem Fall garantiert werden. Insbesondere kurze Standzeiten sind davon betroffen. Die Einschränkung des Energiebezugs während der Standzeit bezieht sich auf den Zeithorizont eines gesamten Jahres und nicht auf einen einzelnen Ladevorgang. Eine Aussage zu möglichen Einschränkungen für individuelle Nutzer kann deshalb nicht getroffen werden. Abbildung 11 erlaubt lediglich, die Anzahl der Stunden zu erkennen, die durchschnittlich planerisch von einem Eingriff betroffen wären. Die Anzahl der betroffenen Stunden kann in den einzelnen Netzgebieten variieren. Die im weiteren Verlauf des Berichts angegebenen Stunden sowie durchschnittliche Dauern von Eingriffen sind Durchschnittswerte über alle Netzgebietenklassen in Deutschland und erlauben keine Aussage zur Auswirkung auf einzelne Kunden. Diese rein netzplanerische Perspektive ist strikt von einer regulatorischen Umsetzung des Konzepts zu unterscheiden.

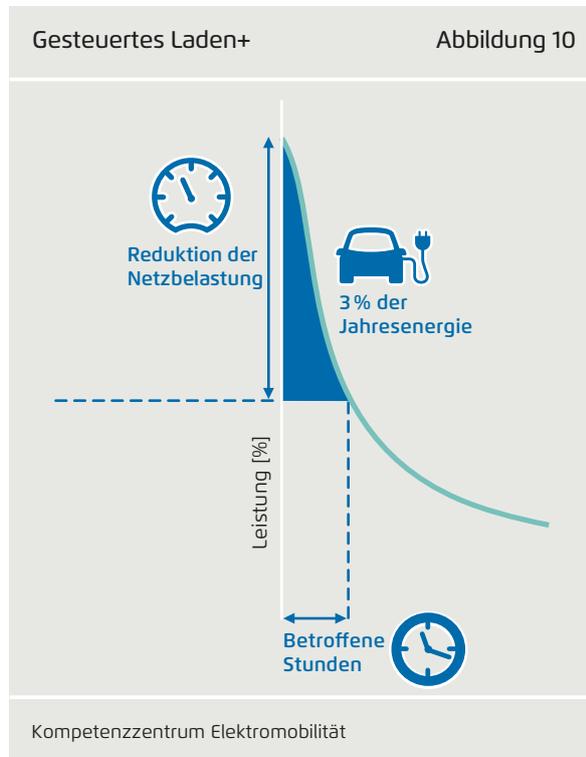
Die Überführung dieses Modellierungsansatzes in eine verlässliche Netzplanung könnte durch Kappung der Jahresdauerlinie entsprechend der möglichen Reduktion der Ladeenergie erfolgen. In Abbildung 11 wird dieses Vorgehen exemplarisch dargestellt. Die detaillierte Diskussion des regulatorischen Rahmens bleibt allerdings Kapitel 6 vorbehalten.

Glättung der Residuallast durch gesteuertes Laden

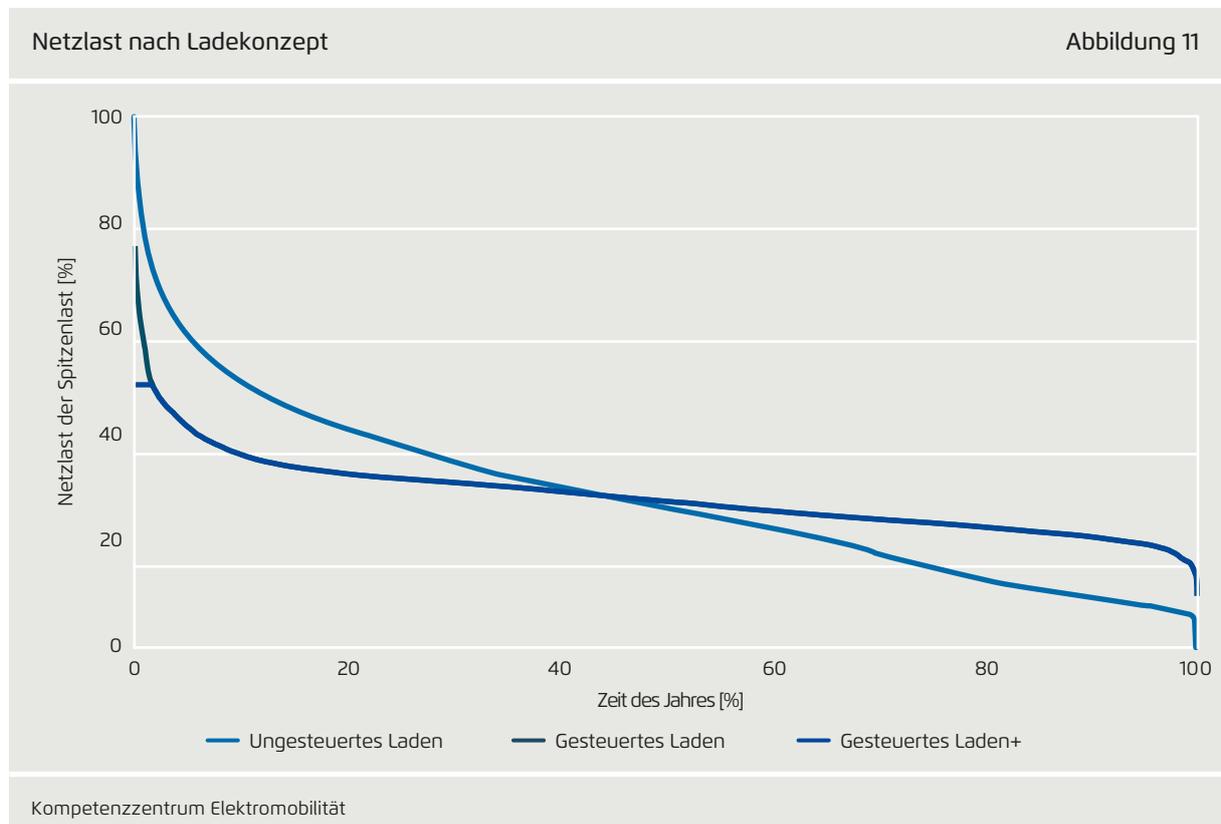
Abbildung 9



Hinweis: Zeitreihe der Residuallast in einer halbstädtischen Gemeinde vor und nach Glättung der Residuallast durch Steuerung von Ladevorgängen; WP: Wärmepumpen
Kompetenzzentrum Elektromobilität



Für viele in der Mittelspannung angeschlossene Lasten wird eine Gleichzeitigkeit von 1 angenommen. Diese Lasten können daher nicht zeitlich verschoben werden. Es besteht kein Potenzial zur Reduzierung der planerisch zu berücksichtigenden Leistungsspitzen. Um die planerisch zu berücksichtigenden Leistungsspitzen aber dennoch zu reduzieren, ist Folgendes möglich: Im Rahmen des in der Studie angenommenen konservativen Planungsansatzes wird unterstellt, dass die Leistungsmaxima der einzelnen Lasten gleichzeitig und zusätzlich zu der bisherigen Spitzenlast auftreten. Für eine Reduktion der planerisch relevanten Last gilt es, diese Gleichzeitigkeit zu prüfen. Zur Identifikation möglicher Potenziale in der Mittelspannungsnetzplanung wird im planerischen Konzept „Gesteuertes Laden+“ die zu berücksichtigende Leistung der Betriebshöfe auf 20 Prozent ihrer Netzanschlussleistung reduziert. Alle weiteren Treiber mit hoher Gleichzeitigkeit werden mit 80 Prozent ihrer Nennleistung berücksichtigt. Damit wird unterstellt, dass ein Laden von Bussen im Betriebshof größtenteils nachts erfolgt, sodass ihre Leistungsspitzen nicht zeitgleich mit Lastspitzen der Schnellladestrukturen auftreten. Diese



Annahmen gilt es in zukünftigen Analysen detaillierter zu untersuchen und mit Betriebserfahrungen zu validieren.

4.2.4 Erneuerbare Energien und Wärmepumpen

Erneuerbare Energien: Im Erzeugungsbereich wird bei Erneuerbaren Energien der Ansatz der Spitzenkappung entsprechend einer Abregelung von 3 Prozent der Jahresenergie sowie die Bündelung von Windkraftanlagen und deren Anschluss an eine höhere Netzebene berücksichtigt. Eine ausführliche Erläuterung dieser planerischen Ansätze erfolgt im Anhang in Abschnitt 8.4.

Wärmepumpen: Für eine planerische Bewertung von Durchmischungseffekten bei der Berücksichtigung mehrerer Wärmepumpen in einem Netzgebiet liegen wie im Fall von Ladepunkten noch keine ausreichenden Erfahrungswerte in Bezug auf die anzusetzenden Gleichzeitigkeitsfaktoren vor. Auch in diesem Fall erfolgt die Ermittlung der Gleichzeitigkeitsfaktoren auf Basis eines stochastischen Modells. Das Vorgehen ist hierbei analog zur Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfunktionen für ungesteuertes Laden. Anstelle der zurückgelegten Fahrstrecken ist hier jedoch der Wärmebedarf durch Berücksichtigung eines vollständigen Wetterjahres dimensionierungsrelevant. Eine netzdienliche Steuerung von Wärmepumpen wird nicht berücksichtigt.

4.3 Technische Bewertung des Netzausbaubedarfs

Die Verteilnetze sind unterteilt in Hoch-, Mittel- und Niederspannung, wobei die Struktur der Netze unterschiedlich ist. Die Studie betrachtet ausschließlich Nieder- und Mittelspannungsnetze (vgl. Kapitel 2.2).

Das Niederspannungsnetz ist durch die Struktur eines Strahlennetzes charakterisiert, das heißt, einzelne Leitungen verlaufen vom Transformator strahlenförmig als Netzstrang zu den Endverbrauchern. Mittelspannungsnetze weisen hingegen in der Regel die Topologie von Ringnetzen auf: Eine Last kann von zwei Seiten versorgt werden, was insbesondere im Fehlerfall entscheidend ist.

Zur Bestimmung des zu erwartenden Investitionsbedarfs in repräsentativen Netzen der Nieder- und Mittelspannungsebene ist es zunächst notwendig, die zukünftige Versorgungsaufgabe der Netze zu ermitteln. Mit Kennt-

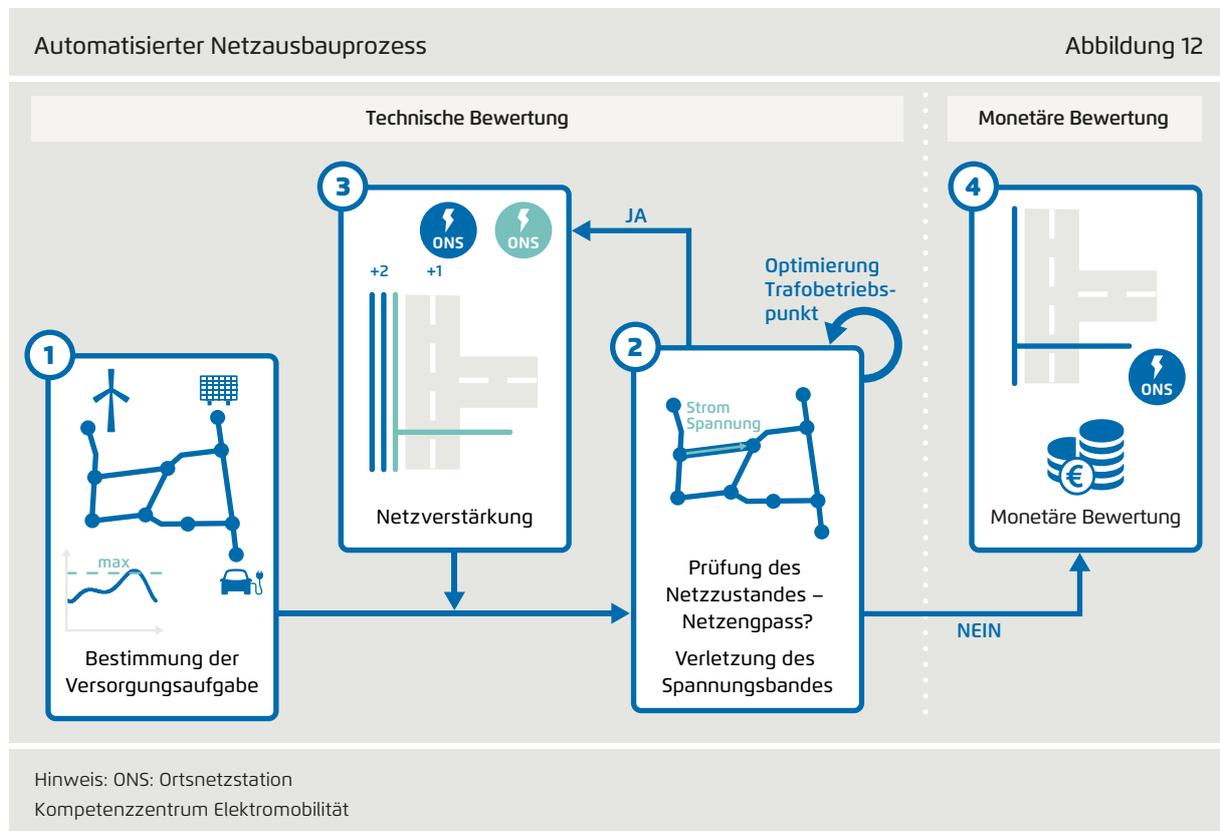
nis der Versorgungsaufgaben ist es dann möglich, den Ausbaubedarf in den einzelnen Netzen zu bestimmen. Der Netzausbau erfolgt dabei unter Verwendung eines automatisierten Planungs- und Ausbauprozesses.⁷⁰ Jedes darin berücksichtigte Netz basiert auf realen Netzdaten und wird im Detail analysiert. Folglich werden keine Vereinfachungen oder Reduktionen der Netztopologie vorgenommen. Berücksichtigt werden sowohl Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes als auch der thermischen Grenzen von Transformatoren und Leitungen. Abschließend erfolgt eine monetäre Bewertung der erforderlichen Maßnahmen. Der Ablauf dieses Prozesses wird in Abbildung 12 schematisch dargestellt und im Anschluss erläutert.

Bestimmung der Versorgungsaufgabe: Zu Beginn der Modellierung werden dem betrachteten Netz zunächst die szenarioabhängigen Zubauprognosen zugewiesen. Die Beschreibung der Versorgungsaufgabe erfolgt hierbei zunächst auf Gemeindeebene. Innerhalb einer Gemeinde wird die Zubauprognose über typische Leistungsklassen in diskrete Anlagen überführt und diese innerhalb eines Netzgebietes verteilt. Die Summe der vorhandenen und prognostizierten Einspeiser und Lasten beschreibt die zu beherrschende Versorgungsaufgabe in den betrachteten Verteilnetzen.

Prüfung des Netzzustandes unter Berücksichtigung der Transformatorstufung: Die untersuchten Netzgebiete repräsentieren den Bestand an Netzinfrastruktur zum gegenwärtigen Zeitpunkt und decken unterschiedliche Entwicklungen der Versorgungsaufgabe ab. Die in diesem Schritt durchgeführte Prüfung des Netzzustandes ermöglicht die Identifikation eines Ausbaubedarfes auf Basis der prognostizierten Versorgungsaufgabe. Der Zustand des Netzes wird hierbei für netzauslegungsrelevante Extremfälle bewertet. Zum einen für den Fall einer hohen Lastsituation (Starklastfall) und zum anderen für den Fall einer hohen Einspeisesituation (Rückspeisefall). Im Rahmen der Bewertung des Mittelspannungsnetzes wird der (n-1)-sichere Anschluss⁷¹ von Verbrauchern berücksichtigt, während

⁷⁰ dena (2017); EWI; ef.Ruhr (2018).

⁷¹ Der (n-1)-sichere Anschluss von Netznutzern gewährleistet die Versorgungssicherheit der Netznutzer bei Ausfall eines Betriebsmittels durch Vorhaltung entsprechender Reserven.



dies allgemein in der Niederspannung und für Erzeuger in der Mittelspannung keinen Planungsgrundsatz darstellt. Werden thermisch überlastete Betriebsmittel oder Verletzungen des Spannungsbandes identifiziert, ist es notwendig, das Netz aus- bzw. umzubauen. Die angesetzten planerischen Grenzwerte werden im Anhang in 8.4.2 detailliert beschrieben. Im Rahmen der Prüfung erfolgt zunächst eine Optimierung der Transformatorstufung. Erst nach Ausschöpfung dieser Möglichkeit und einer weiterhin bestehenden Engpasssituation oder Spannungsbandverletzung erfolgt eine Verstärkung des Netzes.

Netzausbau- und Netzneubaumaßnahmen: Die Verstärkung des Netzes erfolgt durch Standard-Netzausbauprodukten. Unterschieden wird hierbei zwischen einer Engpasssituation und einer Spannungsbandverletzung. Im Falle einer Engpasssituation wird das betroffene Betriebsmittel entweder verstärkt oder durch parallele Betriebsmittel ergänzt. Im Falle einer Spannungsbandverletzung wird der betroffene Leitungsstrang auf-

getrennt und in zwei unkritische Stränge überführt. Die hierbei genutzten Standardbetriebsmittel sind im Anhang in Abschnitt 8.4.3 aufgelistet.

Die untersuchten Szenarien gehen teilweise von einem massiven Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen und neuen elektrischen Lasten aus, die nach der Zuteilung in einzelne Netze teilweise die gegenwärtig dort verortete Leistung um ein Vielfaches übersteigen. Aufgrund von technischen und räumlichen Restriktionen ist eine beliebige Erweiterung der bestehenden Netzinfrastruktur für derartig hohe Zubauleistungen nicht immer möglich. Daher erfolgt eine Begrenzung der maximal möglichen Anzahl von parallelen Betriebsmitteln. Diese unterscheidet sich in Abhängigkeit von der betroffenen Spannungsebene und vom betroffenen Betriebsmittel. Die maximale Anzahl paralleler Betriebsmittel ist im Anhang in Abschnitt 8.4.3 aufgelistet. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird dies als Grenze des Netzausbaus verstanden. Übersteigt die zukünftige Versorgungsaufgabe die Möglichkeiten des Netzausbaus, sind Netzneubaumaßnahmen erforderlich. Diese gehen in

der Realität auch zum Teil mit Umstrukturierungen von Netzgebieten einher. In der Studie wird dieser Aspekt methodisch berücksichtigt, indem in solchen Fällen die Zubauprognose des betroffenen Netzgebietes prozentual reduziert wird. Das Netz wird somit im Rahmen des möglichen Netzausbaus zunächst für die reduzierte Zubauprognose ausgebaut und somit die Grenzen von Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt. Für den nicht zugewiesenen Anteil der Prognose ist eine entsprechende parallele Netzinfrastruktur gemäß dem aktuell analysierten Netzgebiet erforderlich. Dies entspricht dem notwendigen Netzneubau in einem betrachteten Netzgebiet.

4.4 Hochrechnung und monetäre Bewertung des Netzausbaus

Im Anschluss an die detaillierten Netzanalysen wird der Netzausbaubedarf in den repräsentativen Detailnetzen auf die Gesamtsituation in Deutschland hochgerechnet. Hierzu wird die Zugehörigkeit eines untersuchten Netzgebietes zu den definierten Netzgebietsklassen genutzt. In einem ersten Schritt werden die ermittelten Maßnahmen auf die entsprechenden Netzgebietsklassen der vom Netz versorgten Gemeinden anteilig verteilt. Anschließend wird der auf Gemeindeebene ermittelte Netzausbaubedarf anhand der Fläche der Gemeinde und der insgesamt vorhandenen Fläche der Gemeinde innerhalb der Netzgebietsklassen hochgerechnet. Bei der Ermittlung des Investitionsbedarfes innerhalb einer Netzgebietsklasse erfolgt eine Durchschnittsbetrachtung aller detaillierten Netzberechnungen. Folglich können Aussagen hinsichtlich des Investitionsbedarfes für alle deutschen Gemeinden getroffen werden. Aussagen und Rückschlüsse bezüglich lokaler Versorgungsaufgaben können durch die Hochrechnung und die erfolgte Mittelwertbildung jedoch nicht abgeleitet werden.

Die monetäre Bewertung der netztechnischen Maßnahmen erfolgt anhand der in Tabelle 14 aufgeführten Betriebsmittelinvestitionen. Diese beinhalten neben den Investitionen für die Betriebsmittel selbst auch solche Maßnahmen, die beispielweise die Planung, Errichtung oder Grabenarbeiten umfassen. Zusätzliche Investitionen oder auch betriebliche Aufwendungen für die Umsetzung eines gesteuerten Ladens sind in dem Investitionsbedarf nicht enthalten. Eine Reduktion des Bedarfs und Synergien durch zum Beispiel zeitgleiches Verlegen mehrerer

paralleler Betriebsmittel werden nicht berücksichtigt. Damit bleiben die längenbezogenen Kosten wie zum Beispiel für Grabenarbeiten konstant. Folglich könnten hier Einsparung realisiert werden, wenngleich die Ausbaumaßnahmen im Wesentlichen hiervon nicht berührt sind. Für das Nutzen eventueller Synergien muss jedoch zum entsprechenden Planungszeitpunkt eine zukünftige Versorgungsaufgabe mit entsprechendem Planungshorizont bekannt sein.

4.5 Weiterentwicklung des Modells gegenüber bisherigen Studien

Die hier beschriebene Methodik wurde gegenüber bisherigen Studien⁷² um folgende Aspekte erweitert:

- Es wurde zwischen Elektro-Pkw mit verschiedenen Fahrzeugnutzungskonzepten unterschieden, die in Mittel- und Niederspannungsnetzen angeschlossen werden.
- Die in den bisherigen Studien genutzten Gleichzeitigkeitsfunktionen wurden um verschiedene Ladeleistungen sowie das Laden am Arbeitsplatz erweitert.
- Es wurden netzdienliche Ladekonzepte betrachtet. Hierzu zählt das gesteuerte Laden, das eine optimale Verschiebung von Ladevorgängen zur Residuallastglättung ansetzt. Das gesteuerte Laden+ wurde ebenfalls in das Modell integriert und ermöglicht in der Modellierung eine zusätzlichen Kappung von Lastspitzen.
- Die Methodik des Netzneubaus und eine maximale Anzahl von Betriebsmitteln wurden berücksichtigt.

72 dena (2017); EWI; e.Ruhr (2018).

05 | Ergebnisse der Modellierung

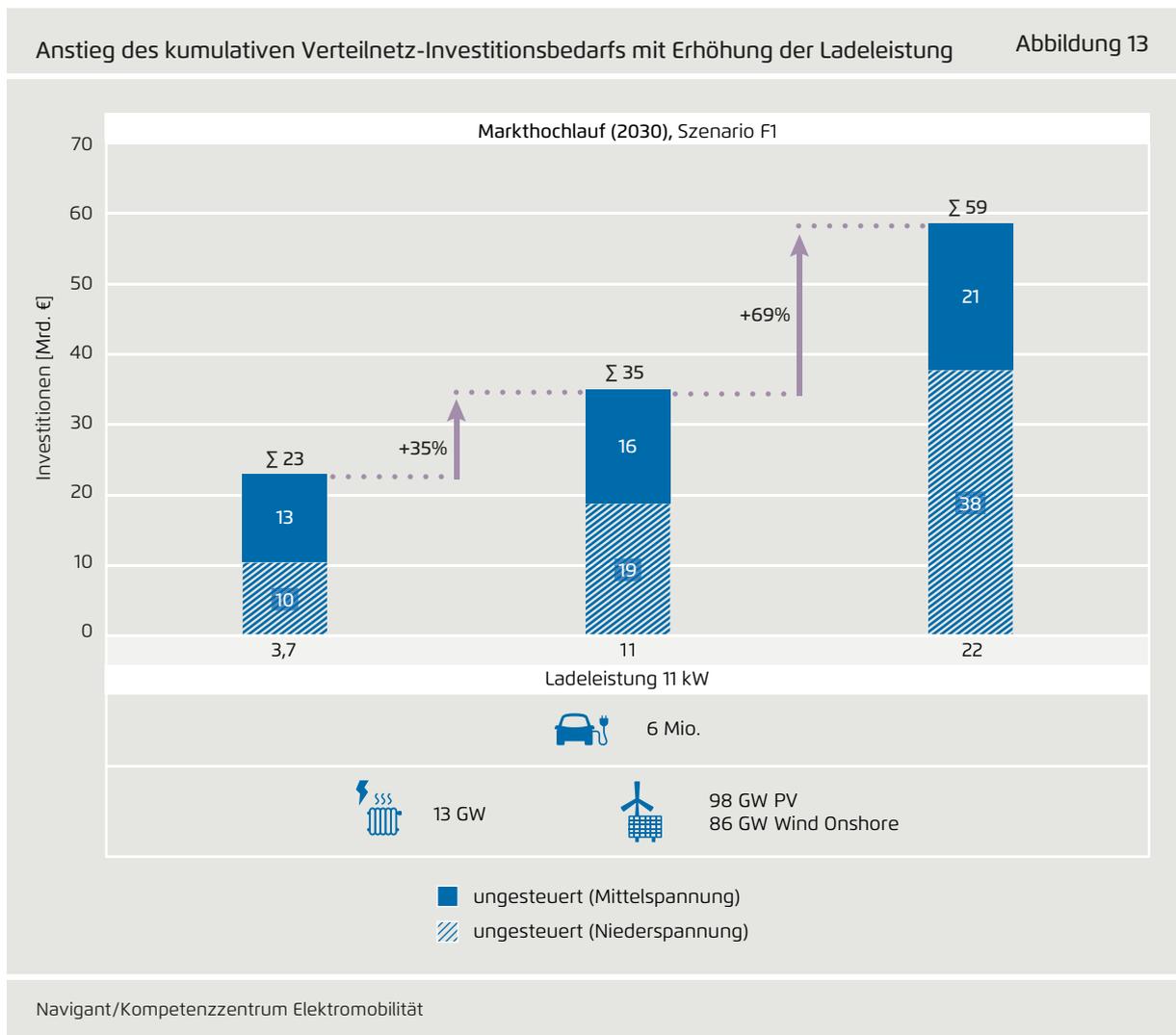
5.1 Investitionsbedarf steigt mit der verfügbaren Ladeleistung

Der Investitionsbedarf in die Nieder- und Mittelspannungsebene des Verteilnetzes variiert je nach zur Verfügung gestellter Ladeleistung stark. Abbildung 13 zeigt dies für das Szenario F1 ohne Ladesteuerung. Für alle weiteren Szenarien wird eine Ladeleistung von 11 kW angenommen.

Der Investitionsbedarf umfasst Kosten für Leitungen inklusive Grabungsarbeiten und Kosten für Transformatoren. Abbildung 13 vergleicht den mittelfristigen Investitionsbedarf bis etwa 2030 im Szenario F1 für Ladeleistungen von 3,7, 11 und 22 kW.

Heutzutage stellen die meisten Ladepunkte in Deutschland eine Ladeleistung von 3,7 kW zur Verfügung. Höhere Leistungen sind für private Haushalte nur in Ausnahmefällen installiert. Der Investitionsbedarf für eine Durchdringung von 6 Mio. Elektro-Pkw mit heute üblichen Ladeleistungen und ohne netzdienliche Ladesteuerung beträgt 23 Mrd. Euro (siehe Abbildung 13). Werden anstelle der heute üblichen 3,7 kW in der Modellierung 11 kW zu Hause und am Arbeitsplatz⁷³ zur Verfügung gestellt, erhöht sich in der Modellierung die Summe der

73 Die Leistung von 11 kW wird ebenfalls für öffentliche Ladepunkte vor Wohnhäusern, halböffentliche Ladepunkte, etwa auf Supermarktparkplätzen, und Ladepunkte für Fahrzeuge in kleinen Flotten angenommen (vgl. Tabelle 2).



notwendigen Investitionen in das Verteilnetz um über 50 Prozent. Die Steigerung des Investitionsbedarfs ist dabei aber deutlich unterproportional zur Erhöhung der Ladeleistung. Mit einer knappen Verdreifachung der Ladeleistung von 3,7 kW auf 11 kW steigt der Investitionsbedarf nicht um den Faktor drei, sondern um deutlich weniger als das Doppelte. Der Grund hierfür ist, dass die Gleichzeitigkeit der Ladung bei höheren Ladeleistungen aufgrund der kürzeren Ladezeiten sinkt.

Der höhere Investitionsbedarf steht einem deutlichen Komfortgewinn für die Nutzer durch höhere Ladeleistungen gegenüber, da sich die Ladezeit stark verringert. Ein Elektro-Pkw mit einer Batteriekapazität von 35 kWh kann mit einer Ladeleistung von 11 kW in etwa 2 Stunden von 20 Prozent auf 80 Prozent des Batteriestands aufgeladen werden, mit einer Ladeleistung von 3,7 kW dauert der Ladevorgang fast 6 Stunden. Durch eine Ladeleistung von 22 kW würde der Komfort durch kürzere Ladezeiten weiter erhöht, allerdings würde sich auch der notwendige Investitionsbedarf um fast 70 Prozent erhöhen. Bei einem Bestand von über 6 Mio. Elektro-Pkw würde der Verteilnetzausbau für 22 kW Ladeleistung zu Hause und am Arbeitsplatz und ungesteuertes Laden nicht nur sehr kostenintensiv, sondern auch an Grenzen der Umsetzbarkeit stoßen. So können zusätzliche Transformatoren in dicht bebauten Gebieten nicht ohne Weiteres integriert werden, da der Platz für eine Erweiterung einer Kompaktstation nicht immer ausreichend ist.

Während sich im Bereich der niedrigen Ladeleistungen (3,7 kW bzw. 11 kW) der Investitionsbedarf nahezu gleichmäßig auf Mittel- und Niederspannungsebene verteilt, zeigt sich mit Erhöhung der Ladeleistung (22 kW) eine zunehmende Verlagerung der Investitionen hin zur Niederspannungsebene.

