



Analyse und Bewertung von flexibler Nachfrage als Flexibilisierungsoption im Energiesystem

Flexible Nachfrage als wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse

Impressum

Analyse und Bewertung von flexibler Nachfrage

Projektleitung EnSYS-FlexA

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Marian Klobasa, marian.klobasa@isi.fraunhofer.de

Autoren

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Marian Klobasa

Judith Stute

Katharina Wohlfarth

Michael Haendel

Matthias Kühnbach

Pia Manz

Rainer Elsland

Zuwendungsgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) – Förderkennzeichen 0324007

Laufzeit vom 01.02.2016 bis 31.07.2019

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Bildnachweis

Deckblatt: eigene Aufnahme

Veröffentlicht

Januar 2020

Hinweise

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts „Flexible Nachfrage als wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse – EnSYS-FlexA“ aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Das Vorhaben ist Teil des BMWI-Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Abbildung der Stromnachfrage und Regionalisierung	7
2.1	Modellierung der jährlichen regionalen Stromnachfrage	8
2.2	Ergebnisse für die Entwicklung der regionalen Stromnachfrage bis 2030	9
2.3	Vorgehen zur Abbildung der stündlichen Stromnachfrage	11
2.4	Ergebnisse für die Entwicklung der stündlichen Stromnachfrage	14
2.5	Durch Eigenversorgung gedeckte Stromnachfrage	18
3	Analysen zu Nutzerverhalten und Potentialen von flexibler Nachfrage	28
3.1	Befragung von gewerblichen Stromnachfragern	28
3.2	Anreize und Hemmnisse für gewerbliches Lastmanagement	32
3.3	Erlöserwartungen für gewerbliches Lastmanagement	33
3.4	Fazit zum Flexibilitätspotential von gewerblichen Stromnutzern	34
4	Markt- und Rahmenbedingungen für Nachfrageflexibilität	36
4.1	Aktueller Status für Vermarktung von Lastflexibilität	36
4.2	Regelungen in Deutschland	38
4.2.1	Regelleistungsmarkt	38
4.2.2	Spotmarkt	40
4.2.3	Verordnung zu abschaltbaren Lasten	41
4.2.4	Netzspezifische Anreize für Lastflexibilität	42
4.3	Marktbedingungen für Lastmanagement	46
5	Nachfrageflexibilität in der Energiesystemanalyse	49
5.1	Modellierung der Nachfrageflexibilisierung	49
5.1.1	Strommarktmodell	49
5.1.2	Netzmodell	51
5.1.3	Zusammenführung des Strommarkt- und Netzmodells	56
5.2	Auswirkungen von Nachfrageflexibilität auf das Energiesystem	57
5.3	Zusammenfassung zur Auswirkungen von Nachfrageflexibilität im Energiesystem	73
6	Implementierung von Vermarktungsmodellen für flexible Nachfrage	75
7	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	76

8	Abbildungsverzeichnis	79
9	Tabellenverzeichnis	82
10	Literaturverzeichnis	83
A.1	Anhang	86

1 Einleitung

Mit der starken Verbreitung von erneuerbaren Energien (EE) als Kernstrategie für die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele ergeben sich umfassende Veränderungen des Energiesystems. Darunter fallen eine deutliche dynamischere Einspeisecharakteristik von fluktuierenden Stromerzeugern, eine Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte hin zu günstigen Standorten für EE sowie eine Verbreitung von dezentralen Erzeugungsanlagen auf niedrigen Netzebenen.

Aufgrund dieser Veränderungen bekommt das Lastmanagement von flexibler Stromnachfrage eine zunehmende Bedeutung, um zu einem effizienten Energiesystem beizutragen und die Integration von EE zu verbessern. Um die langfristige Entwicklung des Energiesystems zu gestalten und Transformationspfade für ein klimaneutrales Energiesystem aufzuzeigen, sind Systemanalysen eine grundlegende Voraussetzung. Daher ist das Ziel des vorliegenden Berichts, die Auswirkungen von nachfrageseitigen Flexibilitäten für das Energiesystem besser zu verstehen und die bestehenden Ansätze in der Systemanalyse zu verbessern. Flexible Nachfrage und Lastmanagement sind mit verschiedenen Ansätzen in der Systemanalyse bereits betrachtet worden, um die vielfältigen Wechselwirkungen zwischen Erzeugung und Nachfrage beim Betrieb des Stromsystems und der Stromnetzinfrastukturaufzuzeigen. Die Arbeiten und Ergebnisse in diesem Bericht setzen darauf auf und adressieren folgende bisher nicht umfassend betrachtete Forschungsfragen.

Stromnachfrage und Regionalisierung

- Wie lassen sich räumlich hoch-aufgelöste Flexibilitätspotentiale in Deutschland aus öffentlich verfügbaren Daten ableiten?
- Welche regionalen Flexibilitätspotentiale existieren in Deutschland?
- Wie beeinflusst eine Erschließung der Flexibilitätspotentiale die regionale Laststruktur?