Die zukünftige Nutzung einer Ladeleistung von 11 kW wird von Akteuren aus der Wirtschaft als wahrscheinlich und erstrebenswert eingeschätzt. Verteilnetzbetreiber und Automobilhersteller wie zum Beispiel Volkswagen richten sich auf einen Standard von 11 kW ein.⁷⁴ In einer kürzlich angekündigten Studie von E.on wird für die Modellierung von Netzausbauminvestitionen 11 kW

Ladeleistung zu Hause angenommen.⁷⁵ Nach Einschätzung des Verbands der Automobilindustrie werden in den 2020er-Jahren Ladepunkte mit 11 kW die größte Verbreitung finden.⁷⁶

Eine Entscheidung zugunsten des Ausbaus des Verteilnetzes auf eine Ladeleistung von 11 kW erscheint aus Sicht der Nutzer erstrebenswert und aus der Perspektive des Verteilnetzausbaus zwar investitionsaufwendiger als ein Laden mit 3,7 kW, aber realisierbar. Die Bereitstellung einer ungesteuerten Ladeleistung von 22 kW erweist sich hingegen bereits im Bereich des hier betrachteten früheren Markthochlaufs aufgrund des zu erwartenden Netzausbaus als schwer realisierbar. Zwar könnten mit den Ladekonzepten gesteuertes Laden und gesteuertes Laden+ die Netzausbaubedarfe auch bei 22 kW und größeren Elektroautozahlen deutlich gemindert werden – dies zeigen unveröffentlichte Testmodellierungen –, aber die damit verbundenen notwendigen Investitionssummen erscheinen unverhältnismäßig hoch. Für alle weiteren hier gezeigten Szenarien und deren Ergebnisse werden die Ladeleistungen von 3,7 kW und 22 kW nicht weiter berücksichtigt.

5.2 Gesteuertes Laden reduziert den Investitionsbedarf stark

Abbildung 14 zeigt die Modellierungsergebnisse für die mittelfristigen Werte im Szenario „Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems“ mit jeweils 6 bzw. 15 Mio. Elektro-Pkw (Teilszenarien F1 und F2).

Bei einem Markthochlauf von 15 Mio. Elektro-Pkw im Vergleich zu 6 Mio. Elektro-Pkw (alle anderen Annahmen sind in beiden Szenarien identisch) ist mit 72 Mrd. Euro ein annähernd doppelt so hoher Investitionsbedarf erforderlich. Bei ungesteuertem Laden mit hohen Ladeleistungen wird also schon bei 15 Mio. Elektro-Pkw ein hoher Netzausbaubedarf hervorgerufen. Für die Berechnungen des langfristigen Investitionsbedarfs bis etwa 2050 wurde daher der ungesteuerte Fall weder im Teilszenario F3 noch im Szenario M1 weiter berücksichtigt.

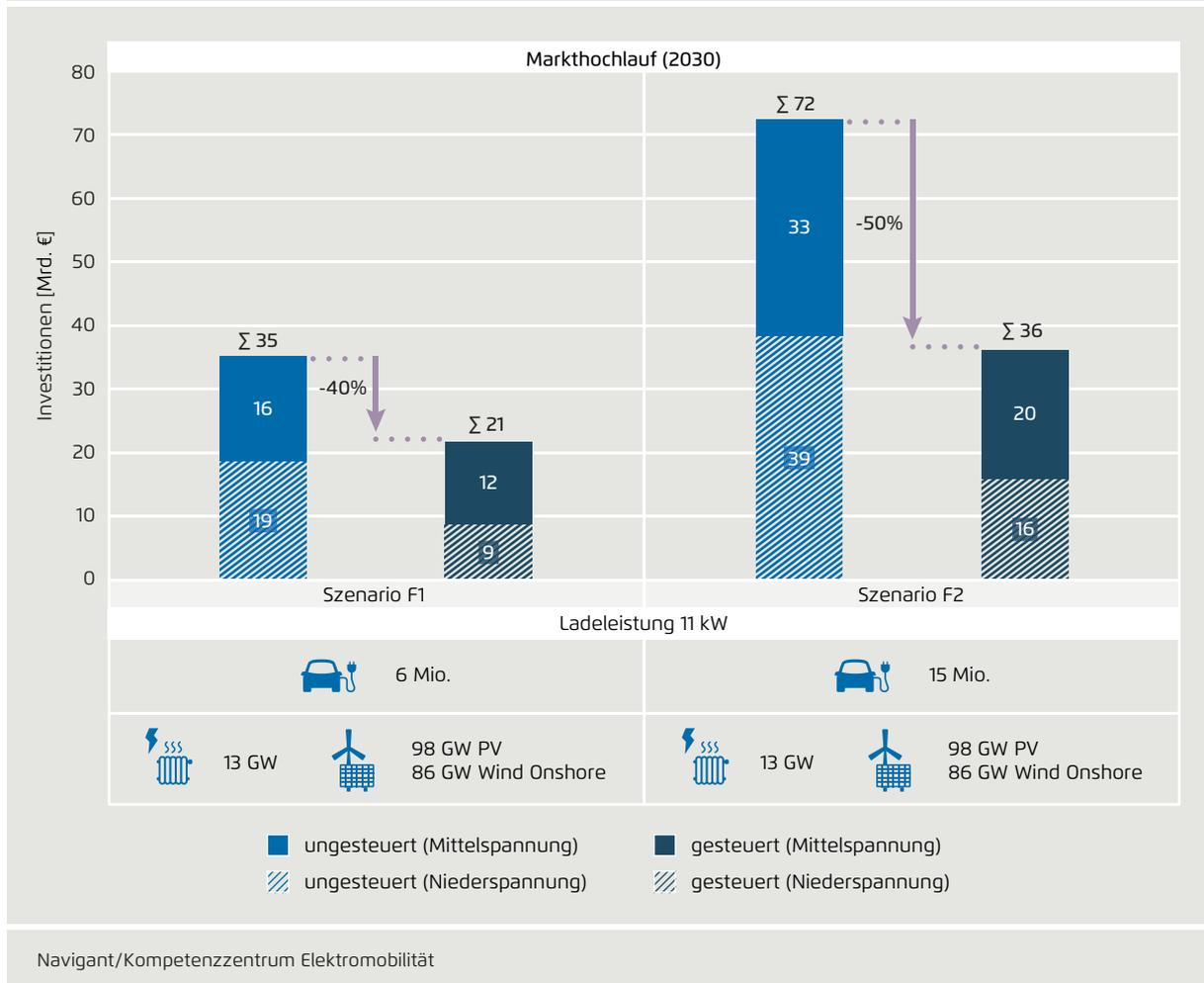
74 Volkswagen (2019).

75 Spiegel (2019).

76 VDA (2019).

Reduktion des kumulativen Verteilnetz-Investitionsbedarfs durch gesteuertes Laden

Abbildung 14



Durch die zeitliche Verlagerung von Ladevorgängen können die netzauslegungsrelevanten Lastspitzen reduziert werden. Im Szenario F1 mindert sich der Investitionsbedarf im gesteuerten Fall um 40 Prozent. Dies entspricht potenziellen Investitionseinsparungen von 14 Mrd. Euro bis 2030. Im Szenario F2 ist die Reduktion des Investitionsbedarfs noch deutlicher. Der Investitionsbedarf wird halbiert. Dies entspricht potenziellen Investitionseinsparungen von 36 Mrd. Euro bis 2030.

Gemessen an der Leitungslänge entspricht der Netz- neu- und -ausbaubedarf in Teilszenario F1 etwa 381.000 km im ungesteuerten Fall und 198.000 km im gesteuerten Fall. Im Teilszenario F2 reduziert sich der Bedarf von 784.000 km Leitungslänge im ungesteuerten

auf 341.000 km im gesteuerten Fall. Eine umfassende Übersicht der Leitungskilometer pro Teilszenario ist in Tabelle 15 dargestellt.

5.3 Mobilitätswende und Optimierung des gesteuerten Ladens reduzieren den Investitionsbedarf

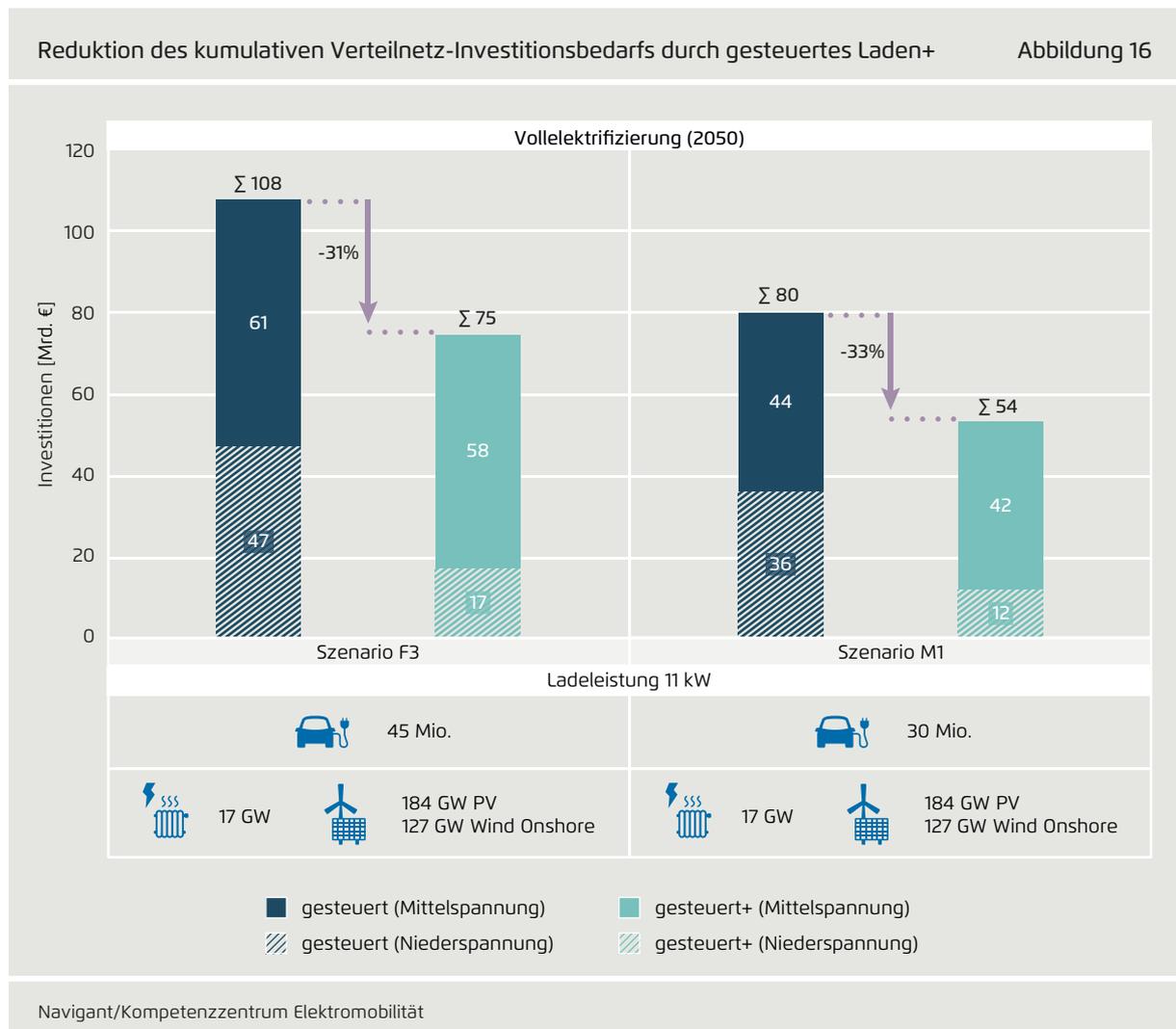
Erwartungsgemäß ist der langfristige kumulative Investitionsbedarf bis etwa 2050 in einem Szenario mit vollständiger Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, einer hohen Durchdringung mit Wärmepumpen, einer Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs sowie einer weitgehenden Elektrifizierung von Bussen deutlich höher als

nungsnetzes beträgt 520.000 km. In dieser Spannungsebene wird für F3 ein Netzaus- und -neubaubedarf von 97 Prozent der heute existierenden Leitungslänge und für M1 von 69 Prozent der heutigen Leitungslänge erwartet. Eine vollständige Übersicht der Leitungslängen gemäß Teilszenarien ist im Anhang in Tabelle 15 dargestellt.

Abbildung 16 zeigt, dass sich die Investitionsbedarfe sowohl im Szenario F3 mit 45 Mio. Elektro-Pkw als auch im Mobilitätswendeszenario M1 mit 30 Mio. Elektro-Pkw durch das Ladekonzept „gesteuert+“ deutlich senken lassen. Im Szenario F3 sind es 31 Prozent und im Szenario M1 33 Prozent. Mit Blick auf die unterschiedlichen Netzebenen zeigt sich, dass sich vor allem die Investitionsbedarfe auf der Niederspannungsebene verringern.

Im Szenario F3 von 47 Mrd. Euro auf 17 Mrd. Euro um 64 Prozent und im Szenario M1 von 36 Mrd. Euro auf 12 Mrd. Euro um 67 Prozent. Die Auswirkungen von gesteuertem Laden+ sind auf der Mittelspannungsebene aufgrund der hohen Anteile nicht steuerbarer Lasten weniger ausgeprägt. Im Teilszenario F3 kann auf dieser Spannungsebene bei gleicher Ladeleistung eine Investitionsreduktion von 3 Mrd. Euro erzielt werden, im Teilszenario M1 beträgt das Reduktionspotenzial 2 Mrd. Euro.

Das in Kapitel 4.2.3 beschriebene Konzept gesteuertes Laden+ reduziert die über den Zeitraum eines Jahres genutzte Energie in der Niederspannung um 3 Prozent. Von dieser Reduktion sind im Szenario F3 495 Stunden betroffen, im Szenario M1 sind es mit 494. In beiden



Fällen beträgt die durchschnittliche Dauer 124 Minuten. Sowohl die durchschnittliche Dauer der einzelnen Maßnahmen als auch die Anzahl der betroffenen Stunden sind reine Modellierungsergebnisse für die Netzplanung und ermöglichen keine Rückschlüsse auf einzelne Nutzer oder Netzgebiete.

Es zeigt sich, dass die netzdienliche Steuerung des Ladens von Elektro-Pkw den Bedarf an Investitionen in den Ausbau von Stromverteilnetzen deutlich reduzieren kann. Die Ausgestaltung eines verlässlichen regulatorischen Rahmens für netzdienliche Steuerung in der Realität muss neben der Hebung von Potenzialen zur Minderung des Investitionsbedarfs in das Verteilnetz sicherstellen, dass Komforteinbußen für Kunden möglichst gering bleiben. Die hierfür relevanten Ansatzpunkte im Hinblick auf die Steuerbarkeit von Elektro-Pkw und Anreize für die Lenkung von Ladevorgängen werden in Kapitel 6 beleuchtet.

5.4 Investitionsbedarf vergleichbar mit historischen Investitionen

Die ermittelten Beträge kumulativer Investitionen in den dargestellten Szenarien und bei unterschiedlichen Ladelogiken zeigen den Gesamtbedarf für den Verteilnetzausbau in der Nieder- und Mittelspannung bis 2030 und bis 2050. Die Höhe der Investitionsbedarfe lässt sich im Vergleich zu historischen Verteilnetzinvestitionen bewerten. Deren Höhe veröffentlicht die Bundesnetzagentur in ihrem jährlichen *Monitoringbericht*. Allerdings beziehen sich die Zahlen der Bundesnetzagentur auf die Verteilnetze inklusive Hochspannungsebene. Wie in Kapitel 2.2 beschrieben, wurde diese Ebene in der vorliegenden Studie nicht modelliert. Als grober Anhaltspunkt dafür, welcher Investitionsbedarf für die Hochspannungsnetze hinzugefügt werden müsste, können Daten aus der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende⁷⁸ dienen. Dort wird der mögliche Investitionsbedarf hinsichtlich des Hochspannungsnetzes für den Zeitraum 2015 bis 2050 mit 67 Mrd. Euro angegeben. Dies entspricht jährlichen Investitionen von 1,9 Mrd. Euro. Anders als die Investitionsbedarfe auf der Nieder- und Mittelspannungsebene wurde der Wert für die Hochspannungsebene in der dena-Leitstudie nicht

78 dena (2017).

durch eine Modellierung gewonnen, sondern durch Extrapolation vergangener Investitionen bezüglich des Zubaus Erneuerbarer Energien.

Laut Bundesnetzagentur betragen die jährlichen Investitionen in die Verteilnetze im Zeitraum 2008 bis 2017 zwischen 2,4 (2008) und 3,8 (2015) Mrd. Euro.^{79,80}

Werden die in der vorliegenden Studie im Modell berechneten Gesamtinvestitionen für die Energiewende inklusive Erneuerbaren Energien, Elektromobilität und Wärmepumpen bis 2050⁸¹ linearisiert und über die Jahre bis 2030 bzw. 2050 verteilt, ergeben sich ebenso jährliche Investitionsbedarfe. Sie werden ausgehend vom im Modell hinterlegten Netzzustand von 2015 errechnet, das heißt, die modellierten Investitionen für F1 und F2 werden durch 15 Jahre, für F3 und M1 durch 35 Jahre geteilt. Abbildung 17 zeigt den Investitionsbedarf in Mrd. Euro, der (unter Annahme einer Gleichverteilung der Investitionen über die Jahre) zwischen 2015 und 2030 bzw. 2015 und 2050 pro Jahr durchschnittlich anfallen würde, um das Verkehrssystem auf Elektromobilität umzustellen, Wärmepumpen zur Bereitstellung Erneuerbarer Wärme zu installieren und den Strom erneuerbar zu produzieren. Es wird deutlich, dass der berechnete Bedarf an Investitionen in das Verteilnetz auf der Nieder- und Mittelspannungsebene deutlich kleiner bis gleich hoch im Vergleich zu den bereits heute jährlich von den Verteilnetzbetreibern getätigten Investitionen in die Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene ist. Inklusive des oben angegebenen, auf Extrapolation beruhenden Wertes für Investitionen in die Verteilnetze der Hochspannungsebene bis 2050 lägen die jährlichen Investitionen in einer Welt des Szenarios F3 bei 4 Mrd. und in einer Welt des Szenarios M1 bei 3,4 Mrd. Euro. Die Investitionen lägen dann in vergleichbarer Höhe zu den historischen Investitionen.

79 Als Investitionen im Sinne des Monitorings gelten die jährlich aktivierten Bruttozugänge an Sachanlagen und der Wert der neu gemieteten bzw. gepachteten neuen Sachanlagen. Bei den Ergebnissen handelt es sich um handelsrechtliche Angaben der Verteilernetzbetreiber aus den jeweiligen Bilanzen der Unternehmen.

80 BNetzA (2018).

81 Im Modell ist der Netzzustand 2015 hinterlegt.

Jährlicher Verteilnetz-Investitionsbedarf der Szenarien 2015 – 2030 und 2015 – 2050 im Vergleich zu historischen Investitionen der Verteilnetzbetreiber

Abbildung 17



5.5 Gesteuertes Laden wirkt ungleicher regionaler Verteilung von Investitionsbedarfen entgegen

In der öffentlichen Diskussion spielen Verteilungsfragen im Hinblick auf den Netzausbau eine prominente Rolle. Wenngleich diese Diskussion hier nicht im Fokus steht, ermöglichen die Ergebnisse der vorliegenden Studie Hinweise auf Verteilungsfragen. Abbildung 18 stellt die Verteilung des Investitionsbedarfs auf Gemeinden im städtischen, halbstädtischen und ländlichen Raum bei einer Anzahl von 6 und 15 Mio. Elektro-Pkw dar.⁸²

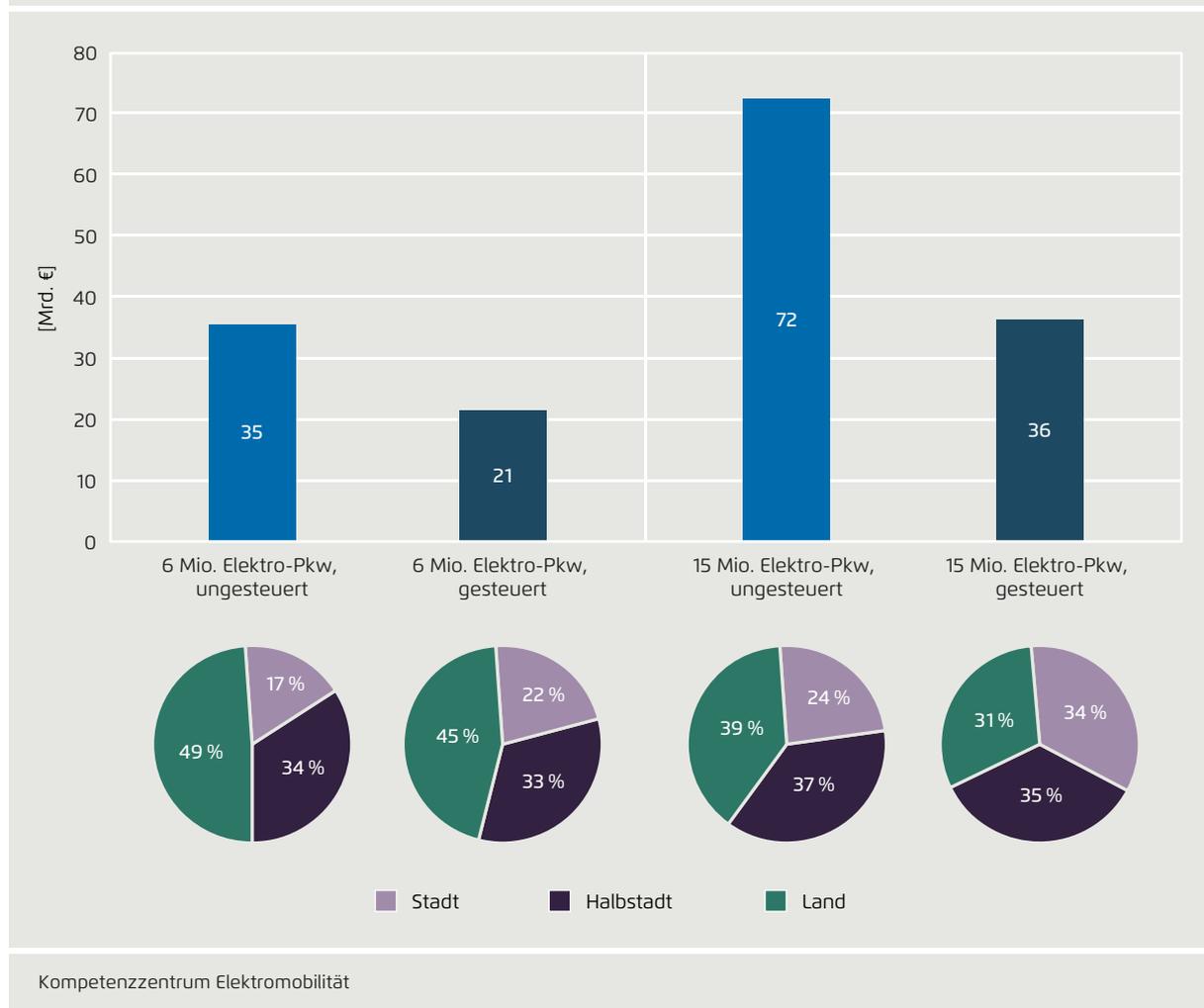
Die Verteilung wird für die Ladeleistung von 11 kW jeweils für den gesteuerten und ungesteuerten Fall angegeben.

Es wird deutlich, dass der Anteil der Investitionen, die auf den ländlichen Raum entfallen, sich im Falle einer flächendeckenden Ladesteuerung sowie bei steigenden Elektroautozahlen verringert. Entfallen bei 6 Mio. Elektro-Pkw im ungesteuerten Fall 49 Prozent der Investitionen auf den ländlichen Raum und nur 17 Prozent auf den städtischen, verändert sich die Verteilung bei 15 Mio. Elektro-Pkw mit Ladesteuerung auf nur noch 31 Prozent im ländlichen Raum und 34 Prozent im städtischen Raum.

⁸² Alle Angaben beziehen sich auf die für das Modell angenommene Regionalisierung.

Kumulativer Verteilnetz-Investitionsbedarf und Verteilung auf Stadt, Halbstadt und Land

Abbildung 18



Eine mögliche Begründung für die dargestellte Verschiebung ist, dass Ladepunkte zu Hause in ländlichen Gemeinden aufgrund der höheren Anteile von Ein- und Zweifamilienhäusern eine größere Rolle spielen. Beim Laden zu Hause (und am Arbeitsplatz) ist die Möglichkeit der Verschiebung der Ladevorgänge am größten, wodurch sich gesteuertes Laden auf den ländlichen Raum überproportional positiv auswirkt. Zudem führt die Verschiebung von Ladevorgängen mit dem Ziel einer Residuallastglättung zu einer Reduktion von Einspeisespitzen. Folglich kann insbesondere im ländlichen Raum mit höheren Anteilen Erneuerbarer Energien im Verteilnetz eine Reduktion des netzauslegungsrelevanten Rückspeisefalles erzielt werden.

Der Ausbau des Verteilnetzes, der auf die zunehmende Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist, hat sich bisher vor allem auf ländliche Gebiete fokussiert.⁸³ Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass die Elektromobilität den Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten des Verteilnetzes auf halbstädtische und städtische Gebiete ausweitet.

Die Entlastung des ländlichen Raumes bei den Investitionen in den Verteilnetzausbau durch netzdienliche Ladesteuerung gewinnt Relevanz, wird die Bevölkerungsverteilung mit in die Betrachtung aufgenommen.

83 dena (2012).

So haben die ländlichen Gebiete zwar einen Anteil von 67 Prozent an der Fläche Deutschlands. Der Anteil der in ländlichen Gebieten lebenden Bevölkerung an der Gesamtbevölkerung ist aber aufgrund der niedrigeren Bevölkerungsdichte mit 23 Prozent sehr gering. Tabelle 3 verdeutlicht dies.

Tabelle 4 zeigt, wie sich der Investitionsbedarf 2015 – 2030 pro Kopf auf die verschiedenen Netzgebietsklassen verteilt. Durch unterschiedliche Netzentgeltberechnungen und verschiedene strukturelle Eigenschaften einzelner Netzgebiete kann daraus jedoch keine direkte Aussage zur Höhe zukünftiger Netzentgelte abgeleitet werden. Der bereits festgestellte ausgleichende Effekt, den Ladesteuerung auf die Verteilung von Netzausbauinvestitionen hat, wird angesichts der Pro-Kopf-Darstellung noch deutlicher. So würden die Menschen auf dem Land bei 6 Mio. Elektro-Pkw im ungesteuerten Fall mit 61 Euro etwa viereinhalbmal so viel zahlen wie die Menschen in der Stadt. Bei 15 Mio. Elektro-Pkw und netzdienlicher Ladesteuerung würden die Menschen auf dem Land nur noch rund 40 Prozent mehr für den Netzausbau bezahlen als die Menschen in der Stadt.

Wie bereits in Kapitel 5.4 dargestellt, liegen die in dieser Studie ermittelten zukünftigen Investitionsbedarfe für die Netzebenen Nieder- und Mittelspannung im Schnitt deutlich unter den historischen Investitionen in Stromverteilnetze in Deutschland inklusive Hochspannungsebene. Neben dem positiven Effekt der Ladesteuerung in Hinblick auf Höhe und Verteilung von Investitionsbedarfen ergibt sich noch ein weiterer potenziell entlastender Effekt: Wie Fraunhofer ISI für ein vorstädtisches Gebiet mit geringem Investitionsbedarf ermittelt, kann der Markthochlauf der Elektromobilität unter Umständen eine Senkung der Netzentgelte pro kWh bewirken.⁸⁴ Die Fixkosten des Verteilnetzes werden auf eine größere Anzahl an verbrauchtem Strom verteilt, die spezifischen Netzentgelte pro verbrauchter Stromeinheit sinken damit. Die Wirksamkeit dieses Mechanismus ist jedoch davon abhängig, ob Elektromobilität in einem bestimmten Gebiet vor allem zu einer besseren Auslastung des bestehenden Netzes führt oder ob hohe zusätzliche Investitionen notwendig werden.

84 Vgl. Fraunhofer ISI (2018).

Bevölkerungsverteilung in Deutschland 2015		Tabelle 3
Gesamtbevölkerung	82 Mio.	
Bevölkerungsanteil Stadt	35%	
Bevölkerungsanteil Halbstadt	42%	
Bevölkerungsanteil Land	23%	

Kompetenzzentrum Elektromobilität

Jährliche Pro-Kopf-Verteilnetzinvestitionen 2015 – 2030 im städtischen, halbstädtischen und ländlichen Raum					Tabelle 4
Jährliche Pro-Kopf-Investitionen in € (2015 – 2030)	6 Mio. Elektro-Pkw		15 Mio. Elektro-Pkw		
	ungesteuert	gesteuert	ungesteuert	gesteuert	
Stadt	14	11	40	28	
Halbstadt	23	13	52	24	
Land	61	33	99	39	

Kompetenzzentrum Elektromobilität

5.6 Unsicherheiten der Ergebnisse

Wie in jeder Studie mit einem langen Zeithorizont sind die hier präsentierten Ergebnisse vom Eintreten der getroffenen Annahmen abhängig, in diesem Fall von den Annahmen über die Entwicklung der Elektromobilität als Technologie. Sollten sich zum Beispiel geografisch zentralisierte Ladekonzepte gegenüber verteilten Ladepunkten durchsetzen, wären andere Ausbaupfade der Verteilnetze mit mehr Investitionen in Mittel- und ggf. Hochspannung notwendig. Auch berücksichtigt die Studie sehr viele Ladepunkte beim Arbeitgeber. Inwiefern sich dieses Konzept durchsetzt, ist momentan unsicher. Für das Szenario M1 besteht zudem eine hohe Unsicherheit in Bezug auf die Entwicklung der Zusammensetzung der Verkehrsträger. Insbesondere Struktur und Auslastung kollaborativer Mobilitätsangebote haben wesentlichen Einfluss auf den Netzausbaubedarf.

Ein besonders hoher Unsicherheitsfaktor ist mit dem Fortschritt der autonomen Mobilität verbunden. Autonome Mobilität bedeutet hierbei vollautonome Fahrzeuge, die alle Fahrfunktionen übernehmen und keinen Fahrer mehr benötigen (L5). Aus Perspektive der Netzplanung ist vor allem diese Stufe des autonomen Fahrens relevant, da sich mit ihr die gefahrenen Wege und das Ladeverhalten signifikant verändern könnten.⁸⁵ Mehrere Studien zeigen Entwicklungspfade auf, in denen vollautonome Fahrzeuge private Pkw ersetzen könnten. Nach Schätzungen des BMVI ist der Markteintritt für fahrerlose Pkw ab 2039 realisierbar, bis 2050 wird der Anteil von fahrerlosen Pkw auf etwa 9 Prozent geschätzt.⁸⁶

Der zukünftige Auslastungsgrad autonomer Fahrzeuge hat starke Auswirkungen auf die benötigte Lade- und Netzinfrastruktur. Sollten autonome Fahrzeuge überwiegend gemeinschaftlich genutzt werden, könnte der Bedarf an Ladeinfrastruktur geringer ausfallen. Die Nachfrage nach geteilten Mobilitätsangeboten könnte steigen, wenn Nutzer kostengünstig von ihrem Startpunkt abgeholt würden. Bei der zukünftigen Ausgestaltung der Angebote ist vor allem relevant, ob Fahrzeuge eine Mobilitätsanfrage nach der anderen konsekutiv

abarbeiten (AutoVots) oder ob sie mehrere Fahrgäste mit unterschiedlichen Start- und Zielpunkten auf einmal aufnehmen (Taxibots).⁸⁷

Die prognostizierte Anzahl der Pkw könnte sich je nach überwiegender Nutzung unterschiedlich stark reduzieren. Laut einer Studie über Lissabon könnte die Anzahl der Pkw dort auf 17 Prozent des Bestands reduziert werden, wenn der MIV durch AutoVots bedient würde.⁸⁸ Mit der Nutzung von Taxibots wäre sogar eine Reduktion auf 10 Prozent möglich. Die Entwicklung der Fahrzeugkilometer ist allerdings mit großer Unsicherheit behaftet. Im Vergleich zum MIV mit privaten Fahrzeugen führt ein höherer Besetzungsgrad der Fahrzeuge dazu, dass die Fahrleistung abnimmt, wohingegen Leerfahrten und Umwege zum nächsten Kunden zu einer Steigerung der Fahrleistung führen. Für Lissabon wird eine Steigerung der Fahrleistung im Vergleich zur heutigen Auslastung von Pkw von 6 Prozent für Taxibots und 44 Prozent für AutoVots prognostiziert.

Möglich ist, dass autonome Taxis Fahrten mit dem ÖV ersetzen.⁸⁹ Je nach Kostenentwicklung könnten autonome Taxis eine potenziell starke Konkurrenz zum ÖV darstellen. Es ist allerdings auch möglich, dass autonome Taxis den ÖV in Zukunft gezielt ergänzen werden, indem sie Personen direkt zu und von den Linien vielbefahrener ÖV-Strecken befördern. In diesem Fall würden nur solche ÖV-Strecken durch autonome Taxis ersetzt, die ohnehin wenig genutzt werden.

Im Interesse der Kosten- und Raumeffizienz im urbanen Bereich könnte das Laden autonomer Fahrzeuge an zentralisierten Ladeorten durchgeführt werden, die direkt an die Mittel- oder bei großen Ladeplätzen an die Hochspannung angeschlossen würden. Die Fahrleistung der Fahrzeuge würde durch das Anfahren abgelegener Ladeorte möglicherweise erhöht. Dagegen würde sich die Last gegenüber den in der vorliegenden Studie angenommenen Werten in der Niederspannung eventuell beträchtlich reduzieren, die Last an der Mittelspannung sich erhöhen. Hierdurch entsteht ein Risiko von *sunk costs* für Netzbetreiber, falls sie zunächst die Niederspannung ausbauen, und dann die geschaffenen Kapazi-

85 Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Group; TUHH; MFIVE (2019).

86 Ebd.

87 OECD; IFT (2015).

88 Ebd.

89 Vgl. Roland Berger; ACE (2017).

täten durch das Durchsetzen von autonomen Fahrzeugen nicht mehr genutzt werden.

Die Nutzung von autonomen Fahrzeugen sollte frühzeitig regulativ so eingebettet werden, dass sie die Verkehrswende unterstützen. Für eine Bewertung von ähnlicher Detailtiefe, wie sie in dieser Studie angestrebt wurde, müssten in der Modellierung Aspekte des Mobilitätsverhaltens hochaufgelöst abgebildet und dabei das Spektrum der vielfältigen Ausprägungsmöglichkeiten angemessen abgedeckt werden. Angesichts des Umfangs und der Schwerpunktverschiebung müssen derartige Untersuchungen zukünftigen Studien vorbehalten bleiben.

5.7 Einordnung der Ergebnisse in die Literatur

Eine Reihe von Studien hat in den vergangenen Jahren den Verteilnetzausbaubedarf für die Energiewende mit Elektromobilität beleuchtet. Abbildung 19 ordnet die Ergebnisse der vorliegenden Studie in die Literatur ein

und liefert einen vergleichenden Überblick über die notwendigen Investitionen für den Ausbau der Nieder- und Mittelspannung in unterschiedliche Szenarien mit einer Ladeleistung von 11 kW.

Die Studie *Moderne Verteilernetze für Deutschland* im Auftrag des BMWi⁹⁰ und die *dena-Verteilnetzstudie*⁹¹ ermitteln einen deutlich geringeren Investitionsbedarf als die vorliegende Studie, da sie den lastgetriebenen Ausbau nicht betrachten. Darüber hinaus wird in beiden Studien von einer vergleichsweise geringen Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen ausgegangen.

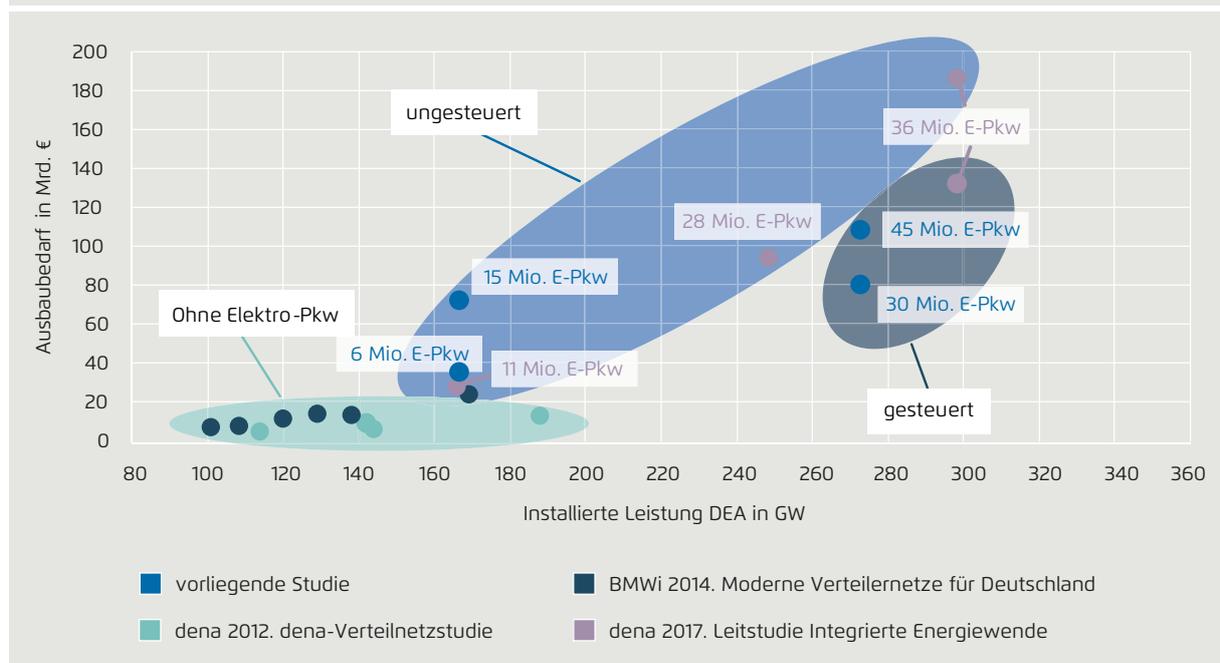
Der Modellierung der *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende* liegen ähnliche Annahmen wie der vorliegenden Studie zugrunde, obwohl sie etwas ambitioniertere Annahmen für den Ausbau Erneuerbarer Energien trifft (Abbildung 19) und in die Modellierung nur private Elektro-Pkw einbezieht, nicht Busse oder eine

90 E-Bridge; IEAW; OFFIS (2014).

91 dena (2012).

Einordnung der Ergebnisse in den Forschungsstand (Niederspannung und Mittelspannung, Ladeleistung von 11 kW)

Abbildung 19



in der Mittelspannung angeschlossene Schnellladeinfrastruktur. In der dena-Leitstudie wurde für Heimpladepunkte durchgängig eine Ladeleistung von 11 kW angenommen. Im Vergleich schätzt die dena-Leitstudie den Investitionsbedarf mittelfristig, also bis etwa 2030, etwas höher ein: für die Integration von 11 Mio. Elektro-Pkw sind die Werte ähnlich hoch wie für die Integration von 6 Mio. Elektro-Pkw in der vorliegenden Studie. Für 15 Mio. sind die Ergebnisse ungefähr doppelt so hoch wie für 11 Mio. Elektro-Pkw in der dena-Leitstudie. Dies könnte auf den höheren Ausbau erneuerbarer Energien zurückzuführen sein. Langfristig wird der Investitionsbedarf in der dena-Leitstudie sowohl für den gesteuerten als auch den ungesteuerten Fall höher eingeschätzt. Dies liegt unter anderem daran, dass ein noch ambitionierter Ausbau dezentraler Energieanlagen (ausgedrückt in installierter Leistung) angenommen wurde.

In der dena-Leitstudie wird für das gesteuerte Laden („Flex-Szenario“) eine Kostenreduktion von circa 30 Prozent gegenüber dem konventionellen Szenario berechnet. In der vorliegenden Studie liegt die Reduktion durch gesteuertes Laden in den Teilszenarien F1 und F2 bei 40 bis 50 Prozent. Außerdem wird in der vorliegenden Studie gezeigt, dass der Investitionsbedarf durch das gesteuerte Laden+ gegenüber dem gesteuerten Laden um weitere 30 bis 40 Prozent reduziert werden kann.

5.8 Zwischenfazit

Die Modellierung des notwendigen Verteilnetzausbaus für die Energiewende einschließlich Einspeisung von Erneuerbarem Strom sowie der neuen Lasten Wärmepumpen und Elektromobilität zeigt, dass der Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Investitionen bei ungesteuertem Laden am höchsten sind, sich aber durch gesteuertes Laden und gesteuertes Laden+ deutlich senken lassen. Außerdem sind mit der Mobilitätswende deutliche Einsparpotenziale verbunden.

Da sich die bestehende Verteilnetzinfrastruktur innerhalb langer Zeiträume entwickelt hat, ist eine frühzeitige Berücksichtigung der neuen Lasten in der kurz-, mittel- und langfristigen Netzplanung unerlässlich, um zu verhindern, dass Verteilnetzengpässe ein zentraler Verzögerungsfaktor für die Energiewende werden. Eine

weitsichtige Netzplanung und eine engere Verzahnung zwischen Netzplanung und Netzbetrieb erhalten eine entsprechend größere Bedeutung.

Das Potenzial von gesteuertem Laden und gesteuertem Laden+ wird in den bisherigen Kapiteln des vorliegenden Gutachtens aus Sicht des Modells betrachtet. In den folgenden Kapiteln stehen regulatorische Fragen im Mittelpunkt. Es gilt, das modelltheoretische Potenzial für die Reduzierung des Investitionsbedarfes in den Verteilnetzausbau mittels Regulierung in die Praxis zu übersetzen. Komforteinbußen für Kunden sollen dabei möglichst weitgehend minimiert werden.

Der derzeitige Rahmen gesteuerten Ladens, vor allem im § 14 a EnWG definiert, bietet dazu noch keine ausreichenden Anreize. Darüber hinaus sind Fragen zur grundsätzlichen Steuerbarkeit, zur Umsetzung von Anreizen und zur Implementierung von Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozessen zu klären. Diese Fragen werden in Kapitel 6 aufgegriffen und in den Kontext bestehender Vorschläge zur Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens für gesteuertes Laden gesetzt.

06 | Regulatorischer Rahmen und Handlungsempfehlungen

6.1 Einleitung

Die Modellierung des Bedarfs an Investitionen in das Verteilnetz im ersten Teil des Berichtes zeigt deutlich, dass gesteuertes Laden den Netzausbaubedarf erheblich reduzieren kann. Um dieses Potenzial zu heben, ist ein verlässlicher regulatorischer Rahmen notwendig, der die netzdienliche⁹² Steuerung von Ladevorgängen ermöglicht und anreizt.

Die Bandbreite möglicher Anreize reicht dabei von Anpassungen der Netzentgeltsystematik, die eine freiwillige Verschiebung von Ladevorgängen in Zeiten geringer Lasten erwirken, bis zur Ultima Ratio der Unterbrechung von Ladevorgängen, sofern dies für die Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebes notwendig ist. Dieses Portfolio an Möglichkeiten wird im vorliegenden Kapitel beschrieben und in den aktuellen regulatorischen Rahmen eingeordnet.

Dieser Rahmen weist im Hinblick auf die Definition von Steuerungsmöglichkeiten und auf deren unterschiedliche Ausgestaltungsaspekte noch große Lücken auf. Zu klären sind beispielsweise die Aspekte Freiwilligkeit versus Verpflichtung, monetäre Anreize versus Pönale, Eingriffshäufigkeit und -modalitäten. Sie sind Gegenstand aktueller Diskussionen um die Ausgestaltung einer Verordnung zum § 14 a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Diese Verordnung soll nach derzeitiger Planung Mitte 2020 vorgestellt werden.

Aktuell sieht der § 14 a EnWG lediglich vor, dass Verteilnetzbetreiber (VNB) reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung anbieten. Elektrofahrzeuge sind explizit einbezogen. Im Einsatz sind die Vorgaben des § 14 a derzeit jedoch vor allem für steuerbare Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen. Für diese Anwendungen wurden technologiespezifische Steuerungsprofile entwickelt. So werden für Nachtspeicherheizungen Zeitfenster für die Nachladung während des Tages definiert, außerhalb derer der Verteilnetzbetreiber die Verbrauchseinrichtung unterbricht. Für Wärmepumpen, die kontinuierlich Strom abnehmen, werden zur Steuerung Sperrzeiten angegeben. Diese Steuerungsvorgaben finden sich in den

Standardlastprofilen (SLP)⁹³ wieder, die für die Lieferanten als Grundlage ihrer Belieferung der jeweiligen Verbraucher gelten.

Es wird im derzeitigen regulatorischen Rahmen jedoch nicht festgelegt, welches Ausmaß die Vergünstigungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen annehmen sollen, in welchem Umfang und wie die Steuerung erfolgen soll. Aus Kundenperspektive bedeutet dies, dass unklar ist, wann durch den Verteilnetzbetreiber in Ladevorgänge eingegriffen werden kann, wenn im Gegenzug für reduzierte Entgelte dem Verteilnetzbetreiber die Steuerbarkeit des Elektro-Pkw zugesichert wird.

Die Analyse im vorliegenden Kapitel konzentriert sich auf Ausgestaltungsfragen zur netzdienlichen Steuerbarkeit (d. h. zum Vorhandensein der grundsätzlichen Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, den Ladevorgang eines Elektro-Pkw zu steuern), zur präventiven, indirekten Steuerung von Ladevorgängen durch Anpassungen der Netzentgeltsystematik, der Allokation von Netzkapazitäten und schließlich, wo dies erforderlich ist, zur kurativen, direkten Steuerung von Ladevorgängen durch den Verteilnetzbetreiber.

Rein erzeugungsorientierte, also Energiepreissignale folgende und betriebswirtschaftlich motivierte Steuerungsstrategien, wie in Kasten 1 beschrieben, stehen nicht im Fokus des Kapitels. Ihre Wechselwirkungen werden jedoch im Zusammenspiel mit netzdienlicher Steuerung besprochen. Die netzdienliche Steuerung setzt dabei den Rahmen für das möglichst freie Handeln von Marktakteuren. Weitere relevante regulatorische Aspekte der Elektromobilität wie hinsichtlich der Ladeinfrastruktur oder die notwendigen Anreize innerhalb der Regulierung von Verteilnetzbetreibern stehen ebenfalls nicht im Fokus dieses Kapitels. Letztere werden in einem lau-

92 Siehe Kasten 1 für die Erläuterung des Begriffs „netzdienliches Laden“.

93 Aus mehreren Gründen sollte dieser Ansatz nicht auf Elektro-Pkw übertragen werden, da statische SLP nicht auf Veränderungen von Netzbelastungen reagieren. Außerdem besteht durch die Einführung von intelligenten Messeinrichtungen nunmehr die Möglichkeit, Netzkapazitätsvorgaben dynamischer zu gestalten und zu überwachen. Dies könnte auch den unterschiedlichen Nutzerpräferenzen von Elektrofahrzeug-Inhabern gerecht werden. Somit könnten unterschiedlich hohe Kapazitätsvorgaben die Grundlage für die Gewährung des ermäßigten Entgeltes sein.

fenden Parallelprojekt von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und The Regulatory Assistance Project (RAP) mit dem Titel *Stromverteilnetze der Zukunft* behandelt.

Das Kapitel zum regulatorischen Rahmen ist wie folgt aufgebaut: Zunächst werden die spezifischen Annahmen zum gesteuerten Laden erläutert, die für die Modellierung in der vorliegenden Studie verwendet wurden. Anschließend werden derzeit diskutierte Ansätze zur netzdienlichen Steuerung vorgestellt und in die aktuelle Diskussion um die Weiterentwicklung des § 14 a EnWG eingeordnet. Mögliche Kommunikationswege zwischen verschiedenen Akteuren rund um die netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen werden skizziert und die sich daraus ergebenden grundsätzlichen Anforderungen an die IKT diskutiert. Schließlich werden die regulatorischen Anpassungen für die Umsetzung von gesteuertem Laden erläutert und Handlungsempfehlungen formuliert.

6.2 Annahmen zu gesteuertem Laden in der Modellierung

Im ersten Teil des vorliegenden Berichtes wurde für die Modellierung des Potenzials von gesteuertem Laden zur Reduktion des Netzausbaubedarfs eine vergleichsweise anspruchsvolle Definition von netzdienlich gesteuertem Laden herangezogen. Diese unterscheidet sich von voraussichtlich praxisnäheren Modellen, die in diesem Kapitel vorgestellt werden.

Die in der Modellierung getroffenen Annahmen sind insofern anspruchsvoll, als dass der Verteilnetzbetreiber jederzeit über ein perfektes Wissen über den Zustand des Netzes verfügt, wie in Abbildung 20 dargestellt. Als vom Verteilnetzbetreiber einzuhaltende Kundenpräferenz wurde das sogenannte Pegelladen angenommen. Bei diesem Ansatz wird die zuletzt zurückgelegte Strecke während der Standzeit des Fahrzeuges garantiert voll nachgeladen, solange diese Zeit für den Ladevorgang technisch ausreicht.

Diese Annahmen können sich in der Realität unterschiedlich auf das tatsächliche Kostensenkungspotenzial netzdienlicher Steuerung auswirken. Einerseits könnte das tatsächliche Potenzial höher ausfallen als in der

Modellierung, falls Kunden in der Realität bereit sind, auf eine vollständige Nachladung der letzten Fahrt zu verzichten, zum Beispiel wenn als Nächstes nur ein kurzer Weg zurückgelegt werden muss.

Andererseits wurde der Reduktion des Netzausbaubedarfs im modellierten Fall höchste Priorität eingeräumt. Andere Erwägungen wie abweichende Kundenpräferenzen oder Möglichkeiten der marktorientierten Steuerung⁹⁴ wurden in der Modellierung bewusst außer Acht gelassen, um das Potenzial von netzdienlichem gesteuertem Laden isoliert zu betrachten. Auch wurden in der Modellierung nur die Investitionen (CAPEX, *capital expenditure*) des Netzausbaus betrachtet. Die Umsetzung verschiedener Varianten gesteuerten Ladens wäre auch mit höheren Betriebskosten/Aufwendungen (OPEX, *operational expenditure*) verbunden, die das Kosteneinsparpotenzial durch gesteuertes Laden reduzieren könnten.

Zusammengefasst sind die Annahmen zu gesteuertem Laden in der Modellierung geeignet, das Potenzial für eine Reduktion des Netzausbaubedarfs aufzuzeigen. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird eine größere Bandbreite von Ansätzen für die Steuerung von Ladevorgängen vorgestellt.

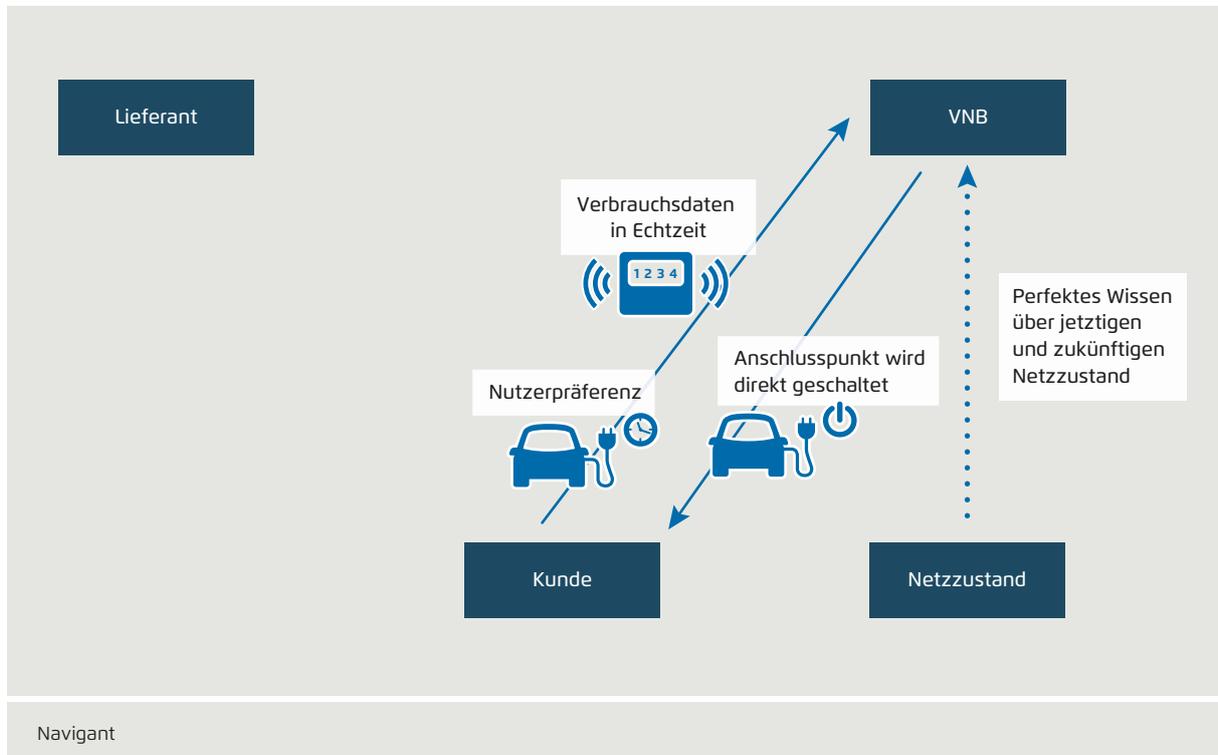
6.3 Ansätze für die indirekte und direkte Steuerung von Ladevorgängen

In der aktuellen Debatte um die netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen können drei grundsätzliche, miteinander kombinierbare Mechanismen unterschieden werden:

Präventive Steuerung über Anreize: Anreize innerhalb der Netzentgeltsystematik bewegen Kunden dazu, sich freiwillig netzdienlich zu verhalten und Ladevorgänge bevorzugt in Zeiten geringer Netzauslastung zu verschieben.

Präventive Steuerung über Leitplanken: Aufteilung der knappen Netzkapazitäten mittels Quote und/oder Kommunikation eines Maximalfahrplans.

94 Siehe Kasten 1 für die Erläuterung des Begriffs „marktorientiertes Laden“.

Messung, Kommunikation und Steuerung während des Netzbetriebs in der Modellierung Abbildung 20

Kurative Steuerung über Eingriffe: Als Ultima Ratio können bei drohenden Netzengpässen direkte Eingriffe in Ladevorgänge durch den Verteilnetzbetreiber erfolgen.

Die Ansätze 1 und 2 wirken Netzengpässen vorbeugend (präventiv) entgegen. Der dritte Ansatz kommt erst zum Tragen, wenn ein Netzengpass unmittelbar droht. Die Eingriffsintensität der Steuerung reicht von einer niedrigen Intensität und indirekter Steuerung mittels Ansatz 1 über eine mittlere bis hohe Eingriffsintensität mit indirekten und direkten Steuerungselementen bei Ansatz 2 bis zu einer hohen Eingriffsintensität bei direkter Steuerung im Rahmen von Ansatz 3. Abhängig von den gewählten Ansätzen ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an Kommunikationsflüsse, Informationen und IKT, die im Folgenden diskutiert werden.

Für die weitere Diskussion eines regulatorischen Rahmens für die Steuerung von Ladevorgängen sind demnach folgende Fragen von Bedeutung:

- Steuerbarkeit als Voraussetzung: Wie kann – durch

Anreize oder Verpflichtungen – sichergestellt werden, dass eine ausreichende Anzahl Elektro-Pkw netzdienlich steuerbar ist?

- Anreize: Welche Anreize können permanent eingesetzt werden, um Ladevorgänge unter Berücksichtigung der Kundenpräferenzen netzdienlich durchzuführen und Netzengpässe zu vermeiden?
- Zuteilung von Kapazitäten: Wie können im Falle von Engpässen Netzkapazitäten zugeteilt werden, im Rahmen derer Ladevorgänge durchführbar sind?
- Eingriffe bei Grenzwertverletzungen: Welche Voraussetzungen sind notwendig, um im Fall der Fälle kurativ direkt steuern zu können?

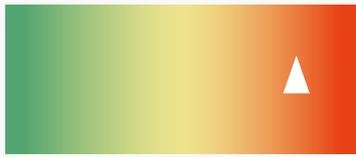
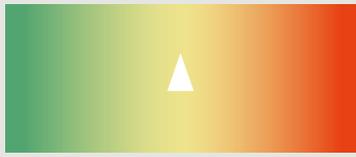
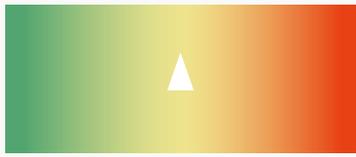
6.4 Einordnung von Steuerungsansätzen in Phasen der „Netzampel“

Verschiedene Steuerungsansätze können anhand des weit genutzten sogenannten Ampelkonzeptes bzw. der „Netzampel“ des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) eingeordnet werden. Das Konzept wird seit 2011 in der Diskussion um Flexibilitätserfordernisse im Bereich Markt und Netz genutzt.⁹⁵ Die nach den Ampelfarben beschriebenen Phasen dieses Konzeptes unterscheiden danach, ob Engpässe im Netz auftreten. Der Steuerung von Ladevorgängen kommt in den unterschiedlichen Phasen eine unterschiedliche Bedeutung für das Netz zu. Die Unterscheidungsmerkmale der Steuerung in verschiedenen Phasen sind in Abbildung 21 dargestellt.

Abbildung 21 stellt grundsätzliche Steuerungsmechanismen und ihre Ausgestaltungen vor, charakterisiert sie hinsichtlich ihrer Eingriffsintensität und setzt sie in Bezug zum Ampelkonzept. Die Eingriffsintensität ist danach zu bewerten, ob der Verteilnetzbetreiber direkt schaltend in die Nutzung der Verbrauchseinrichtung eingreift oder ob ein indirekter Anreiz über ein Preissignal geliefert wird. Die verschiedenen Mechanismen sind Gegenstand der laufenden Debatte über die Ausgestaltung des § 14 a EnWG.

Präventive Maßnahmen ohne schaltenden Eingriff des Verteilnetzbetreibers, beispielsweise stündlich variable Preisanreize, zielen darauf ab, dass Ladevorgänge von Kunden **in Zeiten niedriger Netzauslastung verschoben** werden. Die zeitliche Verschiebung sollte sich auf die Wahrscheinlichkeit und Häufigkeit des Auftretens von Netzengpassrisiken mindernd auswirken.

95 BNetzA (2017).

Einordnung von Steuerungsansätzen in die Phasen der „Netzampel“				Abbildung 21
Mechanismus	Kurativ / präventiv	Eingriffsintensität	Einordnung in BDEW-Ampelkonzept	
Direkte, physische Steuerung zur Einhaltung der Kapazitätsgrenze (Schaltung) durch den VNB bei drohendem Netzengpass	Kurativ	Hoch	Aktuell in Diskussion um Ausgestaltung § 14 a	
Direkte, physische Steuerung (Schaltung) durch den VNB nach ex ante festgelegtem Zeitplan (bspw. Tag/Nacht, Sperrzeiten)	Präventiv	Hoch	§ 14 a im Status quo für Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen	
Allokation von Netzkapazitäten & Pönale bei Überschreitung der zugeordneten Kapazitätsgrenze (täglich definierter Preisanreiz)	Präventiv	Mittel	Flexfenster / Maximalfahrplan, aktuell in Diskussion um Ausgestaltung § 14 a	
Stündlich variabler Preisanreiz	Präventiv	Niedrig	Zeitlich variable Netzentgelte, in der wissenschaftlichen Diskussion	

Navigant

Die **grüne Phase** ist rein durch das unbeeinträchtigte Handeln von Marktakteuren geprägt. Die Akteure bewegen sich in dieser Phase in einem engpassfreien Netz und optimieren Ladevorgänge nach Preissignalen aus dem Markt.⁹⁶ Im deutschen System mit einer einheitlichen Preiszone erfolgt die Bildung dieser Marktpreise ohne Einbeziehung des Netzes. Variable Preisanreize, die zur Vermeidung von Netzengpässen eingesetzt werden, lassen sich daher in den Übergang zwischen grüner (keinerlei Bedarf für netzdienliche Ladestrategien) und gelber Phase (sich bereits abzeichnende Engpässe) einordnen.

Sobald Netzengpässe, auch längerfristig, absehbar werden, tritt in der Logik des Ampelkonzeptes die **gelbe Phase** ein. In diese Phase lassen sich jene präventiven Elemente einordnen, die knappe Kapazitäten im Netz verteilen (allokieren⁹⁷), bei deren Überschreitung ein Pönale fällig wird. Wie groß die verfügbaren Netzkapazitäten sind, hängt von Faktoren wie dem Zustand des Netzes in einem Netzgebiet, dem Ausbau Erneuerbarer Energien, aber auch von Erfahrungswerten mit dem Ladeverhalten von Nutzern, Gleichzeitigkeitsfaktoren und der Reaktion auf sonstige finanzielle Anreize zum netzdienlichen Laden ab. Diskutiert wird eine Verteilung dieser Kapazitäten im Rahmen eines Quotenmodells, eventuell verbunden mit einem Sekundärmarkt für ungenutzte Kapazitäten und Maßnahmen zur Sicherung der Einhaltung der zugeteilten Quoten.⁹⁸

Weiterhin kann in der gelben Phase über einen Entgeltanreiz, wie derzeit in § 14 a EnWG vorgesehen, das Verfügungsrecht für die Steuerung von Ladevorgängen

96 Die Optimierung von Ladevorgängen nach Strompreisen („marktorientiertes Laden“, ggf. auch über Aggregatoren) ohne Einbeziehung von Netzrestriktionen kann unter Umständen Gleichzeitigkeiten an einem Netzstrang erhöhen und damit die Wahrscheinlichkeit von Engpässen steigern. Wenn die Marktanreize innerhalb der lokal verfügbaren Netzkapazitäten gesetzt werden, kann marktorientiertes Laden dem Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage dienen, Flexibilität erhöhen und damit die Integration Erneuerbarer Energien erleichtern.

97 Allokationsregeln für Kapazitäten werden derzeit in einem Parallelprojekt von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und The Regulatory Assistance Project (RAP) zur Regulierung von Verteilnetzen erarbeitet.

98 Ecofys; Fraunhofer IWES (2017).

an den Verteilnetzbetreiber übertragen werden. Zahlreiche Ausgestaltungsparameter, von denen die voraussichtliche Kundenakzeptanz für die Steuerung im Tausch mit Anreizen abhängt (Frequenz, Dauer, zusätzliche Vergütung des Einsatzes), sind hierbei noch zu definieren. In der derzeitigen Ausgestaltung des § 14 a EnWG ist vorgesehen, dass flexible Verbrauchseinrichtungen wie Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen zu im Vorhinein festgelegten Zeiten direkt vom Verteilnetzbetreiber abgeschaltet werden (bspw. tagsüber oder zu bestimmten Sperrzeiten). Verbraucher werden also präventiv, zu vorhersehbaren Zeiten, vom Verteilnetzbetreiber direkt gesteuert und abgeschaltet.

Schließlich können bei einer akuten Gefahr für den sicheren Netzbetrieb bzw. bei Auftreten eines Engpasses in einem Netzstrang, das heißt in der **roten Phase**, kurative Maßnahmen eingesetzt werden. Der Verteilnetzbetreiber regelt in diesen Fällen bei Bedarf flexible Lasten direkt ab, wenn ein Netzengpass unmittelbar droht. Hierfür ist es notwendig, dass der Verteilnetzbetreiber in der Nieder- und Mittelspannung den Netzzustand laufend und in Echtzeit überwacht, um drohende Engpässe zu erkennen. Zudem muss der Verteilnetzbetreiber wissen, welche flexiblen Lasten aktuell Strom beziehen und somit abgeschaltet oder heruntergeregelt werden können. Der Einsatz kurativer Steuerung wird derzeit in der Debatte um die Ausgestaltung des § 14 a EnWG besprochen. Das Eingriffsrecht für kurative Steuerung kann gegen reduzierte Entgelte oder sonstige Anreize an den Verteilnetzbetreiber abgetreten werden.

Zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebes muss der Verteilnetzbetreiber darüber hinaus grundsätzlich die Möglichkeit haben, in Notsituationen in steuerbare Lasten und Erzeugung einzugreifen.

Verlässliche Aussagen zu tatsächlichen Einschränkungen des Kundenkomforts durch steuernde Maßnahmen, wie sie in der Ausgestaltung des § 14 a EnWG derzeit unter anderem diskutiert werden, lassen sich ohne nähere Festlegungen zur Ausgestaltung (Häufigkeit, Dauer, Kompensation) nicht treffen. Theoretisch können sehr kurze kurative Unterbrechungen von Ladevorgängen während längerer Standzeiten vom Kunden unmerklich bleiben, während häufige, unvorhersehbare und länger andauernde kurative Eingriffe den Kundenkomfort massiv einschränken und durch präventive Maß-

nahmen verhindert werden sollten. Eine Ausgestaltungsvariante kurativer Steuerung wird von Mitgliedern der Taskforce Lastmanagement des BMWi-Förderprojektes „IKT für Elektromobilität“ befürwortet. Im sogenannten *cap & pray*-Ansatz wird eine gewisse Anschlusskapazität permanent zugesagt und die darüber hinausgehende Nutzung nur bedingt zur Verfügung gestellt. Im Falle von Netzengpässen greift der Verteilnetzbetreiber in diesem Szenario bei auftretenden Netzengpässen kurativ ein.⁹⁹

Die in diesem Kapitel näher betrachteten **Ansätze der indirekten und direkten Steuerung von Ladevorgängen können miteinander kombiniert** werden. Präventive Elemente können Ladevorgänge in Zeiten geringerer Netzauslastung verschieben, knappe Netzkapazitäten so verteilt werden, dass ein Engpass mit hoher, aber kaum hundertprozentiger Wahrscheinlichkeit vermieden wird. In Situationen, in denen eine Netzzustandsgefährdung eintritt, werden flexible Lasten direkt gesteuert.

Die Ausgestaltung der Ansätze für gesteuertes Laden lässt zudem **freiwillige und verpflichtende Varianten** zu, in denen Kunden steuerbare Lasten zur Verfügung stellen können und dafür Anreize erhalten oder die Steuerbarkeit verpflichtend bzw. durch Pönalen sichergestellt wird. Die Beantwortung dieser Ausgestaltungsfragen hängt von zahlreichen Rahmenbedingungen wie der Engpasshäufigkeit, dem Durchdringungsgrad von Elektro-Pkw und anderen flexiblen Lasten wie Wärmepumpen, der Spannungsebene, dem EE-Anteil, der Netztopologie und dem Zustand des Netzes ab.

6.5 Bedingungen für den regulatorischen Rahmen für gesteuertes Laden

Die Ausgestaltung eines regulatorischen Rahmens für gesteuertes Laden muss als grundlegende Bedingungen (1) die Vorhersehbarkeit und Planbarkeit der Steuerung und (2) die Prognostizierbarkeit von Netzengpässen berücksichtigen.

Vorhersehbarkeit und Planbarkeit: Ein häufiges, unangekündigtes Unterbrechen von Ladevorgängen kann Nutzer verunsichern und schränkt die Planbarkeit von

Ladevorgängen ein. Aus markt- bzw. betriebswirtschaftlicher Perspektive erschwert der Einsatz kurativer Steuerung es, die Kosten für das Laden eines Elektro-Pkw bei zeitvariablen Energiepreisen zu optimieren. Auch für Lieferanten kann unangekündigtes Abschalten zu Problemen im Bilanzkreismanagement führen.

Im Gegensatz hierzu werden in präventiven Ansätzen Nutzer zunächst angereizt, Ladevorgänge so durchzuführen, dass Netzengpässe vermieden werden. Da die Netzkapazitäten auch bei optimaler Steuerung begrenzt sind, wird bei einem höheren Durchdringungsgrad von Elektromobilität die Frage der Allokation der verfügbaren Kapazitäten aufgeworfen. Als präventive Maßnahme kann im Vorfeld ein Maximalfahrplan für den Ladepunkt kommuniziert werden, im Rahmen dessen Ladevorgänge frei getätigt werden können und bei dessen Überschreitung ein Pönale anfällt. Dies ermöglicht den Nutzern, ihren Ladevorgang entsprechend zu planen. Präventive Elemente sind auch in Netzsträngen mit häufigen Netzengpässen einsetzbar, da sie Planung stärker ermöglichen als kurative Ansätze.

Prognostizierbarkeit von Netzengpässen: Präventive Ansätze basieren auf der Annahme, dass anstehende Engpässe mit ausreichend zeitlichem Vorlauf gut prognostizierbar sind. Bei einer ungenauen Prognose muss bei der Bestimmung der noch freien Netzkapazitäten eine große Sicherheitsmarge einkalkuliert werden, damit es nicht zu Netzüberlastungen und einem Eintritt in die rote Phase kommt. Eine mangelnde Genauigkeit der Prognose kann daher zu einer ineffizienten Nutzung der Netzkapazität führen.

Da bei einer Prognose immer eine Restungenauigkeit bleibt, kann in dieser Ausgestaltungsvariante nie die gesamte Netzkapazität ausgenutzt werden. Es ist jedoch zu unterstreichen, dass eine höhere Prognosegenauigkeit der Netzauslastung aus unterschiedlichen Gründen (Verzögerungen beim Netzausbau, EE-Integration) ohnehin angestrebt wird und damit auch die Ausnutzung der vorhandenen Kapazitäten verbessert wird.

Kurative Ansätze sind besser geeignet, die Netzkapazität auszunutzen, da sie die Prognoseunsicherheit vermeiden und nur bei unmittelbar anstehenden Netzüberlastungen die Netzkapazität einschränken. Sofern keine Engpässe absehbar sind, steht Nutzern in dieser Logik –

99 IKT für Elektromobilität (2019).

im Gegensatz zu einer präventiven Kapazitätsallokation – die gesamte Netzkapazität zur Verfügung. Dieser Vorteil steht jedoch in starkem Kontrast zu mangelnder Planbarkeit und eingeschränkter Kundenzufriedenheit bei häufigen Engpässen und Unterbrechungen.

6.6 Anreize für netzdienliches Laden über die Netzentgeltsystematik

Die Prävention von Netzengpässen erfordert zusätzliche Investitionen in das Verteilnetz, die Steuerbarkeit möglichst vieler Lasten und ein möglichst netzdienliches Verhalten dieser Lasten, um die vorhandenen Netzkapazitäten optimal zu nutzen und den Investitionsbedarf in das Verteilnetz zu minimieren. In all diesen Aspekten bieten Elemente der Netzentgeltstruktur Ansatzpunkte für Anreize und Verpflichtungen zur Prävention von Netzengpässen, die im Folgenden vorgestellt werden.

Vorab ist festzuhalten, über welche Mechanismen sich die notwendigen Investitionen in den Verteilnetzausbau auf die Netzentgelte auswirken. Einerseits entstehen durch die erforderlichen Investitionen zusätzliche (Fix-) Kosten, die auf die im jeweiligen Netzgebiet angeschlossenen Verbraucher umgelegt werden und somit dort, wo diese Investitionen den Status quo übersteigen, zu einer höheren absoluten Belastung der Summe der Verbraucher führen. Andererseits ist, wie von Fraunhofer ISI dargestellt, in Gebieten mit vergleichsweise niedrigen Investitionsbedarfen durch die Energiewende mit Elektromobilität auch eine lokale Verringerung der Netzentgelte pro kWh möglich.¹⁰⁰

Die spezifischen Netzentgelte sinken dann, wenn das vorhandene Netz durch den Markthochlauf von Elektromobilität und die damit steigende Nachfrage besser ausgelastet wird und gleichzeitig wenig zusätzliche Investitionen notwendig werden: Die anfallenden Fixkosten verteilen sich in der Konsequenz auf eine größere Anzahl verbrauchte kWh Strom. Damit sinken die Kosten pro kWh für alle Verbraucher. Aus dem von Fraunhofer ISI¹⁰¹ für ein vorstädtisches Netzgebiet berechneten Fall mit geringem Investitionsbedarf und höherer Netzauslastung lassen sich keine allgemeingültigen Schlüsse für

Gesamtdeutschland ableiten. Jedoch sollte in der Debatte um die „Bezahlung“ des Verteilnetzausbaus mitbedacht werden, dass sich in bestimmten Kontexten die bessere Netzauslastung durch den höheren Strombedarf der Elektromobilität positiv auf alle Verbraucher auswirken kann.

Relevant für den regulatorischen Rahmen für die netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen ist hingegen nicht die absolute Höhe, sondern die Ausgestaltung der verschiedenen Elemente der Netzentgelte mit ihrer möglichen Lenkungswirkung. Überlegungen zur Reform der Netzentgelte in Deutschland im Kontext neuer Versorgungsaufgaben und zusätzlicher Investitionsbedarfe setzen an fünf Hebeln an:

Einführung von Einmalzahlungen in Form eines Baukostenzuschusses (BKZ), mittels derer der Investitionsbedarf in das Netz durch den Anschluss neuer Lasten wie Elektromobilität (teilweise) auf Verursacher umgelegt wird.

Einführung eines Leistungs- bzw. Kapazitätspreises in Ergänzung zum verbrauchsunabhängigen Grundpreis, der periodisch in Abhängigkeit von der Netzanschlusskapazität zu zahlen ist und eine realistische Dimensionierung und möglichst optimale Auslastung des Netzanschlusses gewährleisten soll.

Nutzung reduzierter Arbeitspreis-Netzentgelte als Anreiz für Steuerbarkeit.

Zeitlich differenzierter Arbeitspreis, welcher für jede verbrauchte kWh Strom zu entrichten ist und netzdienliches Ladeverhalten anreizen kann.

Ausgleich regionaler Unterschiede der Auswirkung des Verteilnetzausbaus auf Netzentgelte.

6.6.1 Beteiligung an Investitionen in den Netzausbau

Um Netzengpässe zu vermeiden, ist ein umfassender Ausbau des Verteilnetzes im Kontext der Energiewende und neuer Lasten wie Elektromobilität notwendig. Dieser Ausbau sollte in einer volkswirtschaftlich sinnvollen Weise erfolgen. Außerdem kann es sinnvoll sein, die Investitionen möglichst verursachergerecht zu verteilen. Eine vollständige trennscharfe Zuordnung der Investitionen für den Verteilnetzausbau auf einzelne Faktoren wie Elektromobilität, EE-Ausbau oder Wärmepumpen bleibt jedoch unmöglich. Zur teilweisen Finanzierung der durch Elektromobilität verursachten Netzausbaukosten

100 Vgl. Fraunhofer ISI (2018).

101 Ebd.

wird die Einführung eines Baukostenzuschusses auch für Anschlüsse diskutiert, für die momentan kein solcher Zuschuss zu zahlen ist.

Zur Stärkung des finanziellen Anreizes, eine Ladestation steuerbar zu machen, bietet sich eine **Reduktion der Freigrenze des Baukostenzuschusses (BKZ)** nach § 11 Netzanschlussverordnung (NAV) an. Der BKZ ist vom Anschlussnehmer bei einem Neuanschluss von einer Leistung ab 30 kW zu zahlen. Er dient laut Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Steuerung des Nachfrageverhaltens, um einen überdimensionierten Netzausbau zu vermeiden. Die Leistungsfreigrenze ist so gewählt, dass ein üblicher Haushaltsanschluss keinen BKZ zahlen muss.¹⁰² Die generelle Befreiung von Haushaltsanschlüssen vom BKZ erscheint im Lichte der Heterogenität der Nutzer mit neuen Stromanwendungen mit hohen maximalen Gleichzeitigkeiten und hohen Leistungen nicht mehr angebracht. Um die Steuerbarkeit von Elektro-Pkw anzureizen, könnte die Anschlusskapazität für steuerbare Lasten mit einem reduzierten BKZ belegt werden oder diese zunächst vollständig davon befreit werden.

Bei der Definition des BKZ ist zu klären, worauf sich die Leistungsfreigrenze beziehen soll und wie mit Bestandsanschlüssen umzugehen ist. In vielen Fällen liegt heute die vertraglich vereinbarte Anschlussleistung von Haushalten zum Teil deutlich über der tatsächlich genutzten Leistung. Momentan ist daher die Einrichtung eines Ladepunktes auch mit 11 kW oft möglich, ohne dass eine Anschlussenerweiterung notwendig ist. Eine mögliche Lösung, um auch in diesen Fällen eine Beteiligung am erforderlichen Verteilnetzausbau sicherzustellen, ist, den BKZ für spezifische Technologien mit hohen maximalen Gleichzeitigkeiten wie zum Beispiel Elektro-Pkw anzusetzen.¹⁰³ Es ist zu diskutieren, ob die Installation eines Ladepunktes eines Elektro-Pkw über 11 kW somit aufgrund der hohen maximalen Gleichzeitigkeit immer als Anschlussenerweiterung interpretiert werden sollte, sodass ein BKZ notwendig wird, auch wenn der Gesamtanschluss unter 30 kW bleibt. Entsprechende Vorgaben sind in der Netzanschlussverordnung zu treffen.

102 BNetzA (2019).

103 Technologien mit hoher Gleichzeitigkeit stellen andere Anforderungen an den Verteilnetzausbau als Geräte wie etwa Durchlauferhitzer, die eine geringe Gleichzeitigkeit aufweisen und nur über kurze Zeiträume eingesetzt werden.

6.6.2 Bedarfsgerechte Dimensionierung und Nutzung des Netzanschlusses

Um die dauerhaft bedarfsgerechte Dimensionierung des Netzanschlusses anzureizen¹⁰⁴ und eine Beteiligung an den Fixkosten für Investitionen in das Netz sicherzustellen, wird auch die Einführung eines Leistungs- bzw. Kapazitätspreises diskutiert. Dieser wäre periodisch je nach Netzanschlusskapazität, beispielsweise einmal jährlich, zu zahlen. Dies reflektiert die Überlegung, dass der Großteil der Netzkosten Fixkosten sind. Beispielsweise wird in den Niederlanden in der Niederspannung ein nach sechs Kategorien differenzierter Leistungspreis erhoben, der sich nach der technischen Netzanschlussgröße richtet.¹⁰⁵

Der Ansatz weist jedoch substanzielle Schwächen auf, die auch von der Bundesnetzagentur hervorgehoben werden. Eine Anhebung des heute existierenden fixen Bestandteils der Netzentgelte, des Grundpreises, würde von der Bundesnetzagentur grundsätzlich nur dann befürwortet, wenn dieser die unterschiedlichen Gleichzeitigkeiten und die Last verschiedener Haushaltstypen berücksichtigen würde. Bei einer generellen, gleichmäßigen Anhebung des fixen Bestandteils der Netzentgelte zur Deckung der durch den Netzausbau entstehenden Investitionen wären Haushalte mit geringerem Verbrauch tendenziell stärker belastet. Zudem wäre die Verursachergerechtigkeit dieser Netzentgeltkomponente nicht gegeben, die somit keinen effizienten Anreiz setzen würde.¹⁰⁶ Allen voran könnten Leistungspreise dazu führen, dass Anschlussleistungen aus Kostengründen herabgesetzt würden und damit auch Potenzial für die marktdienliche Nutzung verbrauchsseitiger Flexibilität verloren ginge, da die Möglichkeit zur Verschiebung von Ladevorgängen bei kleineren Anschlussleistungen geringer ist.

6.6.3 Reduzierte Netzentgelte pro kWh als Anreiz für Steuerbarkeit

Wie zuvor im Bericht dargestellt, hängen die zukünftigen absoluten Investitionen für den Netzausbau, aber auch deren proportionale regionale Verteilung, maßgeblich von der indirekten und direkten Steuerbarkeit von Ladevorgängen der Elektro-Pkw ab.

104 Consentec; Fraunhofer ISI (2018).

105 BNetzA (2015).

106 BNetzA (2015).

Vergleich Netzentgelte für SLP und steuerbare Verbrauchseinrichtung bei ausgewählten Netzbetreibern (2019)

Tabelle 5

Verteilnetzbetreiber	Standard-Netzentgelt / Arbeitspreis SLP	Netzentgelt Arbeitspreis steuerbare Verbrauchseinrichtung (Elektromobil)
EWE-Netz	4,83 ct/kWh	2,04 ct/kWh
Avacon	5,98 ct/kWh	2,44 ct/kWh
Bayernwerk	5,5 ct/kWh	2,68 ct/kWh
Westnetz	4,8 ct/kWh	1,5 ct/kWh

Navigant

Um das Potenzial von Einsparungen bei Investitionen durch gesteuertes Laden zu heben, verpflichtet § 14 a EnWG Verteilnetzbetreiber dazu, Verbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, „wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird“.

Die Verpflichtung des Angebots reduzierter Netzentgelte für steuerbare Lasten wird heute von Verteilnetzbetreibern unterschiedlich umgesetzt. Aus Tabelle 5 wird ersichtlich, dass die angebotenen reduzierten Netzentgelte bei ca. 40 – 70 Prozent der Standard-Netzentgelte (Arbeitspreis) für SLP-Kunden liegen.

Um eine ausreichende Steuerungswirkung zu entfalten, müssen Entgelte für flexible Lasten deutlich geringer angesetzt werden als für unflexible Lasten. Damit flexible Lasten ein ermäßigtes Entgelt bekommen können, muss überdies sichergestellt sein, dass der Stromzähler den Verbrauch von flexiblen Lasten separat misst (zwei Zählpunkte). Universell reduzierte Entgelte lassen für Kunden außerdem keine Rückschlüsse darüber zu, zu welchen Zeiten geladen werden sollte. In der heutigen Ausgestaltung des § 14 a EnWG ist für Kunden schwer absehbar, welche Auswirkungen die Übertragung des Rechtes zur Steuerung an den Verteilnetzbetreiber hat, was zu einer geringen Akzeptanz für das Angebot reduzierter Netzentgelte führt.

6.6.4 Signale für netzdienliches Ladeverhalten durch variable Netzentgelte

Zeitlich variable Netzentgelte sollen einen finanziellen Anreiz bieten, das Ladeverhalten von Nutzern von Elektro-Pkw zu beeinflussen.¹⁰⁷ Insofern können sie eine Lenkungswirkung entfalten und die freiwillige Verschiebung von Ladevorgängen in Zeiten geringer Netzauslastung bewirken. Zeitvariable Netzentgelte könnten in Zukunft Signale an Nutzer senden, wann Ladevorgänge möglichst netzdienlich durchgeführt und, falls notwendig, zeitlich innerhalb der Standzeiten des Fahrzeuges verschoben werden sollten. Eine vollständige zeitliche Dynamisierung, das heißt eine laufende Anpassung der Netzentgelte wird gelegentlich im Rahmen von Überlegungen zur Neuordnung von Netzentgelten in Deutschland wissenschaftlich diskutiert, jedoch sind die hohen Anforderungen an die notwendige IKT und der administrative Aufwand für die Umsetzung dynamischer Netzentgelte zu beachten.¹⁰⁸ Die Bundesnetzagentur lehnt dynamische Netzentgelte vor diesem Hintergrund ab.¹⁰⁹

Als Zwischenschritt könnten zeitlich differenzierte – aber sich nicht stetig verändernde – Netzentgelte ange-dacht werden. Entsprechende Vorschläge für Deutschland wurden bereits formuliert.¹¹⁰

Die Erfahrung einiger US-Bundesstaaten mit zeitvariablen Tarifen, sogenannten Time-of-Use-Tarifen (ToU), wird

107 Zander et al. (2016).

108 RAP (2014).

109 BNetzA (2015).

110 Vgl. etwa Schuster et al. (2019).

Illustration von ToU-Tarifen anhand des Beispiels von Salt River, Arizona		Tabelle 6
Ziel zeitvariabler Entgelte in jeweiliger Tarifoption	Anteil der Kunden mit gewählter Option	
Laden von 15:00 – 18:00 vermeiden	10,3%	
Laden jederzeit gleich teuer	34,4%	
Laden von 14:00 – 17:00 vermeiden	3,3%	
Laden von 13:00 – 20:00 vermeiden	22,1%	
Laden von 13:00 – 20:00 vermeiden, Laden von 23:00 bis 05:00 anreizen	27,1%	
Net Metering Plan	2,8%	

Navigant; EPRI (2018)

in diesem Kontext häufig zitiert. Eine groß angelegte Studie untersuchte von 2016 bis 2018 das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugbesitzern in Salt River im US-Bundesstaat Arizona und die Reaktion von Nutzern auf ToU-Tarife.¹¹¹ Neben einer Tarifoption ohne zeitliche Einschränkung wurden die folgenden Optionen angeboten:

Die Studienergebnisse zeigen deutlich positive Auswirkungen auf die Verschiebung von Ladevorgängen und die Glättung von Lastspitzen. Verbleibende Lastspitzen entstanden vor allem durch Schnellladestationen. Interessant ist zudem, dass im untersuchten Gebiet auch innerhalb des Standardtarifs ohne zeitvariable Komponente Fahrzeugnutzer häufig den Ladevorgang so steuern ließen, dass das Fahrzeug um 6 Uhr morgens geladen ist, was zusätzliches Steuerungspotenzial für den Verteilnetzbetreiber birgt.

Eine weitere Studie, zum Versorgungsgebiet von Commonwealth Edison im US-Bundesstaat Illinois (ComEd), kommt zu dem Schluss, dass Elektrofahrzeugnutzer über die Hälfte ihrer Ladekosten reduzieren könnten, wenn sie vom Angebot zeitvariabler Tarife Gebrauch machten.¹¹²

US-weit liegt der Anteil an Kunden in ToU-Tarifen noch im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Um den positiven Ergebnissen aus Pilotprojekten Rechnung zu tragen, werden ToU-Tarife in Kalifornien ab 2019 zur Standardoption, aus der Kunden sich auf Wunsch aktiv abmelden

können (*Opt-out-Ansatz*). Untersuchungen zu Pilotprojekten zeigen, dass Kunden ihre Lastspitzen um bis zu 6,5 Prozent pro 10 Prozent Preisunterschied zwischen Spitzentarifen und Basistarifen reduzieren und Geräte (etwa intelligente Thermostate) diese Reaktion noch verstärken können.¹¹³ Kalifornische Energieunternehmen bieten ihren Kunden schon jetzt zeitvariable Tarife für Elektro-Pkw an, die deutliche Preisunterschiede zwischen Spitzenzeiten und anderen Zeiten aufweisen. San Diego Gas & Electric bietet beispielsweise einen Tarif mit 53 ct/USD pro kWh in Spitzenzeiten an, der zwischen Mitternacht und 6 Uhr morgens auf 9 ct/USD pro kWh sinkt (ein monatliches fixes Entgelt von 16 USD wird für diese Option berechnet und macht sie daher attraktiv, wenn vor allem zu Hause geladen wird).¹¹⁴

Zu beachten ist bei einer Betrachtung der US-Beispiele jedoch, dass es sich bei ToU-Tarifen um kombinierte Netzentgelte und Energiepreise handelt. Die Motivation für die Einführung von ToU-Tarifen liegt meist in der Abfederung von *Erzeugungsgpässen* begründet. Netzengpässe, die sehr lokal (strangspezifisch) auftreten, lassen sich mit ToU-Tarifen kaum differenziert adressieren. Gleichzeitigkeiten können unter Umständen ansteigen, wenn eine große Anzahl an Kunden den Signalen folgt. In liberalisierten Märkten wie Deutschland, wo Netz und Markt getrennt sind, könnten Nutzer von Markt und Netz zudem widersprüchliche oder einander verstärkende Signale erhalten.

111 EPRI (2018).

112 Zehmayr; Kolata (2018).

113 Trabish (2018).

114 SDGE (2018).

6.6.5 Ausgleich regionaler Unterschiede der Auswirkung des Verteilnetzausbaus auf Netzentgelte

Die regionale Verteilung der erforderlichen Investitionen in den Verteilnetzausbau hat unmittelbare Auswirkungen auf die regionalen Unterschiede in Netzentgelten. Die anfallenden Investitionen werden im entsprechenden Netzgebiet auf die dort angeschlossenen Verbraucher umgelegt. Es ist davon auszugehen, dass eine übermäßige Belastung der ländlichen Bevölkerung durch den für die Energie- und Mobilitätswende notwendigen Verteilnetzausbau diesen politisch erschweren und stellenweise verzögern könnte. Dies ist umso mehr der Fall, als schon die bestehenden Netzentgelte große Unterschiede, meist zum Nachteil des ländlichen Raumes, aufweisen. So stellt die Bundesnetzagentur in ihren *Monitoringberichten* heraus, dass Großstädte wie Berlin, Hamburg, München, Frankfurt am Main, Dortmund, Bremen, Stuttgart und Düsseldorf durchgehend niedrige Netzentgelte (unter 5 ct/kWh bis maximal 7 ct/kWh) aufweisen, während im direkten Umland meist deutlich höhere Entgelte zu zahlen sind.¹¹⁵

115 BNetzA (2018).

In einer Analyse von Agora Energiewende und RAP wurde die höhere Belastung ländlicher Netzgebiete ebenfalls deutlich.¹¹⁶ Von den zehn analysierten Netzbetreibern lagen die Netzentgelte für einen durchschnittlichen Haushalt von städtischen Netzbetreibern mit 164 bis 269 Euro pro Jahr deutlich unter den Kosten für eher ländlich geprägte Netzregionen mit 243 bis 337 Euro pro Jahr.¹¹⁷

Die Modellierungsergebnisse zum Investitionsbedarf für den Verteilnetzausbau in diesem Bericht weisen deutliche regionale Unterschiede auf, besonders zwischen dem städtischen und dem ländlichen Raum. In ländlichen Gemeinden können durch die Steuerung/Verschiebung von Ladevorgängen proportional höhere Einsparungseffekte erzielt werden, da der Anteil an Heimladepunkten, für die ein höheres Potenzial zur Verschiebung der Last angenommen wird, in diesen Gemeinden höher

116 Agora Energiewende; RAP (2018).

117 Die Spanne der Netzentgelte der zehn in der Studie betrachteten Netzbetreiber für Elektroautos nach § 14 a EnWG liegt zwischen 1,5 ct/kWh (Westnetz) und 5,12 ct/kWh (Netze BW). Allerdings lässt sich hier schwer ein Schluss auf Unterschiede zwischen Stadt und Land ziehen. Westnetz und EWE, beide eher ländlich geprägt, waren in der Analyse zwei der vier Netzbetreiber mit den geringsten Entgelten.

Elemente für die Ausgestaltung von Netzentgelten als Anreiz von gesteuertem Laden
(kursiv: mögliche zukünftige Ergänzungen der Netzentgeltsystematik)

Tabelle 7

	Einmalig	Jährlich	Fortlaufend
Unabhängig vom Verbrauch / pro Netzanschlusspunkt	–	Grundpreis*	–
Abhängig von Leistung	Netzanschlussgebühren, BKZ (zukünftig: <i>reduziert / nicht reduziert, ggf. niedrigere Freigrenze</i>)	Leistungspreis (<i>reduziert/nicht reduziert</i>)	–
Abhängig von Arbeit	–	–	Arbeitspreis (<i>reduziert/nicht reduziert; zeitlich differenziert/dynamisch</i>)
Übergeordnet	–	–	<i>Horizontale Wälzung von Netzentgelten zur Abfederung regionaler Unterschiede</i>

Hinweis: Fixes jährliches verbrauchsunabhängiges Entgelt. Entfällt in vielen Netzgebieten für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14 a EnWG.

Navigant

ist.¹¹⁸ Ein effektiver Anreiz von netzdienlichem Laden trägt demnach auch zu einer regional ausgeglicheneren Verteilung bei.

Im Hinblick auf die weitergehende Abfederung regionaler Unterschiede in den Netzentgelten für Verbraucher stellen Consentec und Fraunhofer ISI¹¹⁹ eine Abschätzung der energiewendebedingten zusätzlichen Investitionen und einer bundesweiten Umverteilung dieser Kosten zur Diskussion. Diese horizontale Wälzung von Netzinvestitionskosten innerhalb einer Netzebene ist jedoch mit erheblichem Verwaltungsaufwand und Unsicherheiten verbunden.

Zusammengefasst können Reformen der Netzentgeltstruktur an mehreren Hebeln ansetzen, um Steuerbarkeit und netzdienliches Laden anzureizen. Diese Möglichkeiten sind in Tabelle 7 zusammengefasst.

6.7 Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse

Um die netzdienliche Steuerung von Elektro-Pkw zu ermöglichen, müssen neben den oben vorgestellten Anreizmechanismen auch Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse definiert und die dafür notwendigen Technologien installiert werden. In diesem Abschnitt werden zunächst die vorgesehenen Prozesse erläutert und im folgenden Abschnitt die sich daraus ergebenden Anforderungen an die IKT bestimmt. Im Anschluss wird der regulatorische Rahmen für Steuerungsprozesse diskutiert.

In Abbildung 22 und Abbildung 23 sind die kurzfristigen Informationsflüsse zwischen Akteuren für die (präventive) Kommunikation eines Maximalfahrplans durch den Verteilnetzbetreiber einerseits und die kurative Steuerung im Falle drohender Grenzwertverletzungen andererseits – beides Modelle aus der laufenden Diskussion um die Ausgestaltung des § 14a EnWG – dargestellt. Beide

Abbildungen stellen die Beobachtung des Netzzustandes durch den Netzbetreiber und seine Kommunikation mit dem Kunden einerseits (rechts) und die Kommunikation zwischen Lieferanten und Kunden andererseits (links) dar.

Für die Abbildungen wurde angenommen, dass der Lieferant den Ladevorgang eines Elektro-Pkw für den Endkunden innerhalb jener Leitplanken steuert, die vom Verteilnetzbetreiber für den sicheren Netzbetrieb unter Vermeidung von Netzengpässen vorgegeben werden. Eine weitergehende Optimierung in diesem Rahmen, beispielsweise je nach Kundenpräferenz oder in Reaktion auf Strompreissignale, ist davon unbenommen. Es ist davon auszugehen, dass der Lieferant – oder andere Akteure wie Aggregatoren von Lasten – Ladevorgänge innerhalb des aus Netzsicht möglichen Rahmens in Zeiten niedriger Strompreise verschieben wird. Diese rein marktorientierte Steuerung steht nicht im Fokus der Prozessbeschreibungen, soll aber im Rahmen der Anforderungen des Netzes ermöglicht werden. Um die weitere Diskussion zu vereinfachen, wird außerdem davon ausgegangen, dass der Netzbetreiber auch die Rolle des Messstellenbetreibers übernimmt.

6.7.1 Anforderungen an Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse für die Allokation von Netzkapazitäten

Die Allokation von Netzkapazitäten erfordert seitens der Verteilnetzbetreiber Prognosen darüber, wie viel Kapazitäten auf flexible Lasten aufgeteilt werden können. Hierfür wird in einem Planwert-basierten Ansatz durch den Verteilnetzbetreiber abgeschätzt, welcher Anteil der Netzkapazitäten bereits von unflexiblen Lasten benötigt wird und welche Restkapazität unter Berücksichtigung von Einspeisungen noch zur Verfügung steht und in Form eines Maximalfahrplans kommuniziert werden kann.

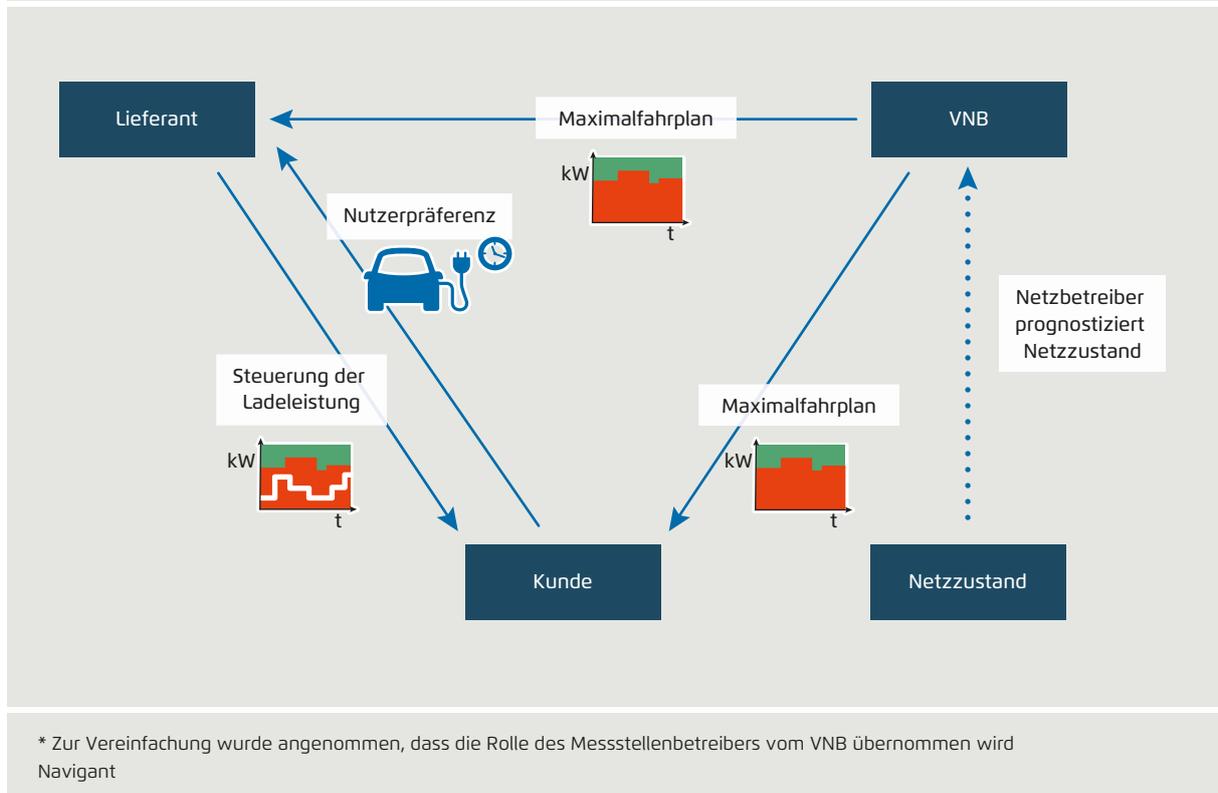
Zur Festlegung eines Maximalfahrplans diagnostiziert der Netzbetreiber, wie in Abbildung 22 dargestellt, den Netzzustand nicht aufgrund aktueller Messdaten, sondern prognostiziert diesen basierend auf historischen Daten und aktuellen Wetterprognosen. Ausgehend von der Prognose kommuniziert der Netzbetreiber die zu Verfügung stehende Netzkapazität mit einem geeigneten zeitlichen Vorlauf sowohl an den Endkunden als auch an den Lieferanten. Alternativ ist es möglich, dass der Netzbetreiber nur den Endkunden informiert und dieser die Informationen an den Lieferanten weiterleitet.

118 Die Einsparungseffekte durch die im Bericht angenommene Definition von gesteuertem Laden wirken sich besonders bei Heim- und Arbeitsladeplätzen positiv aus, während die in städtischen Gebieten weiter verbreiteten Schnellladestationen eine hohe Gleichzeitigkeit aufweisen.

119 Consentec; Fraunhofer ISI (2018).

Kommunikation eines Maximalfahrplans zur Prävention von Netzengpässen*

Abbildung 22



In der dargestellten Variante kommuniziert der Netzbetreiber einen Maximalfahrplan an den Kunden und den Lieferanten. Es ist auch denkbar, dass der Netzbetreiber die zur Verfügung stehende Netzkapazität in einer anderen Form, zum Beispiel mithilfe einer Flexibilitäts-Plattform, kommuniziert.¹²⁰

Nutzer kommunizieren ihre Präferenzen an den Lieferanten. Diese können Elemente wie den aktuellen Batteriebestand, einen minimal akzeptierten Batteriebestand, bis zu dem schnellstmöglich geladen werden soll, und die voraussichtliche nächste Abfahrtszeit beinhalten. Der Lieferant schlägt dem Kunden unter Berücksichtigung der Kundenpräferenz und der Netzrestriktionen einen optimalen Ladevorgang vor bzw. steuert den Ladevorgang des Elektro-Pkw direkt. Falls der Lieferant den Ladevorgang selbst steuert, benötigt er zudem Echtzeit-Daten des Stromverbrauches der Ladestation.

Der Netzbetreiber benötigt für das Modell Zugriff auf historische Verbrauchsdaten (registrierende Messungen), um *ex post* zu kontrollieren, ob die flexiblen Lasten zu keiner Zeit ihre zugewiesene Leistung überschritten haben, und gegebenenfalls Pönale einfordern zu können.

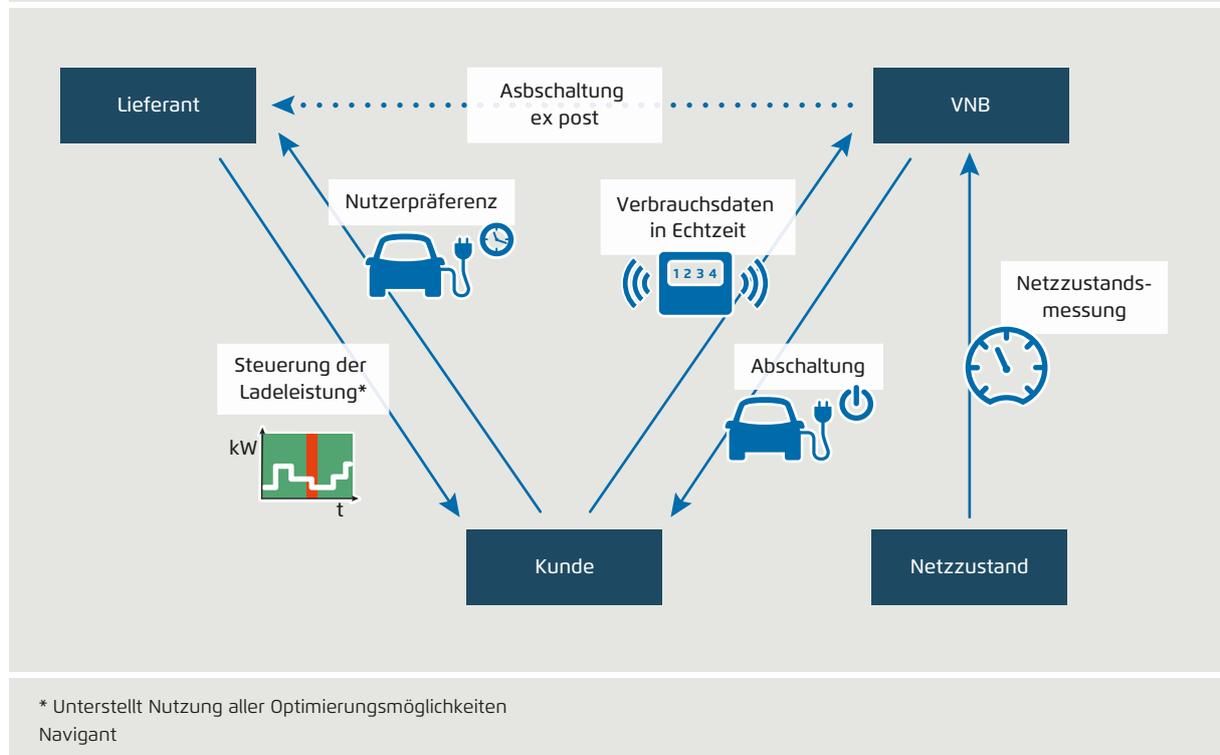
6.7.2 Anforderungen an Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse für die Umsetzung kurativer Steuerungseingriffe

Abbildung 23 stellt Informationsflüsse für das Beispiel eines kurativen Eingriffs in Ladevorgänge zur Abwendung von Grenzwertverletzungen dar. Sofern trotz getroffener präventiver Maßnahmen für den sicheren Netzbetrieb erforderlich, schaltet der Netzbetreiber Lasten direkt ab, sodass eine Umsetzung automatisch gewährleistet ist, oder er gibt nur die Anweisung zum Abschalten und erhebt ein Pönale, falls der Kunde der Anweisung nicht folgt.

120 Ecofys; Fraunhofer IWES (2017).

Messen, Kommunikation und Steuerung zur Abwendung von Grenzwertverletzungen

Abbildung 23



Dem Lieferanten kann diese Information entweder direkt oder über den Kunden übermittelt werden. Der Endkunde muss den Verbrauch der flexiblen Lasten an den Netzbetreiber in Echtzeit kommunizieren, damit dieser weiß, welche Lasten für eine Abschaltung herangezogen werden können. Wie auch bei präventiven Ansätzen benötigt der Netzbetreiber ex post historische Daten zur Abrechnung der Pönale.

Zusätzlich können grundsätzlich auch Informationen wie die Bereitschaft zur Abschaltung im Gegenzug für Vergünstigungen kommuniziert werden.

6.8 Anforderungen an IKT für gesteuertes Laden

Um die im vorigen Abschnitt beschriebenen Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse umzusetzen, ist die Installation und Nutzung neuer IKT in Verteilnetzen und bei Kunden notwendig. Tabelle 8 zeigt auf, welche IKT-Anforderung sich aus welcher Funktionalität ergibt, und vergleicht diese mit dem Status quo. Im Anschluss werden die IKT-Anforderungen und die sich daraus ergebenden notwendigen regulatorischen Anpassungen erläutert.

Aus den dargestellten Funktionen ergeben sich folgende Anforderungen an die IKT und die erforderlichen Prozesse, um präventive Maßnahmen umsetzen zu können. Der erforderliche regulatorische Rahmen wird im nächsten Punkt besprochen:

Um den zukünftigen **Netzzustand prognostizieren zu können**, benötigt der Verteilnetzbetreiber ein Werkzeug zur Prognose des Leistungsbezugs von Lasten und Erzeugern und ein Netzmodell zur Berechnung des wahrscheinlichen Netzzustands. Ein Netzmodell enthält die Topologie des Netzes sowie die Charakteristika der Betriebsmittel. Das Verhalten der Verbraucher, wie zum Beispiel eines Ladepunktes, kann entweder auf Grundlage der historischen Verbrauchsdaten genau dieses Verbrauchers oder basierend auf modelltypischen Daten für bestimmte Verbraucher-

Anforderungen zur präventiven und kurativen Steuerung

Tabelle 8

Funktionalität	Status quo	Umsetzung präventiver Maßnahmen (Maximalfahrplan)	Umsetzung kurativer Maßnahmen
Messung und Überwachung des Netzzustands	Keine flächendeckende Netzüberwachung	Digitales Netzmodell, Prognose zur längerfristigen Prognose	Digitales Netzmodell, Echtzeit-Messung
Kommunikation Kunde → VNB	Sobald technisch möglich iMSys* (§ 31 MsbG)	iMSys zur Übermittlung historischer Verbrauchsdaten in hoher zeitlicher Auflösung	iMSys zur Übermittlung des Echtzeit-Verbrauchs in hoher zeitlicher Auflösung
Steuerung VNB → Kunde	Heute überwiegend Rundsteuerung , sobald technisch möglich: Steuerung über Steuerbox möglich (§§ 29 und 33 MsbG) aber nicht verpflichtend	übergangsweise Rundsteuerung, Zielmodell: Steuerbox verpflichtend	übergangsweise Rundsteuerung, Zielmodell: Steuerbox verpflichtend
Kommunikation VNB (Messstellenbetreiber)**** → Lieferant	Geregelt in GPKE** / MaKo 2020***	Erweiterung der GPKE	Erweiterung der GPKE
Kommunikation Kunde → Lieferant	Auf Internet basierende proprietäre Lösungen	Auf Internet basierende proprietäre Lösungen	Auf Internet basierende proprietäre Lösungen
Kommunikation Lieferant → Kunde	Unterschiedliche Lösungen möglich	Zielmodell: Steuerbox verpflichtend	Zielmodell: Steuerbox verpflichtend

* intelligente Messsysteme

** GPKE = Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität, basierend auf Festlegungen der Bundesnetzagentur

*** MaKo 2020 = Marktkommunikation 2020)

**** Zur Vereinfachung wurde angenommen, dass die Rolle des Messstellenbetreibers vom Verteilnetzbetreiber übernommen wird.

Navigant

gruppen (z. B. alle Ladepunkte zu Hause) prognostiziert werden. Der Verteilnetzbetreiber kann das Netzmodell und das Prognose-Tool nutzen, um zu prognostizieren, zu welchem Zeitpunkt wie viel Netzkapazität für flexible Lasten verfügbar sein wird.

Werkzeuge für die Netzzustandsprognose waren für lange Zeit in der Nieder- und Mittelspannung nicht erforderlich, da das Netz mit ausreichend freien Netzkapazitäten dimensioniert war, um Netzengpässe zu verhindern. Standardlastprofile (SLP) konnten zur Annäherung an Lasten verwendet werden. Innerhalb der nächsten Jahre werden, mit dem Anschluss neuer Lasten in hohen kW-Bereichen, Werkzeuge für die Netzzustandsprognose notwendig, um verfügbare Netzkapazitäten ermitteln und allokalieren zu können. Um die Investitionen in die notwendigen Technologien und Prozesse für die Prognose des Netzzustands

in den nächsten Jahren sicherzustellen, müssen deren Kosten sowie die aufgrund der notwendigen Datenverarbeitung steigenden Betriebskosten der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Anreizregulierung angemessen vergütet werden.¹²¹

Für die **Messung und Übermittlung von historischen Verbrauchsdaten** sind intelligente Messsysteme (iMSys) geeignet. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) bestimmt, für welche Zählpunkte ein iMSys verpflichtend eingebaut werden muss, und legt die Mindestanforderungen an ein iMSys dar. Diese werden vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) spezifiziert. Laut MsbG müssen alle flexiblen Lasten nach § 14 a EnWG mit einem iMSys ausgestattet sein, jedoch werden keinerlei Aussagen

121 KVK (2018).

zur effektiven Ausgestaltung von Steuerung getroffen. Das iMSys besteht aus einer modernen Messeinrichtung, einer Kommunikationseinheit, auch Smart-Meter-Gateway genannt, und ggf. aus einer Steuerbox. Die Messeinrichtung des iMSys ist ein digitaler Zähler, der in der Lage ist, eine Zählerstandsgangmessung durchzuführen. Bei einer Zählerstandsgangmessung wird der Zählerstand, das heißt die verbrauchte Energie, regelmäßig gemessen und gespeichert.¹²²

Zur **Kommunikation des Maximalfahrplans vom Netzbetreiber an den Kunden** wird langfristig die Steuerbox des iMSys genutzt.¹²³ Der Begriff „Steuerbox“ bezieht sich hier nicht ausschließlich auf die vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) definierte Steuerbox (FNN-Steuerbox), sondern ist allgemeiner definiert als eine Steuereinheit des iMSys. Laut MsbG ist der grundzuständige Messstellenbetreiber verpflichtet, auf Anforderung durch den Verteilnetzbetreiber eine Steuerung über das iMSys zu ermöglichen, sobald dies technisch möglich ist. Die Mindeststandards für eine Steuerbox sind noch nicht festgelegt und werden bis 2021 vom BSI erarbeitet.¹²⁴ Eine erste Grundlage zur Standardisierung der Steuerbox wurde durch das FNN mit einem Lastenheft zur Steuerbox gelegt.¹²⁵ Grundsätzlich bietet die Steuerbox dem Kunden die Möglichkeit, Steuersignale vom Netzbetreiber sowie von marktwirtschaftlichen Akteuren zu empfangen. Sie muss hohe Sicherheitsanforderungen erfüllen, um unberechtigte Zugriffe zu vermeiden.

Übergangsweise können die zurzeit genutzten Rundsteuertechniken (Tonfrequenz- und Funkrundsteuertechnik) genutzt werden.¹²⁶ Diese werden schon heute eingesetzt, um steuerbaren Lasten Schaltsignale zu kommunizieren. Während des Markthochlaufs von E-Fahrzeugen kann auf diese bewährten Technologien zurückgegriffen werden, bis die Steuerbox verfügbar und flächendeckend bei Lasten nach § 14 a

EnWG eingesetzt werden kann. Langfristig sollte die Rundsteuertechnik durch die Kommunikation mit einer Steuerbox ersetzt werden, da die Rundsteuertechnik auf eine unidirektionale Kommunikation ausgelegt ist. Ladepunkte können nicht rückmelden, ob ein Fahrzeug angeschlossen und eine Steuerungsanweisung angekommen ist, kommuniziert und umgesetzt wurde. Zudem kann bei der Tonfrequenzrundsteuertechnik die Datensicherheit nicht garantiert werden.¹²⁷ Diese ist besonders wichtig, um die Nutzung von Sicherheitslücken durch Unberechtigte zu vermeiden. Zurzeit gibt es keine regulatorische Verpflichtung, ausschließlich mithilfe der Steuerbox zu steuern. Langfristig muss daher regulatorisch sichergestellt werden, dass andere Steueroptionen nur genutzt werden dürfen, wenn diese die gleichen Sicherheitsstandards wie die Steuerung über das iMSys erfüllen.

Damit der **Netzbetreiber einen Maximalfahrplan alternativ zum Kunden direkt an den Lieferanten kommunizieren kann**, ist eine Anpassung der einheitlichen Geschäftsprozesse und Datenformate zur Abwicklung der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (GPKE) notwendig. Die GPKE wurde 2006 von der Bundesnetzagentur festgelegt, um die Kommunikationsprozesse zwischen dem Verteilnetzbetreiber und Lieferanten zu vereinheitlichen.¹²⁸ Sie müssen um eine geeignete, standardisierte Form der Übermittlung des Maximalfahrplans durch den Verteilnetzbetreiber an den Lieferanten erweitert werden.

Wie der Kunde dem Lieferanten und ggf. neuen Akteuren wie Aggregatoren seine Nutzerpräferenz kommuniziert, muss nicht regulatorisch festgelegt werden. Unterschiedliche proprietäre Lösungen, zum Beispiel durch Apps für Smartphones, sind möglich.

Die Steuerung des Ladevorgangs durch den Lieferanten sollte langfristig aus Sicherheitsgründen nur über die Steuerbox oder andere Technologien mit vergleichbaren Sicherheitsstandards geschehen. Es muss festgelegt werden, dass bei sich widersprechenden Signalen des Netzbetreibers und des Lieferanten das Signal des Netzbetreibers priorisiert wird, damit ein sicherer

122 Zu überprüfen wäre, ob das gegenwärtig vorgesehene Messintervall von 15 Minuten ausreicht, um relevante Grenzwertverletzungen auszuschließen.

123 Zayer (2017).

124 BSI, BMWi (2019).

125 VDE FNN (2018).

126 EY (2019).

127 Ebd.

128 BNetzA (2016).

Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

Um zu überprüfen, dass trotz präventiver Maßnahmen kein Netzengpass auftritt, sind folgende IKT-Voraussetzungen notwendig:

- Um einen **drohenden Engpass** feststellen zu können, muss das Netz mit genügend Sensorik ausgestattet werden und ein Netzmodell vorhanden sein, damit der Netzbetreiber den Netzzustand der relevanten Netzelemente berechnen kann. Um den Netzzustand überwachen zu können, ist eine Messung an der Ortsnetzstation sowie eine Messung an weiteren Punkten im Netz notwendig, um mithilfe des Netzmodells den Netzzustand an allen kritischen Punkten abschätzen zu können. Um die notwendige Anzahl an zusätzlich zu installierenden Messpunkten zu reduzieren, ist in den vom BSI festgelegten Tarifierungsfällen vorgesehen, dass in Zukunft iMSys Messwerte der Netzzustandsdaten bereitstellen können.¹²⁹ Basierend auf den Ergebnissen der Netzzustandsüberwachung und mithilfe des Netzmodells wird der Netzbetreiber berechnen, wie viel Leistung von flexiblen Lasten reduziert werden muss, um den Engpass aufzuheben.
- Die **Verbrauchsdaten der flexiblen Lasten** müssen mithilfe des iMSys an den Netzbetreiber in regelmäßigen Abständen übermittelt werden, damit der Netzbetreiber weiß, welchen flexiblen Lasten er – falls aufgrund drohender Grenzwertverletzungen notwendig – eine Anweisung zum Abschalten geben kann. Bei der Bestimmung der Häufigkeit der Datenübermittlung sollte beachtet werden, dass der Netzbetreiber einerseits möglichst aktuelle Daten benötigt, eine unnötige Datenflut, die der Netzbetreiber nicht sinnvoll verarbeiten kann, aber andererseits verhindert werden sollte. Während Feldversuche benötigt werden, um die optimale Häufigkeit der Datenübermittlung zu bestimmen, ist davon auszugehen, dass eine viertelstündliche Datenübermittlung, wie in den Mindeststandards des BSI¹³⁰ festgelegt, zu selten ist. Wie oben beschrieben werden die iMSys der Nutzer in Zukunft auch Netzzustandsdaten an Netzbetreiber übertragen können.

Zusammenfassend setzt die Umsetzung präventiver Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen und auch der zu vermeidende Eingriff zur Abwendung von

Engpässen voraus, dass Netzbetreiber ein Netzmodell nutzen, die Installation der iMSys mit Steuerbox für flexible Lasten umgesetzt und die GPKE angepasst wird. Zusätzlich ist zur Festlegung der verfügbaren und allozierbaren Netzkapazität ein Tool zur Prognose des zukünftigen Netzzustands notwendig.

6.9 Voraussetzungen für gesteuertes Laden

Sowohl im Hinblick auf Anreize und Leitplanken als auch auf Prozesse und IKT stellt die Umsetzung von gesteuertem Laden Anforderungen an den regulatorischen Rahmen. Dieser definiert das Zusammenspiel von Akteuren sowie die Anreizstrukturen und gibt den Umsetzungsrahmen für den Einsatz von IKT vor.

In Tabelle 9 wird der regulatorische Status quo, insbesondere die Vorgaben des § 14 a EnWG, mit den Anforderungen an einen verlässlichen und effektiven Regulierungsrahmen verglichen. Diese Anforderungen lassen sich anhand der folgenden Ausgestaltungs-kategorien darstellen:

- Zunächst stellt sich die Frage des **Anwendungsbereiches von gesteuertem Laden**. Grundsätzlich sollten präventive Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen auf **alle steuerbaren Lasten** angewendet werden und im Gegensatz zur derzeitigen Vorgabe in § 14 a EnWG auch auf anderen Spannungsebenen als nur der Niederspannung eingesetzt werden. Die Steuerbarkeit von Lasten auf der Niederspannung (Heimladen, oftmals Laden am Arbeitsplatz) birgt aufgrund tendenziell längerer Standzeiten der Elektro-Pkw ein größeres Verschiebepotenzial. Jedoch ist auch bei Ladepunkten in der Mittelspannung (Betriebshöfe, Hubs) gesteuertes Laden je nach Anwendungsfall möglich und sinnvoll. Die Vorgaben aus § 14 a EnWG sind derzeit nur auf Lieferanten und Letztverbraucher im Bereich der Niederspannung anwendbar. Damit bleibt Flexibilität auf anderen **Spannungsebenen** (z. B. für Ladestationen von Elektro-Pkw auf Parkplätzen in Unternehmen) ungenutzt. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass für größere Verbraucher bereits Instrumente zum Anreiz von Netzdienlichkeit für Verbraucher bestehen (atypische Netznutzung gemäß § 9 Netzentgeltverordnung).

129 BSI (2019 b); (2019 a).

130 BSI (2015).

- Eine **Meldepflicht für Ladepunkte** ist Voraussetzung für die Umsetzung von gesteuertem Laden. Eine zuverlässige Lastprognose ist für die Netzplanung und eine Netzzustandsprognose für den Netzbetrieb erforderlich. Bis zuletzt unterschieden sich die Nutzungsprofile von Haushaltsanschlüssen wenig voneinander, sodass Netzbetreiber einheitliche Lastprofile annehmen konnten. Da Haushaltsanschlüsse aufgrund der Installation von Wärmepumpen, Ladepunkte von Elektro-Pkw und PV-Anlagen nun deutlich heterogener werden, ist eine Meldepflicht unabdingbar für eine Prognose, die die Heterogenität der Nutzer korrekt widerspiegelt. In den Technischen Anschlussregeln (TAR) für die Niederspannung (VDE-AR-N 4100) ist diese Meldepflicht ab April 2019 bereits für Ladepunkte ab einer Kapazität einer Scheinleistung über 3,6 kVA geregelt, sodass keine regulatorischen Anpassungen notwendig sind.¹³¹
- Zusätzlich zur Meldepflicht für Ladepunkte ist für den Anschluss von Ladepunkten ab einer bestimmten Größe die **Zustimmung des Anschlussnetzbetreibers** notwendig. Laut den Technischen Anschlussregeln für die Niederspannung¹³² ist die Zustimmung ab einer Scheinleistung von 12 kVA notwendig.¹³³ Dies entspricht aufgrund des vorgeschriebenen Verschiebungsfaktors zwischen $\cos \Phi = 0,9$ kapazitiv und $0,9$ induktiv¹³⁴ einer Wirkleistung von 11 kW. Falls der Anschluss von Ladestationen zur akuten Netzüberlastung führen würde und der Netzbetreiber nicht die Sicherheit des restlichen Netzes garantieren könnte, kann der Netzbetreiber die Zustimmung zumindest zeitweise bis zur Durchführung des notwendigen Netzausbaus verweigern. Es wäre in Zukunft auch denkbar, dass Inbetriebnahmeanträge auch für Ladepunkte unter dieser Grenze verpflichtend werden und/oder der Verteilnetzbetreiber der Installation eines Ladepunkts nur zustimmt, wenn der Kunde eine netzdienliche Steuerung zulässt.

Allerdings sollte beachtet werden, dass eine Zustimmungspflicht des Anschlussnetzbetreibers in der Praxis unterlaufen werden kann, wenn handels-

übliche Adapterkabel mit CEE-Drehstromsteckverbindern (Anschluss an die rote Drehstrom-/Kraftsteckdose) zum Laden des E-Fahrzeugs verwendet werden. Auf diese Weise belastet die Drehstromsteckdose das Verteilnetz deutlich stärker, als wenn sie für ihren ursprünglichen Einsatzzweck, den Anschluss von Verbrauchern mit geringer Gleichzeitigkeit (z. B. Kreissäge), verwendet wird.

6.10 Empfehlungen zu Rahmenbedingungen für gesteuertes Laden

6.10.1 Bewertungskriterien für Vorgaben und Anreize

Rahmenbedingungen für gesteuertes Ladens müssen sich daran messen lassen, wie effektiv sie Anreize zur grundsätzlichen Steuerbarkeit und zur effektiven Lastverschiebung setzen, wie effektiv und effizient sich damit Netzengpässe vermeiden lassen und wie einfach ihre Umsetzbarkeit ist:

- **Effektiver Anreiz für netzdienliches Ladeverhalten:** Das übergeordnete Ziel von gesteuertem Laden ist die Lastverschiebung und damit die Verringerung (oder temporäre Verschiebung) des Netzausbaubedarfs durch eine Abflachung der Lastspitzen. Auch eine Überbrückung von Phasen, in denen der Netzausbau dem Markthochlauf der Elektromobilität temporär hinterherhinkt, kann ein Ziel sein. Rahmenbedingungen für gesteuertes Laden müssen sich daran messen lassen, inwiefern Kunden zur Steuerbarkeit ihrer Lasten und zu einem netzdienlichen Ladeverhalten angereizt bzw. verpflichtet werden.
- **Effizienz:** Die Bewertung der Effizienz von Modellen für gesteuertes Laden muss die Systemeffizienz einerseits und die langfristige, dynamische Effizienz andererseits berücksichtigen. Die Systemeffizienz misst sich daran, wie effizient verfügbare Flexibilitäten im Betrieb genutzt werden und inwiefern die Präferenzen von Nutzern berücksichtigt werden können. Auch die Anwendbarkeit des gleichen Modells für andere flexible Lasten kann zur Bewertung der Systemeffizienz herangezogen werden. Langfristig ist von Bedeutung, ob das Modell verlässliche Signale für die Lastverschiebung zur Reduktion des Netzausbaus setzt.
- **Umsetzbarkeit:** Nachhaltig positive Auswirkungen von gesteuertem Laden sind nur dann zu erwarten, wenn die notwendigen regulatorischen Anpassungen

131 VDE FNN (2019).

132 Ebd.

133 BDEW (2017).

134 VDE FNN (2019).

Anforderungen an die Regulierung für gesteuertes Laden

Tabelle 9

Aspekt der Regulierung	Status quo	Handlungsbedarf	
Berücksichtigte Technologien	Elektromobile & weitere steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG)	Ausweitung auf grundsätzlich alle steuerbaren Lasten.	
Berücksichtigte Spannungsebene	Ausschließlich Niederspannung (§ 14a EnWG)	Anwendung in der Nieder- und Mittelspannung. Die Steuerung / Abschaltbarkeit von Lasten in der Hochspannung (110 kV) ist ggf. bereits im Rahmen der marktbezogenen Maßnahmen in § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG an ÜNB kontrahiert. Weiterhin müssen die Wechselwirkungen mit den Regelungen des § 19(1) StromNZV berücksichtigt werden, die v.a. in der Mittelspannung wirken.	
Meldepflicht / Zustimmungspflicht	Meldepflicht für Ladestationen ab 3,6 kVA, Zustimmungspflicht ab 12 kVA (TAR)	keine Veränderung gegenüber Status quo	
Freiwilligkeit der Übertragung des Eingriffsrechtes / Steuerung durch den VNB	Freiwillig	Steuerbarkeit / Abschaltbarkeit im Gegenzug für Vergünstigungen, bevorzugt freiwillig	
Höhe und Art der Netzentgeltreduktion	Reduzierung für steuerbare Lasten ist verpflichtend, Höhe und Details nicht ausgestaltet (§ 14a EnWG)	Anreize / Reduktionen sind weiter auszugestalten. (Verordnungsermächtigung § 14a EnWG). Denkbare Optionen: Bundeseinheitliche prozentuale Reduktion oder Differenzierung der Netzentgeltreduktion je nach Flexibilitäts-„Angebot“ durch Nutzer	
BKZ	Kann vom Netzbetreiber für Netzananschluss über 30 kW erhoben werden (§ 11 NAV*)	Reduktion der Leistungsfreigrenze notwendig, ggf. mit Vergünstigungen	
Wie wird gesteuert?	Nicht festgelegt.	Präventiv: Maximalfahrplan muss von VNB vorher (z. B. bis 12 Uhr des Vortages) kommuniziert werden.	Kurativ: Direkte Unterbrechung oder Signal zum temporären Abschalten durch VNB an Kunden.
Wie viel wird gesteuert?	Für Verbraucher und Lieferanten „zumutbar.“	Präventiv: Vorgabe eines Rahmens, innerhalb dessen Ladevorgänge frei optimiert werden können.	Kurativ: Je nach Notwendigkeit, ggf. verbunden mit fest zugesagter Kapazität („cap & pray“). Denkbar auch Festlegung einer maximalen Anzahl Abregelungen/ Dauer für freiwillig teilnehmende Kunden.

* Netzanschlussverordnung
 ** Anschlussnetzbetreiber
 *** Stromnetzentgeltverordnung

Navigant

und erforderlichen Änderungen am Kostenregulierungsrahmen realistisch erscheinen. Zudem müssen die Anforderungen an IKT in Relation zu den erwarteten Vorteilen stehen und die Akzeptanz der Rahmenbedingungen seitens der Kunden, Lieferanten und Verteilnetzbetreiber gewährleistet sein. Ein möglichst freies Handeln der Marktakteure, im Rahmen der Grenzen der Netzkapazitäten, und möglichst geringe Komforteinbußen für Kunden sind zentral für die Akzeptanz von gesteuertem Laden.

6.10.2 Handlungsempfehlungen für gesteuertes Laden

Aus den durchgeführten Analysen können für die Ausgestaltung dieser Elemente folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

Auskömmliche Anreize, um Steuerbarkeit sicherzustellen: Um das Potenzial von gesteuertem Laden nutzen zu können, muss sichergestellt werden, dass relevante Lasten möglichst flächendeckend überhaupt bekannt werden. Die erfolgreiche Einführung von Modellen gesteuerten Ladens erfordert zunächst die bereits beschlossene Meldepflicht für Ladepunkte und auch eine Genehmigungspflicht für Ladepunkte, um Verteilnetzbetreiber frühzeitig die Möglichkeit zu geben, Engpasssituationen zu vermeiden.

Auch Anreize in verschiedenen Bestandteilen der Netzentgelte können genutzt werden, um Kunden dazu zu bewegen, Ladepunkte steuerbar zur Verfügung zu stellen. Beispielsweise kann die Einführung des Baukostenzuschusses (BKZ) mit gleichzeitig substantziellen Reduktionen (bis zur Befreiung) für die Bereitschaft zur Steuerung als Anreiz dienen. Auch die Einführung eines Leistungspreises kann mit Ausnahmen oder Reduktionen für die Bereitschaft zur Steuerung einhergehen. Schließlich ist davon auszugehen, dass eine genauere Definition der zu erwartenden Nutzung der Steuerbarkeit durch den Verteilnetzbetreiber die Bereitschaft zur Annahme reduzierter Arbeitspreise für steuerbare Lasten erhöhen wird.

Eine möglichst flächendeckende Steuerbarkeit von Elektro-Pkw hilft dabei, spätere Nachrüstungen zu vermeiden. Die mit Nachrüstungen verbundenen Kosten und der Aufwand der Nachrüstung sollten bei

der Ausgestaltung von Anreizen und Überlegungen, ob Steuerbarkeit gefordert werden sollte, mitbedacht werden.

Freiwillige Verschiebung von Ladevorgängen durch

Preissignale erreichen: Um zu erreichen, dass Ladevorgänge freiwillig und möglichst ohne Einschränkung des Nutzerkomforts verschoben werden, um Lastspitzen und Gleichzeitigkeiten zu reduzieren, können Preissignale eingesetzt werden.

Diese Anreize können beispielsweise über zeitlich variable Netzentgelte gesetzt werden oder es können Anreize gesetzt werden, innerhalb zugeteilter Kapazitätsfenster (Maximalfahrplänen) zu laden, und das Laden jenseits des Kapazitätsfensters zu pönalisieren. Die Entscheidung für eine bestimmte Ausgestaltungsmöglichkeit von Preissignalen hängt davon ab, wie stark und stabil Preissignale sein müssen, um eine Investitionsentscheidung zum Beispiel für eine steuerbare Wallbox zu beeinflussen. Zeitvariable Preissignale erfordern sowohl eine Prognose des Netzzustands als auch die Definition einer wirksamen Netzentgelthöhe. Sind die Anreize zu schwach, wird keine ausreichende Wirkung erzielt, um Netzengpässe zu vermeiden. Bei zu starken Anreizen könnten wiederum ungewollte Gleichzeitigkeitseffekte ausgelöst werden.

Weiterhin ist zu beachten, dass ein neues Anreizsystem mit dem bestehenden steuerbaren Anlagenbestand kompatibel sein sollte. Da im Status quo rund 1,4 Mio.¹³⁵ Verbrauchseinrichtungen (im wesentlichen Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen) von der Netzentgeltermäßigung des § 14 a EnWG Gebrauch machen, ist ein sorgfältiger Abgleich der Regelungen im Status quo und der künftigen Regelungen nötig. Der im Status quo verfolgte Ansatz der Festlegung von Freigabe- und Sperrzeiten für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen sollte schrittweise differenzierter ausgestaltet werden, wobei die Spezifika jeder Technologie zu beachten sind.

135 BNetzA (2018).

Verbesserung der Prognosetools für die Zuordnung von

Netzkapazitäten: Wenn Ladevorgänge durch Preissignale netzdienlich gesteuert werden, ist eine Prognose der Netzkapazität notwendig. Die Anforderungen an IKT durch dieses Erfordernis sind jedoch vergleichsweise hoch. So muss die Qualität und Frequenz von Netzzustandsprognosen erhöht werden, um eine möglichst effiziente Nutzung von Kapazitäten sicherzustellen. Auch die Kommunikation sich verändernder Fahrpläne an Kunden kann, je nach Häufigkeit von Anpassungen, umfassenden Kommunikationsbedarf zwischen Verteilnetzbetreiber und Kunden, ggf. über den Lieferanten, erfordern. Die Überprüfung der Einhaltung des Fahrplans erfordert intelligente Messsysteme, die jedoch ohnehin die Basis für gesteuertes Laden darstellen.

Ein wichtiger Prüfstein für die Effizienz und Umsetzbarkeit der Kommunikation von Preissignalen bzw. Maximalfahrplänen ist daher die Frage nach Kosten und Qualität der Prognostizierbarkeit von Engpässen im kleinteiligen Verteilnetz. Zum einen sind hier Erfahrungen der Forschungsprojekte aus dem Programm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) auszuwerten und vermehrt Forschungsvorhaben mit dem Fokus E-Mobilität zu unterstützen. Zum anderen sollten die Beurteilungen auch absehbare Entwicklungen einbeziehen, die in den Bereichen künstliche Intelligenz und Analyse von großen Datenvolumina absehbar erzielt werden können.

Nicht genutzte Flexibilität bzw. Kapazität kann in einer Weiterentwicklung des Modells auf Sekundärmärkten bzw. über Plattformen gehandelt werden. Damit wird, mit der Einschränkung der durch diesen Sekundärhandel auftretenden Transaktionskosten, die Effizienz des Ansatzes weiter gesteigert werden. Durch eine Verbesserung der Netzzustandsprognosen kann die Identifikation des Netzausbaubedarfs vereinfacht werden – zusätzliche Informationen über die Nutzung der zugeteilten Kapazitäten verbessern die langfristigen Investitionssignale weiter.

Einsatz unvorhergesehener/unfreiwilliger kurativer

Maßnahmen minimieren: Die kurative Unterbrechung von Ladevorgängen kann auch bei umgesetzten präventiven Maßnahmen zur Netzengpass-

vermeidung im Ausnahmefall notwendig werden. Grundsätzlich kann die „Abschaltbereitschaft“ gegen Vergünstigungen auf freiwilliger Basis vereinbart werden. Da Netzengpässe im Verteilnetz jedoch sehr lokal auftreten, ist es wahrscheinlich, dass bei einem hohen Durchdringungsgrad von Elektromobilität im Notfall auch auf unfreiwillige Einschränkungen zurückgegriffen werden müsste. Ziel der Rahmenbedingungen für gesteuertes Laden muss daher die Minimierung der Wahrscheinlichkeit unfreiwilliger Steuerung sein. Nachteilig bei kurativen Elementen der Steuerung ist auch der Aufwand zum Auf- oder Ausbau einer Netzzustandsüberwachung. Hier besteht noch Forschungsbedarf, um zu ermitteln, auf welchem Niveau sich der wirtschaftlich optimale Überwachungsgrad befindet.

Im Fazit erscheint für die Umsetzung eines effizienten und effektiven Rahmens für gesteuertes Laden eine Kaskade an Maßnahmen unumgänglich. Zunächst muss durch die Umsetzung von Anreizen und Vorgaben sichergestellt werden, dass Ladeleistungen über 3,7 kW möglichst flächendeckend als flexibel angemeldet werden und steuerbar sind. Die Netzentgeltsystematik bietet mehrere Ansatzpunkte, um die Steuerbarkeit von Lasten durch Anreize sicherzustellen. Zweitens soll durch Preissignale gewährleistet werden, dass ein möglichst großer Anteil an Ladevorgängen freiwillig in Zeiten verschoben wird, in denen die Netzauslastung geringer ist. Hier können zeitvariable Netzentgelte oder Anreize zur Einhaltung zugeteilter Kapazitäten eingesetzt werden. Diese Preissignale bilden die Leitplanken aus Netzperspektive für die freie Optimierung von Ladevorgängen, schaffen Planbarkeit und sollten zur Sicherung von Akzeptanz möglichst früh im Markthochlauf der Elektromobilität eingeführt werden.

Die Umsetzung von Anreizen, wo notwendig kombiniert mit Vorgaben zur Steuerbarkeit und zur erforderlichen Aktorik und Sensorik, führt im Zusammenspiel zu einer möglichst weitgehenden Vermeidung von unvorhergesehenen, unfreiwilligen Eingriffen in Ladevorgängen und schafft damit optimale Bedingungen für den Markthochlauf der Elektromobilität und die Umsetzung der Verkehrswende.

07 | Zusammenfassung

Um die Ziele im Rahmen des Pariser Klimaabkommens zu erreichen, muss Deutschland seine Treibhausgasemissionen massiv reduzieren. Im Verkehrs- und Wärmesektor spielt dafür, unter der Voraussetzung eines emissionsarmen Strommixes, die Elektrifizierung eine entscheidende Rolle. Noch ist der Anteil der Elektro-Pkw in Deutschland sehr gering (< 1 Prozent), doch der nationale und internationale Trend sowie Ankündigungen von Herstellern lassen erwarten, dass die Elektromobilität in den nächsten Jahren einen signifikanten Markthochlauf erfahren wird.

Ladepunkte für Elektro-Pkw sind in der Regel an die Nieder- oder, im Falle von Schnelladepunkten und Betriebshöfen, an die Mittelspannungsebene des Verteilnetzes angeschlossen. Mit der Elektrifizierung des Verkehrssektors kommen damit zusätzlich zur dezentralen Einspeisung der Erneuerbaren Energien und des Markthochlaufs von Wärmepumpen neue Versorgungsaufgaben auf das Verteilnetz zu. Die vorliegende Studie untersucht in unterschiedlichen Szenarien, welcher Bedarf an Investitionen in das Verteilnetz in Deutschland mittel- und langfristig (2030/2050) durch die Energiewende mit Elektromobilität, starkem Ausbau Erneuerbarer Energien und Wärmepumpen zu erwarten ist. Zudem wird erarbeitet, wie die netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen einerseits und die Umsetzung einer Mobilitätswende andererseits den Investitionsbedarf verringern können.

Wie sich der Markthochlauf der Elektromobilität mittel- und langfristig und die Weiterentwicklung des Verkehrssystems langfristig auf den Investitionsbedarf auswirken, hängt maßgeblich von Annahmen zur Anzahl der Elektro-Pkw, der Ladeleistung und der Umsetzung von gesteuerten Ladekonzepten ab. Für den mittelfristigen Zeithorizont wurden als Varianten 6 bzw. 15 Mio. Elektro-Pkw modelliert, um die Unsicherheit der Entwicklung bis etwa 2030 abzubilden.

In der Langfristperspektive bis etwa 2050 wurde eine Vollelektrifizierung des Pkw-Verkehrs sowie eine weitgehende Elektrifizierung von Bussen angenommen. Dabei wurde jedoch unterschieden, ob das heutige Verkehrssystem fortgeschrieben wird und somit mit 45 Mio. Elektro-Pkw etwa gleich viele Pkw auf den Straßen unterwegs sein werden wie heute oder ob eine umfassende Mobilitätswende den Mobilitätsbedarf mit

mehr Öffentlichem Verkehr, Fußwegen, Radverkehr und kollaborativen Mobilitätskonzepten und lediglich 30 Mio. Elektro-Pkw decken kann. Die Mobilitätswende führt neben ihren positiven Effekten auf Klimaschutz und die Nutzung des öffentlichen Raumes auch zu einem stark reduzierten Bedarf an Investitionen in das Verteilnetz: Im Vergleich zur Fortschreibung des Status quo kann die Mobilitätswende ein Viertel (25 Prozent) des Investitionsbedarfs einsparen.

Der ermittelte Investitionsbedarf schließt nicht nur den Markthochlauf der Elektromobilität ein, sondern umfasst den für die gesamte Energiewende erforderlichen Verteilnetzausbau. Das Netz muss so ausgelegt sein, dass Verbraucher ihren Strombedarf jederzeit decken können (Lastfall) und ein Erzeugungsüberschuss aus EE-Anlagen in höhere Ebenen rückgespeist werden kann (Rückspeisefall). Zu welchen Teilen der ermittelte Investitionsbedarf durch die steigende Last oder die steigende dezentrale Erzeugung verursacht wird, lässt sich nicht eindeutig feststellen.

Sicher ist jedoch, dass ein intelligenter Einsatz von netzdienlicher Steuerung von Ladevorgängen den Netzausbaubedarf erheblich senken kann. Die Ergebnisse der vorliegenden Studie zeigen deutlich, dass die netzdienliche Steuerung von Ladevorgängen ein wichtiger Hebel zur Reduzierung des Investitionsbedarfs über alle Szenarien hinweg ist. Mittelfristig erlaubt eine Verschiebung der Ladevorgänge ohne Einschränkung des Nutzerkomforts die Integration von 15 Mio. Elektro-Pkw zu dem Investitionsbedarf, der ungesteuert von 6 Mio. Elektro-Pkw ausgelöst werden würde. Können Leistungsspitzen in der Netzplanung in wenigen Stunden des Jahres vernachlässigt werden, kann der Investitionsbedarf langfristig weiter stark reduziert werden. Eine Vollelektrifizierung wäre unter Annahme des modellierten Konzeptes „gesteuertes Laden+“ zu dem Investitionsbedarf möglich, der ungesteuert von nur 15 Mio. Pkw, das heißt einem Drittel der Elektro-Pkw, hervorgerufen werden würde.

Der ermittelte Netzausbaubedarf kann als Investition in den Klimaschutz betrachtet werden: Der Ausbau ist eine notwendige Voraussetzung dafür, die Dekarbonisierungsziele der Sektoren Energie, Gebäude und Verkehr erreichen zu können. Andernfalls drohen negative finanzielle Auswirkungen für den Bundes-

haushalt: Deutschland ist gegenüber der Europäischen Union verbindliche Klimaschutzverpflichtungen für die Jahre 2020 und 2030 eingegangen, deren Nichteinhaltung Mitgliedstaaten verpflichtet, überschüssige Nicht-ETS-Emissionsrechte zu kaufen. Durch das wahrscheinliche Klimaschutz-Defizit bestehen demzufolge für den Bundeshaushalt erhebliche Kostenrisiken. Aufgrund der schärferen Zielsetzung und hohen zu erwartenden CO₂-Vermeidungskosten in den Bereichen Gebäude und Verkehr werden die Kosten für Steuerzahler im Zeitraum von 2021 bis 2030 auf 30 bis 60 Mrd. Euro geschätzt.¹³⁶ Diese beträchtlichen Kostenrisiken müssen bei der Bewertung der geschätzten Investitionsbedarfe berücksichtigt werden.

Um das Potenzial für die Reduzierung des Netzausbaubedarfes durch netzdienliche Steuerung zu heben, ist ein verlässlicher und effektiver Anreiz- und Ordnungsrahmen notwendig. Der aktuelle regulatorische Rahmen für gesteuertes Laden, vor allem der wenig detaillierte § 14 a des EnWG, weist jedoch substantielle Lücken auf. Diese wurden im vorliegenden Bericht adressiert und Handlungsempfehlungen entwickelt. Vier Ansatzpunkte sind dabei zu unterscheiden:

Zunächst muss über finanzielle Anreize und Vorgaben sichergestellt werden, dass eine möglichst große Anzahl an Elektro-Pkw als steuerbar angemeldet wird. Zudem können zeitvariable Preissignale dazu führen, dass Kunden Ladevorgänge freiwillig in Zeiten niedriger Last verschieben und somit den Netzausbaubedarf reduzieren. Da die Kapazitäten im Netz vor allem während des Markthochlaufs der Elektromobilität in vielen Gebieten begrenzt sein werden, ist drittens eine Allokation der vorhandenen Kapazitäten mittels eines Maximalfahrplans bzw. einer Quote möglich. Schließlich sollten direkte Eingriffe des Netzbetreibers in Ladevorgänge möglich sein, um akute Netzengpässe abzuwenden. Dies sollte mit möglichst geringen Einschränkungen des Kundenkomforts einhergehen.

Für die praktische Umsetzung der netzdienlichen Steuerung müssen Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse definiert und mit der notwendigen Informations- und Kommunikationstechnik für Sensorik und Aktorik unterlegt werden. Veränderte Anforderungen

stellen sich besonders im Hinblick auf Prognosen zum Netzzustand, die es Netzbetreibern erlauben, drohende Netzengpässe frühzeitig zu erkennen. Sie sind Grundlage für die Ausgestaltung präventiver Maßnahmen.

Zusammenfassend hat die Studie gezeigt, dass der Investitionsbedarf in das Verteilnetz durch netzdienliche Steuerung und die angestrebte Mobilitätswende signifikant reduziert werden kann, wenn hierfür ein solider regulatorischer Rahmen geschaffen wird. Die notwendigen Investitionen in das Verteilnetz erfordern eine enge Abstimmung zwischen Akteuren der Netzplanung, der Verkehrspolitik und der Energiepolitik. Durch gute Kommunikation und frühzeitiges abgestimmtes Handeln kann die Akzeptanz für Elektromobilität erhöht werden und ihre Integration in das Stromsystem gelingen.

136 Agora Energiewende; Agora Verkehrswende (2018).

8.1 Definition der Mobilitätsformen

Definitionen der Mobilitätsformen		Tabelle 10
Mobilitätsform	Definition	
MIV (Fahrer)	In diese Kategorie fallen jene Personenkilometer (pkm), die durch den Fahrer in privat genutzten Pkws und in Flottenfahrzeugen zurückgelegt werden. Für private Pkw werden im Vergleich zum Status quo unveränderte Nutzungsmuster, also durchschnittlich 39 km pro Pkw pro Tag angenommen.* Es wird nicht zwischen Privatwagen und Dienstwagen, die auch für private Zwecke genutzt werden, unterschieden, da sie das gleiche Mobilitäts- und Ladeverhalten haben.	
MIV und Car-Sharing (Mitfahrer)	Es wird angenommen, dass der durchschnittliche Besetzungsgrad eines privat genutzten Pkw oder Flottenfahrzeugs weiterhin bei ca. 1,3 Personen liegt.** Über die der Mobilitätsform MIV (Mitfahrer) sind jene pkm abgedeckt, die durch Mitfahrer in privat genutzten Pkw, Flottenfahrzeugen oder als Mitfahrer in Car-Sharing-Pkw zurückgelegt werden.	
Car-Sharing	Car-Sharing bezeichnet die gemeinschaftliche Nutzung nicht im individuellen Privatbesitz befindlicher Pkw. Car-Sharing ist im Szenario Mobilitätswende (M1) ausschließlich als stationsbasierter Service definiert.*** In dieser Kategorie werden nur die vom Fahrer des Car-Sharing-Pkw zurückgelegten Pkm betrachtet. Die tägliche Fahrleistung eines Car-Sharing-Pkw beträgt 120 km.	
Ride-Sharing und Taxis	Ride-sharing wird als on-demand-Service definiert, der ähnlich wie traditionelle Taxidienste funktioniert und in Zukunft zunehmend digitalisiert und damit effizienter wird, das heißt, die Leerfahrten verringern sich. Es wird angenommen, dass der durchschnittliche Besetzungsgrad wie bei privaten Pkw bei 1,3 Personen liegt. Der Fahrer dieses kommerziellen Dienstes wird für den Besetzungsgrad nicht mitgezählt. Ein Ride-Sharing-Pkw legt täglich circa 200 km zurück.	
Ride-Pooling	Ride-Pooling ist die gemeinsame Nutzung eines Pkw durch mehrere Personen. Die Mobilitätsform ist als on-demand-Service definiert, der digital organisiert ist und mehrere Personen, die Ziele in räumlicher Nähe erreichen möchten, gleichzeitig transportiert. Der durchschnittliche Besetzungsgrad unter Berücksichtigung von Leerfahrten ist mit 2,6 doppelt so hoch wie bei heute genutzten Pkw. Der Fahrer wird für den Besetzungsgrad nicht mitgezählt. Ein Ride-Pooling-Pkw legt täglich circa 200 km zurück.	
Fuß und Fahrrad	Zurückgelegte Strecken zu Fuß und mit dem Fahrrad haben keine Auswirkungen auf das Stromnetz und werden im Weiteren nicht berücksichtigt. Die Auswirkung von Elektrofahrrädern und Elektroscootern wurde nicht betrachtet.	
Öffentlicher Verkehr (ÖV)	Unter dem ÖV fällt der Nah- und Fernverkehr durch Busse und Schienenfahrzeuge. In dieser Studie werden ausschließlich Busse für die Modellierung der Verteilnetzausbaukosten berücksichtigt, da die Stromversorgung für Schienenfahrzeuge in der Regel direkt an die Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen ist. 75 Prozent der Busse werden in diesem Szenario rein batterieelektrisch betrieben. Die restlichen Busse werden durch andere Antriebsformen, wie zum Beispiel Wasserstoffantriebe oder Oberleitungen, angetrieben. Aufgrund der Datenlage werden auch Busse, die nicht dem öffentlichen Verkehr zuzuordnen sind (sondern zum Beispiel für private Reisen genutzt werden) in dieser Kategorie betrachtet.	

* Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt KBA (2018 d).

** Vgl. BMVI (2009).

*** Es wird angenommen, dass *free-floating* Car-Sharing im Szenario keine signifikanten Marktanteile einnimmt, da einerseits andere *On-demand*-Services (Ride-Sharing, Ride-Pooling) ähnliche Mobilitätsbedarfe (Einwegfahrten) abdecken und andererseits die Verknappung und Verteuerung von Parkraum *free-floating* Car-Sharing verteuern wird. Car-Sharing wird in Zukunft nur dort angeboten, wo *On-demand*-Shuttles sich aufgrund zu geringer Nutzerdichte nicht rechnen.

8.2 Annahmen für die Konfiguration der Ladepunkte

Zu Hause

Das Laden zu Hause bietet einen Komfortvorteil gegenüber konventionell angetriebenen Pkw, da keine Tankstellen mehr angefahren werden müssen. Allerdings sind eigene Ladepunkte abhängig von einem dauerhaften Parkplatz, der in der Regel nur in Ein- und Zweifamilienhäusern und Wohnungen mit eigens zugewiesenem Parkplatz (z. B. in Tiefgaragen) zur Verfügung steht. Aufgrund der hohen auftretenden Netzbelastung beim Ladevorgang und der geringen Nutzung der Ladesäule ist nicht davon auszugehen, dass sich höhere Ladeleistungen als 22 kW für das Laden zu Hause durchsetzen werden. Um zu verstehen, wie unterschiedlich die Kosten ausfallen werden, wird die Modellierung für alle drei Ladeleistungen variiert (siehe oben). Die maximale Gleichzeitigkeit wird nach einer Monte-Carlo-Simulation basierend auf tatsächlichen Mobilitätsdaten berechnet.¹³⁷ Für die Modellierung wird angenommen, dass ein Ladepunkt für jeden Elektro-Pkw in einem Ein- oder Zweifamilienhaus zur Verfügung steht.

Arbeitsstelle

Viele Arbeitgeber bieten ihren Mitarbeitern schon heute das Laden am betrieblichen Parkplatz während der Arbeitszeit an. Laut der *Energy Performance of Buildings Directive* der Europäischen Kommission ist es ab 2020 verpflichtend, bei Neubauten und grundsanierten Gebäuden 20 Prozent der Parkplätze mit Verkabelungen für Ladepunkte zu versehen. Da wir von einem Szenario mit einer Elektrifizierungsrate von 100 Prozent ausgehen, geht die vorliegende Studie über diese Forderungen hinaus. Aufgrund der hohen Standzeiten während der Arbeit sind die gleichen Ladeleistungen wie für Ladepunkte zu Hause angelegt. Die Zuordnung der Ladepunkte zu kleinen (15), mittleren (75) und großen (150) Betrieben entspricht circa einem Ladepunkt für zwei Beschäftigte. Die maximale Gleichzeitigkeit wurde nach einer Monte-Carlo-Simulation basierend auf BMVI 2009 berechnet.

Da die Unternehmensregister¹³⁸ die Anzahl der Betriebe nur auf Kreisebene verzeichnen, wurden diese proportional zu der Anzahl der Einwohner auf Gemeinden eines jeweiligen Kreises verteilt. Der Anteil der Betriebe, die ihren Mitarbeitern das Laden ermöglichen, unterscheidet sich im Szenario „Mobilitätswende“ aufgrund der unterschiedlichen Bedeutung des MIVs nach Raumkategorie. Der Anteil beträgt in der Stadt circa 40 Prozent, in der Halbstadt 45 Prozent und auf dem Land 55 Prozent. Für das Szenario „Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems“ wird davon ausgegangen, dass in allen Gemeinden 80 Prozent der Unternehmen ihren Mitarbeitern das Laden während der Arbeit ermöglichen. Bei einer niedrigeren Anzahl von Elektro-Pkw ist die Anzahl der Betriebe, die Lademöglichkeiten anbieten, proportional zu der Anzahl der Fahrzeuge. Die Anzahl der Ladepunkte pro Betrieb bleibt allerdings konstant.

Schnellladestationen

Damit die Elektromobilität auch auf spontanen Wegen, auf längeren Strecken und für Verbraucher, die nicht die Möglichkeit haben, zu Hause oder am Arbeitsplatz zu laden, komfortabel nutzbar ist, ist eine flächendeckende Schnellladeinfrastruktur notwendig. Für beide Szenarien wird angenommen, dass jede Schnellladestation 700 kW Anschlussleistung hat, die sich auf mehrere Ladepunkte verteilen kann. Es wird von einer maximalen Gleichzeitigkeit von 1 ausgegangen, da der Netzanschluss aus betriebswirtschaftlichen Gründen so ausgelegt sein wird, dass er über längere Zeit voll ausgelastet ist. Es ist zu erwarten, dass die Zeiten der Vollauslastung bei unterschiedlichen Schnellladestationen zu den gleichen Zeiten auftreten. Für die Modellierung wird angenommen, dass die Anzahl der Schnellladestationen in Deutschland 20.000 beträgt. Diese Anzahl ist deutlich höher als die derzeitige Anzahl der Tankstellen in Deutschland (2018 ca. 14.500). Die Standorte der Schnellladesäulen werden proportional zur Größe der Verkehrsflächen (z. B. Straßen und Plätze) regionalisiert.

(Halb-)Öffentliche Ladepunkte

Zusätzlich zur öffentlichen Schnellladeinfrastruktur wird eine öffentliche Infrastruktur mit langsameren Ladepunkten zur Verfügung gestellt. Es wird unterschieden zwischen halböffentlichen (z. B. auf Supermarktparkplätzen) positionierten und in Wohngebieten installierten

137 BMVI (2009).

138 Statistische Ämter des Bundes und der Länder (o.J.).

öffentlichen Ladepunkten. Ladepunkte im halböffentlichen Raum haben gemein, dass Nutzer hier meistens nur kurz parken. Zudem brauchen die Ladepunkte eine hohe Auslastung, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Deswegen wird eine maximale Gleichzeitigkeit von 1 angesetzt. Ladesäulen in Wohngebieten werden über den Tag verteilt nur von wenigen Pkw verwendet, die jeweils über einen längeren Zeitraum parken. Sie haben ein ähnliches Ladeprofil wie private Ladepunkte zu Hause und werden deshalb im Modell wie diese betrachtet. Das heißt, dass Ladesäulen in Wohngebieten auch für die Steuerung bereitstehen.

Betriebshöfe für betriebliche Flotten

Unter Fahrzeugen betrieblicher Flotten werden Pkw, die ausschließlich für wirtschaftliche Zwecke genutzt werden (z. B. von Handwerkern, Pflegediensten, Logistikunternehmen), verstanden. Dienstwagen, die für private Zwecke genutzt werden, sind nicht in den betrieblichen Flotten inbegriffen. In Deutschland sind ca. 1 Mio. Flottenfahrzeuge in 16.000 großen betriebliche Flotten (ab 20 Fahrzeuge pro Fuhrpark) organisiert.^{139,140}

Es wird angenommen, dass das Ladeverhalten der Nutzer von Fahrzeugen kleiner betrieblicher Flotten dem Ladeverhalten von Nutzern privater Pkw ähnelt und dass diese Fahrzeuge nach Abschluss der Arbeit, allerdings am Arbeitsplatz, laden. Ladeleistung und maximale Gleichzeitigkeit werden analog zum Laden zu Hause angenommen. Die 3,5 Mio. Flottenfahrzeuge werden nach der Anzahl der mittleren und großen Betriebe regionalisiert.

Die Fahrzeuge großer betrieblicher Flotten laden über Nacht am Betriebshof. Es wird davon ausgegangen, dass ein Flottenfahrzeug täglich ca. 200 km fährt und nachts 12 Stunden Zeit für das Aufladen hat. Die Betreiber großer betrieblicher Flotten nutzen ein betriebswirtschaftliches Lademanagement, um die Netzanschlusskapazität zu minimieren. Dementsprechend wird pro Fahrzeug eine Ladeleistung von ca. $40\text{kWh}/12\text{h} = 3,3\text{ kW}$, also insgesamt 200 kW, benötigt. Die Regionalisierung großer betrieblicher Flotten richtet sich nach der Anzahl der großen Betriebe in den Gemeinden.

139 Für die Modellierung wird angenommen, dass jede der 16.000 betrieblichen Flotten die gleiche Anzahl von Fahrzeugen hat.

140 VMF (2018).

Betriebshöfe für Busse

Es wird angenommen, dass die Ankunfts- und Abfahrtszeiten der Busse an Betriebshöfen so geplant sind, dass nachts innerhalb von 12 Stunden die volle Leistung des Betriebshofes abgerufen wird. Die Betriebshöfe minimieren durch eigenes Lademanagement ihre Netzanschlusskapazität. Das Laden während des Tages (z. B. an Haltestellen) wird nicht betrachtet. Für die Berechnung der Anschlussleistung wurde eine maximale tägliche Fahrleistung von 200 km angenommen. Die maximale Nutzung des Netzanschlusses wird im Winter anfallen, da an kalten Tagen Elektrobusse einen höheren Energieverbrauch pro Kilometer haben, da sie einen Teil der Energie für das Wärmen des Fahrraums verwenden. Auch die Ladeverluste sind bei kalten Temperaturen höher. Dementsprechend wird – angelehnt an die Werte der *Metastudie Elektromobilität Hamburg* – für die Netzauslegung von einem Wert von 30 kWh/100 km ausgegangen.¹⁴¹ Somit wird eine Ladeleistung von 50 kW pro Bus benötigt. Die Annahmen zum Energieverbrauch beziehen sich auf Maximalverbräuche, da dies die für die Netzplanung relevante Größe ist.

Angelehnt an die *Metastudie Elektromobilität Hamburg*¹⁴² wird angenommen, dass maximal 150 Busse einem Betriebshof zugeordnet sind. Es wird angenommen, dass der Betriebshof jeweils in der größten Gemeinde liegt. In manchen Gemeinden gibt es im Ergebnis mehrere Betriebshöfe.

Betriebshöfe für Car-Sharing

Im Szenario „Mobilitätswende“ werden zusätzlich Ladepunkte für Car-Sharing abgebildet. Car-Sharing-Pkw laden an ihrem Betriebshof. Jeweils 20 Pkw teilen sich einen Betriebshof. Für die Berechnung der Anschlussleistung wird davon ausgegangen, dass ein Pkw nachts innerhalb von 8 Stunden eine Strecke von 120 km nachladen muss. Dies entspricht einer Ladeleistung von 3 kW. Falls Pkw tagsüber nach einer Fahrt an die Station zurückgebracht werden, ist bei demselben Netzanschluss eine höhere Ladeleistung möglich, da weniger Pkw gleichzeitig laden müssen. Auch für Anbieter von Car-Sharing-Services wird von einem betrieblichen Lademanagement mit dem Ziel, die Netzanschlusskosten zu minimieren, ausgegangen, sodass die maximale Gleichzeitigkeit 1 beträgt.

141 Helmut-Schmidt-Universität (2016).

142 Ebd.

Betriebshöfe für Ride-Sharing und Ride-Pooling

Es wird angenommen, dass Ride-Sharing- und Ride-Pooling-Pkw hauptsächlich nachts an Betriebshöfen laden. 30 Pkw teilen sich einen Betriebshof. Wie auch bei anderen Betriebshöfen wird durch ein betriebliches Lademanagement der Netzanschluss minimiert und die maximale Gleichzeitigkeit beträgt so 1. Es wird angenommen, dass jeder Pkw nachts innerhalb von 8 Stunden eine Strecke von 200 km nachladen kann. Dies entspricht einer Ladeleistung von 5 kW.

8.3 Regionalisierung der Treiber

Für das Ableiten von netzplanerischen Anforderungen an die deutschen Verteilnetze der Nieder- und Mittelspannungsebene ist eine Regionalisierung der Annahmen erforderlich. Die Regionalisierung ermöglicht die Bestimmung der Versorgungsaufgaben (beispielsweise Nachfrage nach Wärme, Mobilität) auf Gemeindeebene. Die Gemeindeebene wird als kleinste untere Verwaltungseinheit genutzt, um eine Hochrechnung von repräsentativen Netzen auf das gesamtdeutsche Gebiet zu ermöglichen. Die anschließende Ermittlung von Gemeinsamkeiten hinsichtlich der zu leistenden Versorgungsaufgaben in unterschiedlichen Gemeinden und die daraus resultierenden Cluster an Gemeinden ermöglicht es, durch Berechnung des Netzausbaus in exemplarischen Netzgebieten Rückschlüsse auf den Netzausbau des gesamten Clusters zu ziehen, dem diese Gemeinde zugeordnet ist.

8.4 Bildung von Netzgebietsklassen

Das Clustern von Netzgebieten in Netzgebietsklassen ermöglicht es, durch die Untersuchung von Netzen in wenigen Gemeinden Rückschlüsse auf das Verhalten anderer Gemeinden derselben Netzgebietsklasse zu ziehen. Zunächst werden alle deutschen Gemeinden hinsichtlich ihrer Einwohnerdichte gruppiert. Hierbei ergeben sich auf Gemeindeebene drei wesentliche Strukturklassen:¹⁴³

- Städtische Gemeinden
- Halbstädtische Gemeinden
- Ländliche Gemeinden¹⁴⁴

Auf Grundlage der gemeindegroben Prognosen erfolgt dann innerhalb dieser Strukturklassen ein Clustern der Gemeinden und eine Einordnung der Netzgebietsklassen. Das Clustern erfolgt nur innerhalb der Strukturklassen, da sich die zu erfüllenden Versorgungsaufgaben von Gemeinden zweier Strukturklassen unterscheiden. Aus diesem Grund werden innerhalb der Strukturklassen unterschiedliche Merkmale zur Bildung der Netzgebietsklassen verwendet (Tabelle 11). Im Hinblick auf die Einbindung von neuen Lasten als zentrales Merkmal wird eine Unterscheidung in konzentriertes Laden und

143 Die Definition des Grads der Verstädterung der Gemeinde wurde vom Statistischen Bundesamt übernommen. Die Festlegung durch das Statistische Bundesamt folgt der europäischen Definition des Degree of Urbanisation nach Eurostat (2011) und richtet sich nach der Bevölkerungsdichte der Gemeinde sowie angrenzender Gemeinden.

144 Destatis (2019).

Übersicht der Strukturklassen und der berücksichtigten Merkmale zur Einordnung in die Netzgebietsklassen

Tabelle 11

Strukturklasse	Merkmale der Clusteranalyse
städtisch	Konzentriertes Laden / Verteiltes Laden
halbstädtisch	Konzentriertes Laden / Verteiltes Laden
	PV / Windenergie an Land
ländlich	PV / Windenergie an Land

Kompetenzzentrum Elektromobilität

verteiltes Laden vorgenommen. Konzentriertes Laden beschreibt Ladepunkte mit einer aus netzplanerischer Sicht hohen maximalen Gleichzeitigkeit des Ladepunktes. Schnellladestationen fallen in diese Kategorie, da planerisch von einer maximalen Gleichzeitigkeit von 1 auszugehen ist. Das heißt, dass eine permanente Nutzung der Schnellladestation angenommen wird. Unter verteiltem Laden hingegen wird ein Laden mit einer aus netzplanerischer Sicht geringeren maximalen Gleichzeitigkeit und damit insbesondere das Laden zu Hause verstanden.

Die aufgelisteten Merkmale in der Tabelle sind dabei flächenbezogen. Dies gewährt die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Gemeinden.

Durch die Analyse repräsentativer Netzstrukturen aus den einzelnen Netzgebietsklassen kann der Investitionsbedarf in den einzelnen Szenarien auf die gesamte Netzgebietsklasse hochgerechnet werden. Letztlich können über die Zusammensetzung der Netzgebietsklassen Aussagen über den Investitionsbedarf in Deutschland getroffen werden.

8.4.1 Erneuerbare Energien

8.4.1.1 Spitzenkappung

Im Rahmen der Analyse wird ein flächendeckender Einsatz der Spitzenkappung (vgl. § 11 Abs. 2 EnWG)¹⁴⁵ von 3 Prozent angenommen. Aufgrund der hohen Unsicherheit des zukünftig verwendeten Ansatzes zur Umsetzung der Spitzenkappung sowie der zu erwartenden Diversität der Umsetzungsvarianten unterschiedlicher Netzbetreiber wird der konservative Ansatz der pauschalen Spitzenkappung verwendet. Es werden die nachstehenden, im Zuge des FNN-Hinweises: *Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad*¹⁴⁶ ermittelten pauschalen Kappungsfaktoren zugrunde gelegt. Die Einspeiseleistung wird im auslegungsrelevanten Rückspeisefall entsprechend wie folgt beschränkt:

- Photovoltaik-Anlagen: Spitzenkappung auf 70 Prozent der installierten Leistung,
- Windenergie-Umwandlungsanlagen: Spitzenkappung auf 84 Prozent der installierten Leistung.

145 EnWG (2005).

146 FNN (2017).

Die Ermittlung der Reduktionsfaktoren erfolgt dabei durch die Analyse von Jahreslastgängen. Es wurden Jahreslastgänge von flächendeckend über Deutschland verteilten Windenergie-Umwandlungsanlagen und Photovoltaik-Anlagen unterschiedlicher Anschluss-Spannungsebenen (Hochspannung bis Niederspannung) sowie aus mehreren Jahren untersucht.

Grundsätzlich besteht für Onshore-Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von beispielsweise 3 MW die Möglichkeit, diese in der Mittelspannungsebene anzuschließen. Allerdings ist die Integration von mehreren Onshore-Windenergieanlagen im selben Mittelspannungsnetzgebiet ab einer bestimmten Leistung nicht ohne Weiteres möglich. Folglich werden größere Onshore-Windparks in der Regel in den höheren Spannungsebenen angeschlossen. Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass ab einer Anzahl von mindestens vier Windenergieanlagen in einem Netzgebiet eine Bündelung dieser Standorte erfolgt und diese in der Hochspannungsebene angeschlossen werden.

8.4.2 Grenzwerte für die Netzplanung

Für die Identifikation von Netzengpässen oder Verletzungen des Spannungsbandes werden die im Folgenden aufgeführten Grenzwerte bezüglich der Belastung von Betriebsmitteln sowie der Spannungsqualität angesetzt.

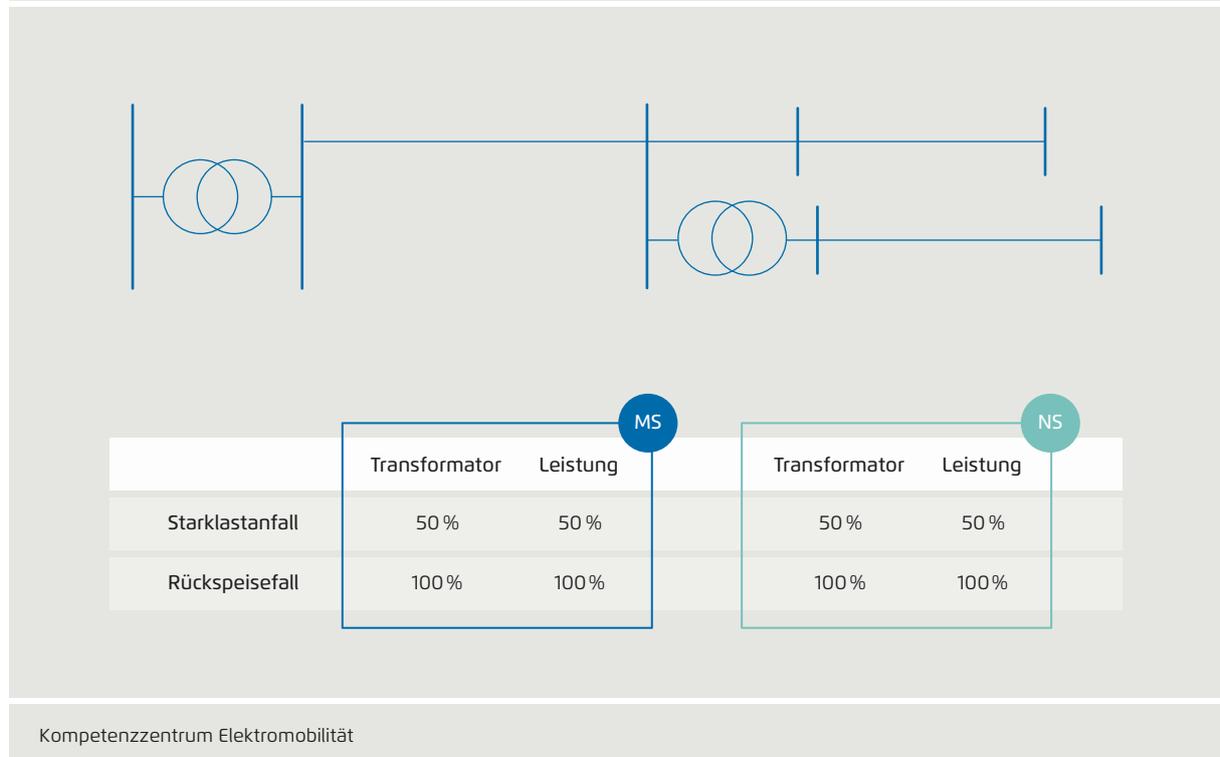
In der Mittelspannungsebene ist die (n-1)-sichere Versorgung der Verbraucher ein angewandter Planungsgrundsatz. Im ungestörten Starklastfall muss daher eine ausreichende Reserve vorgehalten werden. Bei den Hochspannungs- bzw. Mittelspannungstransformatoren sowie bei den Mittelspannungsleitungen wird eine Belastbarkeit von 100 Prozent der Bemessungsscheinleistung im (n-1)-Fall zugelassen, weshalb sich für den Normalbetrieb eine maximale Belastung von 50 Prozent ergibt. Der (n-1)-sichere Netzanschluss von Einspeisern in der Mittelspannung ist derzeit kein Planungsgrundsatz, weshalb im ungestörten Rückspeisefall eine Belastung von 100 Prozent zulässig ist.¹⁴⁷

In der Niederspannungsebene ist der (n-1)-sichere Anschluss sowohl von Verbrauchern als auch von Anlagen aus Erneuerbaren Energien kein angewandter

147 dena (2017).

Zulässige Auslastungen der Betriebsmittel

Abbildung 24



Planungsgrundsatz. Deshalb können alle Betriebsmittel in der Niederspannungsebene mit bis zu 100 Prozent ihrer Bemessungsscheinleistung belastet werden. Zusammenfassend sind in Abbildung 24 die zulässigen Betriebsmittelbelastungen an einem Beispielnetz illustriert.¹⁴⁸

Die Mindestanforderungen an die Spannungsqualität werden von der EN 50160 beschrieben. Demnach beträgt die zulässige Spannungsänderung beim NS-Endkunden ± 10 Prozent der Nennspannung. Das Spannungsband von UN ± 10 Prozent wird vom Verteilnetzbetreiber (VNB) auf die Niederspannungs- und die Mittelspannungsebene aufgeteilt.¹⁴⁹ Die Betrachtung der Umspannebene erfolgt in dieser Studie integriert zur Unterspannungsseite der Umspannebene (beispielsweise Niederspannungsnetz zusammen mit Mittelspannungs- bzw. Niederspannungs-Umspannebene), wodurch ein effizienterer Netz-

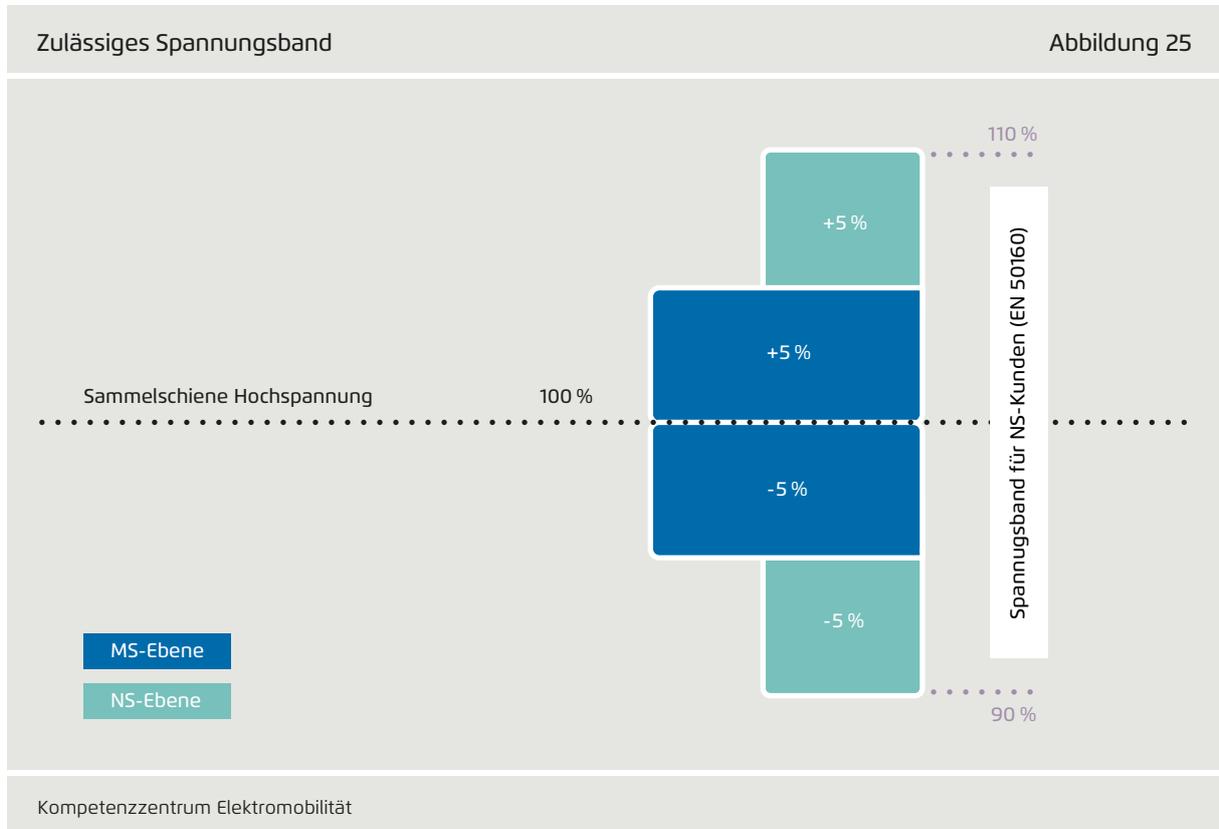
ausbau erzielt wird.¹⁵⁰ Die angesetzte symmetrische Aufteilung des Spannungsbandes ist in Abbildung 25 dargestellt.¹⁵¹

148 dena (2017).

149 DKE (2010).

150 ef.Ruhr (2017).

151 dena (2017).



8.4.3 Standardbetriebsmittel für den Netzausbau

Die im Rahmen des Netzausbaus verwendeten Standardbetriebsmittel werden in Tabelle 12 aufgeführt.

Tabelle 12 Standardbetriebsmittel

Standardbetriebsmittel			Tabelle 12
	Betriebsmittel	Bezeichnung	SN oder IN
NS	Kabel	NAYY 4x150	270 A
	Transformator		0,63 MVA
MS	Kabel	NA2XS2Y 3x1x185	361 A
	Transformator		40 MVA

Kompetenzzentrum Elektromobilität

8.4.4 Anzahl maximaler paralleler Betriebsmittel

Die angenommenen Grenzen paralleler Betriebsmittel werden in Tabelle 13 dargestellt. In diesen Fällen muss eine zusätzliche Netzinfrastruktur aufgebaut werden, um der prognostizierten Versorgungsaufgabe begegnen zu können.

Anzahl maximaler paralleler Betriebsmittel		Tabelle 13
	Betriebsmittel	Max. parallele Betriebsmittel
NS	Kabel	4
	Transformator	2
MS	Kabel	6
	Transformator	4

Kompetenzzentrum Elektromobilität

8.4.5 Methodik zur Hochrechnung

Die monetäre Bewertung der Netzausbaumaßnahmen erfolgt anhand der in Tabelle 14 aufgeführten Betriebsmittelinvestitionen.

Investitionen für Betriebsmittel			Tabelle 14
Spannungsebene	Strukturklasse	Investitionen	
		Transformator/Stück	Leitungen/km
NS	Stadt	10.000 €	100.000 €
	Halbstadt/Land	10.000 €	60.000 €
MS	Stadt	1.200.00 €	140.000 €
	Halbstadt/Land	1.000.000 €	80.000 €

Kompetenzzentrum Elektromobilität

8.5 Annahmen für die Verteilung der Erneuerbaren Energien auf Netzebenen und Netzgebietsklassen

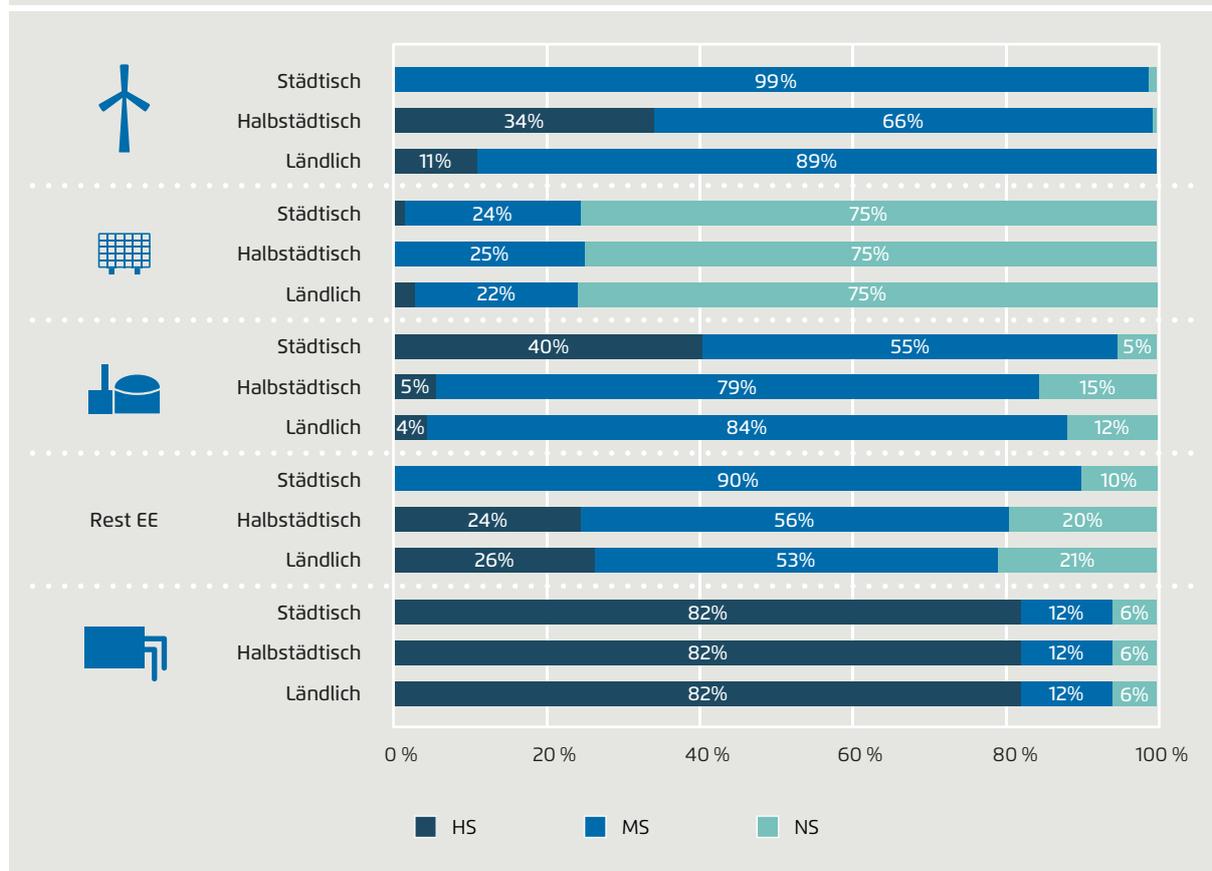
Die Kapazität der Erneuerbaren Energien und Wärmepumpen in der Nieder- und Mittelspannungsebene werden aus der Differenz zwischen der heute installierten Kapazität und den prognostizierten Kapazitäten je Bundesland bestimmt. Die zugrunde liegenden Daten orientieren sich dabei an aktuellen Studien.¹⁵²

Die Zubauleistungen je Bundesland werden anhand des in Abbildung 26 aufgelisteten Regionalisierungsschlüssel auf Gemeindeebene heruntergebrochen. Dieser Detailgrad wird benötigt, um die zu erwartenden Versorgungsaufgaben für einzelne Verteilnetze möglichst genau bestimmen zu können.

152 ef.Ruhr (2017).

Angenommene Aufteilung der zusätzlichen installierten EE-Leistungen auf die Spannungsebenen Höchst- und Hochspannungsebene (HS), Mittelspannungsebene (MS) und Niederspannungsebene (NS) und Netzgebietsklassen (städtisch, halbstädtisch, ländlich)*

Abbildung 26



Kompetenzzentrum Elektromobilität

* ef.Ruhr (2017)

8.6 Übersicht des Netzausbau- bedarfs in Leitungskilometern pro Teilszenario

Netzausbaubedarf in Leitungskilometern pro Teilszenario						Tabelle 15
Szenario	Anzahl Elektro-Pkw	Ladekonzept	Leistung	Leitungen [km]		Gesamt
				NS	MS	
Fortschreibung des heutigen Verkehrssystems (F1-3)	6	ungesteuert	3,7	141.866	86.549	228.415
			11	265.064	115.767	380.831
			22	527.806	157.881	685.687
	15	gesteuert	11	118.699	79.345	198.044
			11	510.532	273.893	784.426
	45	gesteuert	11	192.779	147.927	340.707
			11	564.987	504.543	1.069.531
	30	gesteuert+	11	189.558	481.710	671.268
11			431.254	360.552	791.806	
Mobilitätswende (M1)	30	gesteuert+	11	128.744	341.745	470.489
			11	128.744	341.745	470.489

Kompetenzzentrum Elektromobilität

8.7 Investitionen für die Elektrifizierung von Schienenverkehr und Lkw-Verkehr

Die Stromversorgung der Bahn erfolgt über – zum großen Teil eigene – Hochspannungsnetze. Die Eisenbahninfrastrukturunternehmen in Deutschland betreiben eine Streckenlänge von etwa 38.100 km. Dies entspricht einer Gleislänge von ca. 59.600 km.¹⁵³ Unter der Elektrifizierung des Schienenverkehrs wird die Ausrüstung von Gleisstrecken mit Oberleitungen oder Stromschienen verstanden, die der Versorgung elektrisch betriebener Bahnen dienen. 2018 lag der Anteil der elektrifizierten Schienenstreckenkilometer in Händen des Bundes bei 60 Prozent¹⁵⁴, gemessen an der Verkehrsleistung, also der zurückgelegten Personenkilometer (Pkm) und Tonnenkilometer (tkm) lag der elektrifizierte Anteil bei 90 Prozent.¹⁵⁵ Diese Diskrepanz ist darauf zurückzuführen, dass die intensiver genutzten Routen bereits elektrifiziert sind. Im Koalitionsvertrag von März 2018 ist festgehalten, dass mit dem Beschleunigungsprogramm Elektromobilität Schiene 70 Prozent Streckenkilometer bis 2025 und 75 Prozent bis 2030 elektrifiziert sein sollen.¹⁵⁶ Ein Ansatz für ein Finanzierungsprogramm dieser Elektrifizierungsvorhaben ist im *Masterplan Schienengüterverkehr* des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVi) vorgestellt.¹⁵⁷ Die Kosten eines solchen Finanzierungsprogramms der Streckenausrüstung werden auf insgesamt 11,5 Mrd. Euro bis 2030 geschätzt. Eine Modellierung des Netzausbaubedarfs für den elektrifizierten Schienenverkehr und den damit verbundenen Investitionen wird nicht durchgeführt, da der Ausbau grundlegend anderen Planungsgrundsätzen und Finanzierungsmechanismen folgt.

Für Lkw und Busse wird derzeit die Installation von Oberleitungen getestet. Oberleitungs-Lkw und -Busse beziehen elektrische Energie während der Fahrt über eine oberhalb der Fahrbahn angebrachte Stromleitung. Als Hybridfahrzeug könnten sie in der Regel auch kürzere Strecken mit herkömmlichem Kraftstoff oder einer kleinen Batterie überbrücken. Das Umweltbundesamt

(UBA) schätzt den realisierbaren Anteil der elektrisch abgedeckten Fahrleistung auf 75 Prozent.¹⁵⁸ In einer Machbarkeitsstudie des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) wird vorgeschlagen, Oberleitungs-Lkw vorrangig auf hochausgelasteten Autobahnstrecken im Pendelverkehr einzusetzen.¹⁵⁹ Solche Strecken existieren beispielsweise zwischen Häfen, Fabriken und Minen, Güterverkehrszentren und zentralen Umschlagplätzen.¹⁶⁰ Das BMVi schätzt, dass der Markthochlauf in Deutschland frühestens ab 2020 stattfinden kann.¹⁶¹

Oberleitungs-Lkw würden die Energie voraussichtlich direkt aus dem Hochspannungsnetz beziehen. Ihre Nachfrage wäre eher unflexibel, Lastspitzen würden eher an Werktagen und tagsüber anfallen.¹⁶² Laut Machbarkeitsstudie würden die notwendigen Investitionen für die Infrastruktur bei 1,7 bis 4,1 Mio. Euro pro Autobahnkilometer liegen, Siemens schätzt den Bedarf auf 2,2 Mio. Euro/km.¹⁶³

Die Einführung von Oberleitungs-Lkw und -Bussen ist allerdings aus mehreren Gründen umstritten. Zum einen zielt die Europäische Kommission eher darauf ab, den Verkehr von der Straße auf die Schiene zu verlagern.¹⁶⁴ Zum anderen ist die wirtschaftliche Attraktivität zumindest zurzeit noch begrenzt.¹⁶⁵ Eine Modellierung des Netzausbaubedarfs ist zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund der hohen mit der Technologie verbundenen Unsicherheit nicht sinnvoll.

153 dena (2017); EWI; ef.Ruhr (2018).

154 Ohne Gleise in Serviceeinrichtungen.

155 Allianz pro Schiene (2018 a).

156 Allianz pro Schiene (2012).

157 Allianz pro Schiene (2018b).

158 BMVI (2017b).

159 VDV (2017).

160 UBA (2016).

161 BMVI (2017 a).

162 Siemens (2017).

163 BMVI (2017 a).

164 Ebd.

165 UBA (2016).

09 | Referenzen

50 Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (2018):

50 Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019). Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Agora Energiewende (2018): Agora Energiewende. *Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien*. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze_fuer_Erneuerbare_Energien/Agora-Energiewende_Synchronisierung_Netze-EE_Netzausbau_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Agora Energiewende (2019): Agora Energiewende. *2018 war ein Ausnahmejahr der Energiewende – aber eines mit gemischter Bilanz*. URL: <https://www.agora-energiewende.de/presse/pressemitteilungen/2018-war-ein-ausnahmejahr-der-energiewende-aber-eines-mit-gemischter-bilanz-1/>. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

Agora Energiewende; Agora Verkehrswende (2018): Agora Energiewende; Agora Verkehrswende. *Die Kosten von unterlassenem Klimaschutz für den Bundeshaushalt*. URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Non-ETS/142_Nicht-ETS-Papier_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

Agora Energiewende; RAP (2018): Agora Energiewende; Regulatory Assistance Project. *Netzentgelte 2018: Problematische Umverteilung zulasten von Geringverbrauchern*. Kurzanalyse. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/transparenze-energiewirtschaft/Agora_RAP_Netzentgelte_2018_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 23.04.2019.

Agora Verkehrswende (2017): Agora Verkehrswende. *Mit der Verkehrswende die Mobilität von morgen sichern – 12 Thesen zur Verkehrswende*. URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/12_Thesen/Agora-Verkehrswende-12-Thesen_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics (2018): Agora Verkehrswende; Agora Energiewende; Frontier Economics Limited. *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

Agora Verkehrswende (2018): *Klimaschutz im Verkehr – Maßnahmen zur Erreichung des Sektorziels 2030*. URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Klimaschutzszenarien/Agora_Verkehrswende_Klimaschutz_im_Verkehr_Massnahmen_zur_Erreichung_des_Sektorziels_2030.pdf

Allianz pro Schiene (2012): Allianz pro Schiene. *Deutschland bei Bahn-Elektrifizierung nur Mittelmaß*. URL: <https://www.allianz-pro-schiene.de/presse/pressemitteilungen/2012-019-elektromobilitaet-deutschland-bei-bahn-elektrifizierung-mittelmaass/>. Letzter Zugriff am: 10.04.2019.

Allianz pro Schiene (2018 a): Allianz pro Schiene. *Elektrifizierte Strecken im staatlichen Eisenbahnnetz*. URL: https://www.allianz-pro-schiene.de/wp-content/uploads/2018/09/180905_EU-Vergleich_Elektrifizierung.pdf. Letzter Zugriff am: 10.04.2019.

Allianz pro Schiene (2018 b): Allianz pro Schiene. *Schneller elektrifizieren: Empfehlungen für ein Beschleunigungsprogramm Elektromobilität Schiene 2025*. URL: https://www.allianz-pro-schiene.de/wp-content/uploads/2018/07/180221_Elektrifizierungskarte_AllianzProSchiene.pdf. Letzter Zugriff am: 10.04.2019.

BDEW (2017): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. *Elektromobilität braucht Netzinfrastuktur*. Positionspapier. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170615_Netztintegration-Elektromobilitaet.pdf. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

BDI; Prognos; BCG (2018): Bundesverband der Deutschen Industrie; Prognos; The Boston Consulting Group. *Klimapfade für Deutschland*. URL: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Berylls Strategy Advisors (2017): Berylls Strategy Advisors. *The Revolution of Urban Mobility*. URL: https://www.berylls.com/wp-content/uploads/2018/02/20171215_Studie_Mobilitaet_EN.pdf. Letzter Zugriff am: 10.04.2019.

BMU (2016): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. *Klimaschutzplan 2050*. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

BMU; Ecofys (2018): Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit; Ecofys. *Klimaschutz in Zahlen*. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Broschueren/klimaschutz_in_zahlen_2018_bf.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

BMVI (2009): Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. *Mobilität in Deutschland 2008*. URL: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/mid2008-publikationen.html>. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

BMVI (2017 a): Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. *Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potenziale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw*. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/studie-potenziale-hybridoberleitungs-lkw.pdf?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

BMVI (2017 b): Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. *Masterplan Schienengüterverkehr*. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/StV/masterplan-schienengueterverkehr.pdf?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

BNetzA (2015): Bundesnetzagentur. *Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

BNetzA (2016): Bundesnetzagentur. *Verwaltungsverfahren BK6-16-200*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2016/2016_0001bis0999/BK6-16-200/BK6_16_200_Beschluss.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff am: 03.07.2019.

BNetzA (2017): Bundesnetzagentur. *Flexibilität im Stromversorgungssystem Bestandsaufnahme. Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

BNetzA (2018): Bundesnetzagentur. *Monitoringbericht 2018*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

BNetzA (2019): Bundesnetzagentur. *Baukostenzuschüsse*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzanschluss/Baukostenzuschuesse/baukostenzuschuesse-node.html. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

BSI (2015): Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. *Testkonzept zu BSI TR-03109-TS-1. Version 00.91*. URL: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-TS-1_Testkonzept.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

BSI (2019 a): Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. *Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG. Version 1.0*. URL: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

BSI (2019 b): Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. *Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*. Version 1.0,1. URL: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

BSI; BMWi (2019): Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*. URL: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

CDU; CSU; SPD (2017): Christlich Demokratische Union Deutschlands; Christlich-Soziale Union in Bayern e.V.; Sozialdemokratische Partei Deutschlands. *Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*. URL: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/656734/847984/5b8bc23590d4cb2892b31c987ad672b7/2018-03-14-koalitionsvertrag-data.pdf?download=1>. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

Consentec; Fraunhofer ISI (2018): Consentec; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. *Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende*. Schlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=9. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

dena (2010): Deutsche Energie-Agentur GmbH. *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025*. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

dena (2012): Deutsche Energie-Agentur GmbH. *dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

dena (2017): Deutsche Energie-Agentur GmbH. *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Destatis (2019): Statistisches Bundesamt. *GV-ISys. Verzeichnis der Regional- und Gebietseinheiten*. URL: https://www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Administrativ/beschreibung-gebietseinheiten.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

DKE (2010): Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE. *DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*.

DLR; Fraunhofer ISE; RWTH Aachen, FGH (2012): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; RWTH Aachen, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Aachen: *Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen*. URL: https://www.researchgate.net/publication/259902552_Perspektiven_von_Elektro-Hybridfahrzeugen_in_einem_Versorgungssystem_mit_hohem_Anteil_dezentraler_und_erneuerbarer_Energiequellen. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

E.ON (2019): E.ON SE. *Energie für Elektromobilität*. Präsentation bei einer Pressekonferenz von E.ON am 21.05.2019.

E-Bridge; IEAW; OFFIS (2014): E-Bridge Consulting GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft; OFFIS - Institut für Informatik. *Moderne Verteilernetze für Deutschland*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/>

Studien/verteilternetzstudie.pdf?__blob=publication
File&v=5. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Ecofys; Fraunhofer IWES (2017): Ecofys, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES: *Smart-Market-Design in Deutschen Verteilnetzen*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

EEG (2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

ef.Ruhr (2017): ef.Ruhr GmbH. *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg*. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft. URL: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Elektromobilität Hamburg (o. J.): Elektromobilität Hamburg. *Laufende Projekte - ePowered Fleets Hamburg - Dokumentation*. URL: <https://elektromobilitaethamburg.de/laufende-projekte/flottenprojekte/epowered-fleets-hamburg/dokumentation/>. Letzter Zugriff am: 11.12.2018.

Energynautics (2015): Energynautics GmbH. *Überblick zur Bedeutung der Elektromobilität zur Integration von EE-Strom auf Verteilnetzebene*. URL: <https://www.oeko.de/uploads/oeko/download/2015-Ueberblick-zur-Bedeutung-der-Elektromobilitaet.pdf>. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Energynautics; Öko-Institut; Bird & Bird (2014): Energynautics GmbH; Öko-Institut e.V.; Bird & Bird LLP. *Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz (MWKEL)*. URL: https://mwkel.rlp.de/fileadmin/mwkel/Abteilung_6/Energie/Verteilnetzstudie_RLP.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

ENTEKA; NTB; Continental; EUS; TU Darmstadt; Frankfurt UAS; Fraunhofer LBS (2016): ENTEKA AG; NTB Technoservice; Continental Automotive GmbH; EUS GmbH; Technische Universität Darmstadt; Frankfurt University of Applied Sciences; Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit LBF. *Abschlussbericht Well2Wheel – Integration von Elektromobilität in Smart Grids*. URL: http://www.well2wheel.de/download/well2wheel_abschlussbericht.pdf. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

EnWG (2005): *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)*. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

EPRI (2018): Electric Power Research Institute. *Electric Vehicle Driving, Charging, and Load Shape Analysis: A Deep Dive Into Where, When, How Much Salt River Project (SRP) Electric Vehicle Customers Charge*. URL: <http://mydocs.epri.com/docs/PublicMeetingMaterials/ee/000000003002013754.pdf>. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

European Commission (2011): European Commission. *White Paper on Transport*. URL: https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/themes/strategies/doc/2011_white_paper/white-paper-illustrated-brochure_en.pdf. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

Eurostat (2011): Statistisches Amt der Europäischen Union. *The new degree of urbanisation*. URL: http://ec.europa.eu/eurostat/ramon/documents/DEGURBA/DEGURBA_Methodology_DG_REGIO.zip. Letzter Zugriff am: 14.12.2018.

EWI; ef.Ruhr (2018): Energy Research & Scenarios GmbH; ef.Ruhr GmbH. *Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen*. URL: https://www.ewi.research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2018/05/ewi_ERS_Kosteneffiziente_Sektorenkopplung_Web_Kurzfassung.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

EY (2019): Ernst Young. Barometer Digitalisierung der Energiewende, Ein neues Denken und Handeln für die Digitalisierung der Energiewende. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=20. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

EY; BET (2018): Ernst & Young; BET Energie. Digitalisierung der Energiewende: Flexibilisierung der Stromversorgung - Weiterentwicklung der Netzregulierung. Präsentation gehalten auf der Technische Entwicklungsoptionen und institutionelle Herausforderungen bei den Strom-Verteilnetzen infolge neuer Lasten im Rahmen der Sektorkopplung, Berlin. URL: https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/veranstaltungen/2018_06_07_tagung_verteilnetze_praesentationen/1300h_noldeflexibilisierung-der-stromversorgung.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Fasse (2019): Fasse, Markus. Abenteuer Elektromobilität – VW setzt die ganze Branche unter Strom. Handelsblatt. URL: <https://www.handelsblatt.com/meinung/kommentare/kommentar-abenteuer-elektromobilitaet-vw-setzt-die-ganze-branche-unter-strom/24104562.html?ticket=ST-3349737-zXpJQAzm2WOKYoQa9TzW-ap6>. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

FGH; BDEW; VDE FNN (2018): Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft; Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik Forum Netztechnik/Netzbetrieb. *Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität*. URL: https://www.bdew.de/media/documents/20181210_Metastudie-Forschungsueberblick-Netzintegration-Elektromobilitaet.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Fraunhofer ISI (2015): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. *Real-world fuel economy and CO2 emissions of plug-in hybrid electric vehicles*. Nr. 01/2015. Working Paper Sustainability and Innovation. URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2015/WP01-2015_Real-world-fuel-economy-and-CO2-emissions-of-PHEV_Ploetz-Funke-Jochem-Patrick.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Fraunhofer ISI (2016): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. *Auswirkungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf die Finanzierung deutscher Niederspannungsnetze*. Studie im Auftrag der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2016/SEF_Endbericht.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Fraunhofer ISI (2018): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. *Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland*. In: Working Paper Sustainability and Innovation, Nr. 21/2018, URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP21-2018_Elektromob_Haushaltsstrompreise_Wi%20et%20al.pdf. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Group; TUHH; MFIVE (2019): Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik IML; PTV Planung Transport Verkehr AG; Technische Universität Hamburg; M-Five GmbH. *Energie- und Treibhausgaswirkungen des automatisierten und vernetzten Fahrens im Straßenverkehr*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. URL: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/energie-treibhausgaswirkungen-vernetztes-fahren.pdf?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff am: 25.07.2019.

Fraunhofer IWES (2010): Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES. *Ladestrategien für Elektrofahrzeuge*. Vortrag auf dem VDE-Kongress E-Mobility Kongressbeitrag, 8.-9.11.2010. URL: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4089309.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Götz (2016): Götz, Andreas. *Zukünftige Belastungen von Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität*. Dissertation. Technische Universität Chemnitz. URL: http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/19840/Goetz_Andreas_Dissertation.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Helmut-Schmidt-Universität (2016): Helmut-Schmidt-Universität. *Anforderungen an das Stromnetz durch Elektromobilität, insbesondere Elektrobusse, in Hamburg (Metastudie Elektromobilität)*. Studie im Auftrag von Stromnetz Hamburg, Hamburger Hochbahn AG und Verkehrsbetriebe Hamburg Holstein GmbH. URL: http://edoc.sub.uni-hamburg.de/hsu/volltexte/2017/3156/pdf/Metastudie_Elektromobilitaet_HH1.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

ifeu; Fraunhofer IEE; Consentec (2018): Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE; Consentec. *Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Heat_System_Benefit/143_Heat_System_benefits_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

ifeu; M-Five (2017): Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; M-Five GmbH. *Roadmap for an overhead catenary system for trucks: SWOT Analysis*. URL: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/201712_ifeu_M-Five_Roadmap-OH-Lkw_SWOT-analysis_EN.pdf. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

IKT für Elektromobilität (2019): Taskforce Lastmanagement der Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprojektes „IKT für Elektromobilität“. *Anregungen zur Ausgestaltung von § 14 a EnWG*. URL: https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt3-Anregungen%20zur%20Ausgestaltung%20von%20C2%A7%2014a%20EnWG.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff am: 25.07.2019.

infas; DLR; IVT; infas 360 (2019): infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.; IVT Research GmbH; infas 360 GmbH. *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). URL: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

KBA (2018 a): Kraftfahrt-Bundesamt. *Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden, 1. Januar 2017*. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz3_b_uebersicht.html?nn=1146130. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

KBA (2018 b): Kraftfahrt-Bundesamt. *Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Nutzfahrzeugen, Kraftfahrzeugen insgesamt und Kraftfahrzeuganhängern nach technischen Daten (Größenklassen, Motorisierung, Fahrzeugklassen und Aufbauarten) 1. Januar 2018 FZ 25*. URL: https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2018/fz25_2018_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=5. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

KBA (2018 c): Kraftfahrt-Bundesamt. *Kraftfahrt-Bundesamt – Bestand – Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2018*. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html?nn=644526. Letzter Zugriff am: 04.12.2018.

KBA (2018 d): Kraftfahrt-Bundesamt. *Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2017*. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/Verkehr/Kilometer/verkehr_in_kilometern_node.html. Letzter Zugriff am: 04.12.2018.

KBA (2019 a): Kraftfahrt-Bundesamt. *Bestand am 1. Januar nach Motorisierung*. URL: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Motorisierung/motorisierung_node.html. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

KBA (2019 b): Kraftfahrt-Bundesamt. *Pressemitteilung Nr. 01/2019-Fahrzeugzulassungen im Dezember 2018 – Jahresbilanz*. URL: https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/Fahrzeugzulassungen/pm01_2019_n_12_18_pm_komplett.html?nn=2141748. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

KVK (2018): KVK Kompetenzzentrum Verteilnetze und Konzessionen GmbH. *Regulatorische Auswirkungen der Elektromobilität*. In: *Magazin für die Energiewirtschaft* 7-8/2018, S. 10–15. URL: <https://www.ew-magazin.de/regulatorische-auswirkungen-der-elektromobilitaet/>. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

Marwitz; Elsland (2017): Marwitz, Simon; Elsland, Rainer. *Analyse zukünftiger Netzbelastungen und Implikationen auf den Netzausbau in vorstädtischen Niederspannungsnetzen*. URL: https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2017/html/files/abstracts/16_Marwitz_abstract_2017-01-12_14-59.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

OECD; IFT (2015): Organisation for Economic Co-operation and Development; International Transport Forum. *Urban Mobility System Upgrade*. URL: https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/15cpb_self-drivingcars.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Öko-Institut; ICCT (2018): Öko-Institut e.V.; International Council on Clean Transportation (ICCT). *Klimaschutz im Verkehr: Maßnahmen zur Erreichung des Sektorziels 2030*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Klimaschutzszenarien/Agora_Verkehrswende_Klimaschutz_im_Verkehr_Massnahmen_zur_Erreichung_des_Sektorziels_2030.pdf. Letzter Zugriff am: 06.07.2019.

Oliver Wyman; Technische Universität München (2018): Oliver Wyman; Technische Universität München. *Blackout – E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck*. URL: https://www.oliverwyman.de/content/dam/oliver-wyman/v2-de/publications/2018/Jan/2018_OliverWyman_E-MobilityBlackout.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

RAI; BOVAG (2019): Koninklijke RAI Vereniging; Bond Van Automobielhandelaren en Garagehouders. *Kerncijfers Auto en Mobiliteit 2019*. URL: <https://raivereniging.nl/artikel/marktinformatie/statistieken/kerncijfers-auto-en-mobiliteit-2019.html>. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

RAP (2014): The Regulatory Assistance Project. *Netzentgelte in Deutschland*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/Netzengelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web_101.pdf. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

Roland Berger; ACE (2017): Roland Berger; Auto Club Europa. *Urbane Mobilität 2030: zwischen Anarchie und Hypereffizienz*. URL: https://www.rolandberger.com/publications/publication_pdf/roland_berger_urbane_mobilitaet_2030.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Schaal (2019): Schaal, Sebastian. *Toyota stellt Weichen für Elektroautos mit Batterien*. URL: <https://www.electrive.net/2019/06/07/toyota-verbuedet-sich-mit-catl/>. Letzter Zugriff am: 03.07.2019.

Schuster; Leberwurst; Wittig (2019): Schuster, Henning; Leberwurst, Jens; Wittig, Dirk. *Zeitvariable Netztarife für flexible Kunden*. URL: https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/emw_19-1_EI_Zeitvariable-Netztarife-f%C3%BCr-flexible-Kunden_E-Bridge.pdf. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

SDGE (2018): San Diego Gas & Electric. *Electric Vehicle Pricing Plans*. URL: <https://www.sdge.com/residential/pricing-plans/about-our-pricing-plans/electric-vehicle-plans>. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

Siemens (2017): Siemens AG. *eHighway: Lösung für den elektrifizierten Straßengüterverkehr*. URL: <https://www.siemens.com/press/pool/de/feature/2016/mobility/2016-06-ehighway/hintergrund-ehighway-loesung-d.pdf>. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Society of Automotive Engineers of Japan (2016): Society of Automotive Engineers of Japan, Inc. *Hybrid Vehicles, Electric Vehicles, Fuel Cell Electric Vehicles*. URL: https://www.jsae.or.jp/en/publications/yearbook_e/2016/docu/11_Hybrid_Vehicles_Electric_Vehicles_Fuel_Cell_Electric.pdf. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

Spiegel (2019): SPIEGEL ONLINE GmbH & Co. KG. *Stresstest fürs Stromnetz*. URL: <https://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/elektroautos-e-on-macht-virtuellen-stresstest-fuers-stromnetz-a-1268546.html>. Letzter Zugriff am: 25.07.2019.

Springer (2018): Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH. *Forschungsprojekt Fastcharge präsentiert 450-kW-Ladestation*. URL: <https://www.springerprofessional.de/ladeinfrastruktur/batterie/forschungsprojekt-fastcharge-praesentiert-450-kw-ladestation/16338514>. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (o. J.):

Statistische Ämter des Bundes und der Länder. *Unternehmensregister-System (URS), Betriebe nach Beschäftigtengrößenklassen – Jahr – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte*. URL: <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data.jsessionid=DB09C6230A1205F835E773126ADAC716.reg2?operation=abruftabelleAbrufen&selectionname=52111-01-01-4&levelindex=0&levelid=1529051907360&index=1>. Letzter Zugriff am: 14.12.2018.

Trabish (2018): Trabish, Herman K. *California utilities prep nation's biggest time-of-use rate rollout*. URL: <https://www.utilitydive.com/news/california-utilities-prep-nations-biggest-time-of-use-rate-roll-out/543402/>. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

UBA (2016): Umweltbundesamt. *Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050 – Endbericht*. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-10_endbericht_energieversorgung_des_verkehrs_2050_final.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

UBA (2019): Umweltbundesamt. *Endenergieverbrauch und Energieeffizienz des Verkehrs*. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs>. Letzter Zugriff am: 02.07.2019.

VDA (2019): Zukünftige Verteilung von AC-Fahrzeugladetechnologien. Vortragsfolie aus einer Sitzung des VDA-Arbeitskreises Netzintegration.

VDE FNN (2016): Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik Forum Netztechnik/Netzbetrieb. *Schalten und Steuern mit dem intelligenten Messsystem, Mindestanforderungen und Empfehlungen für eine Steuerbox und Systemarchitektur*. URL: <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/20160826>. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

VDE FNN (2017): Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik Forum Netztechnik/Netzbetrieb. *Das Netz ist das Backbone für Elektromobilität. Eine flächendeckende Verbreitung von Elektroautos setzt Spielregeln voraus. FNN-Position*. URL: <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/das-netz-als-backbone-fuer-elektromobilitaet>. Letzter Zugriff am: 14.12.2018.

VDE FNN (2018): Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik Forum Netztechnik/Netzbetrieb. *Lastenheft Steuerbox: Funktionale und konstruktive Merkmale*. FNN: Berlin.

VDE FNN (2019): Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik Forum Netztechnik/Netzbetrieb. *VDE-AR-N 4100: 2019-04, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*.

VDV (2017): Verband Deutscher Verkehrsunternehmen. *Voll elektrisch! Sonderprogramm zur Finanzierung von Elektrifizierungsvorhaben*. URL: <https://www.vdv.de/voll-elektrisch.pdf?forced=true>. Letzter Zugriff am: 14.12.2018.

VDV (2018): Verband Deutscher Verkehrsunternehmen. *VDV-Statistik 2017*. URL: <https://www.vdv.de/vdv-statistik-2017.pdf?forced=true>. Letzter Zugriff am: 03.07.2019.

VMF (2018): Verband markenunabhängiger Fuhrparkmanagementgesellschaften e.V. *Flottenmarkt Deutschland*. URL: <https://www.vmf-fuhrparkmanagement.de/de/Branche-und-Markt/Flottenmarkt-Deutschland>. Letzter Zugriff am: 14.12.2018.

Volkswagen (2019): Volkswagen AG. *Volkswagen to become a power supplier*. URL: https://www.volkswagenag.com/en/news/2019/01/volkswagen_group_power_supplier.html#. Letzter Zugriff am: 25.07.2019.

VTPI (2018): Victoria Transport Policy Institute. *Autonomous Vehicle Implementation Predictions*. URL: <https://www.vtppi.org/avip.pdf>. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Wehmeier; Koch (2010): Wehmeier, Thomas; Koch, Annika. *Mobilitätschancen und Verkehrsverhalten in nachfrageschwachen ländlichen Räumen*. In: Informationen zur Raumentwicklung 2010 (7). Bonn: Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung. URL: http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/IzR/2010/7/Inhalt/DL_WehmeierKoch.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Wuppertal Institut (2017): Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. *Verkehrswende für Deutschland – Der Weg zu CO₂-freier Mobilität bis 2035*. URL: http://www.wuppertal.greenpeace.de/sites/www.wuppertal.greenpeace.de/files/mobilitaetsszenario_wie_der_verkehrssektor_seine_co2-emissionen_bis_2035_loswerden_kann._langfassung.pdf. Letzter Zugriff am: 15.04.2019.

Zander et al. (2016): Zander, Wolfgang; Riemenschneider, David; Schuchardt, Lukas; Goes, Sebastian; Schemm, Ralf. *Denkimpulse zur Zielmodelldiskussion der Netzentsgeltsystematik Strom in Deutschland*. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (3), S. 8–12. URL: https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2016/et_3-16_WZ_LSC_RSH.pdf. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

Zayer (2017): Zayer, Peter. *Auf dem Weg zum Smart Grid: Steuern über das intelligente Messsystem*. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67 (5), S. 8 – 12. URL: https://voltaris.de/wp-content/uploads/2017/05/et_2017_05_zayer.pdf. Letzter Zugriff am: 13.03.2019.

Zehmayr; Kolata (2018): Jeff Zehmayr; David Kolata. *Charge for less: An analysis of hourly electricity pricing for electric vehicles*. In: World Electric Vehicles Journal 2019. URL: <https://www.mdpi.com/2032-6653/10/1/6/pdf>. Letzter Zugriff am: 29.04.2019.

Wie gelingt uns die Energiewende? Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende und Agora Verkehrswende wollen den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabore, in deren Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Unter diesem QR-Code steht diese
Publikation als PDF zum Download
zur Verfügung.

Agora Verkehrswende

Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-verkehrswende.de
info@agora-verkehrswende.de



Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

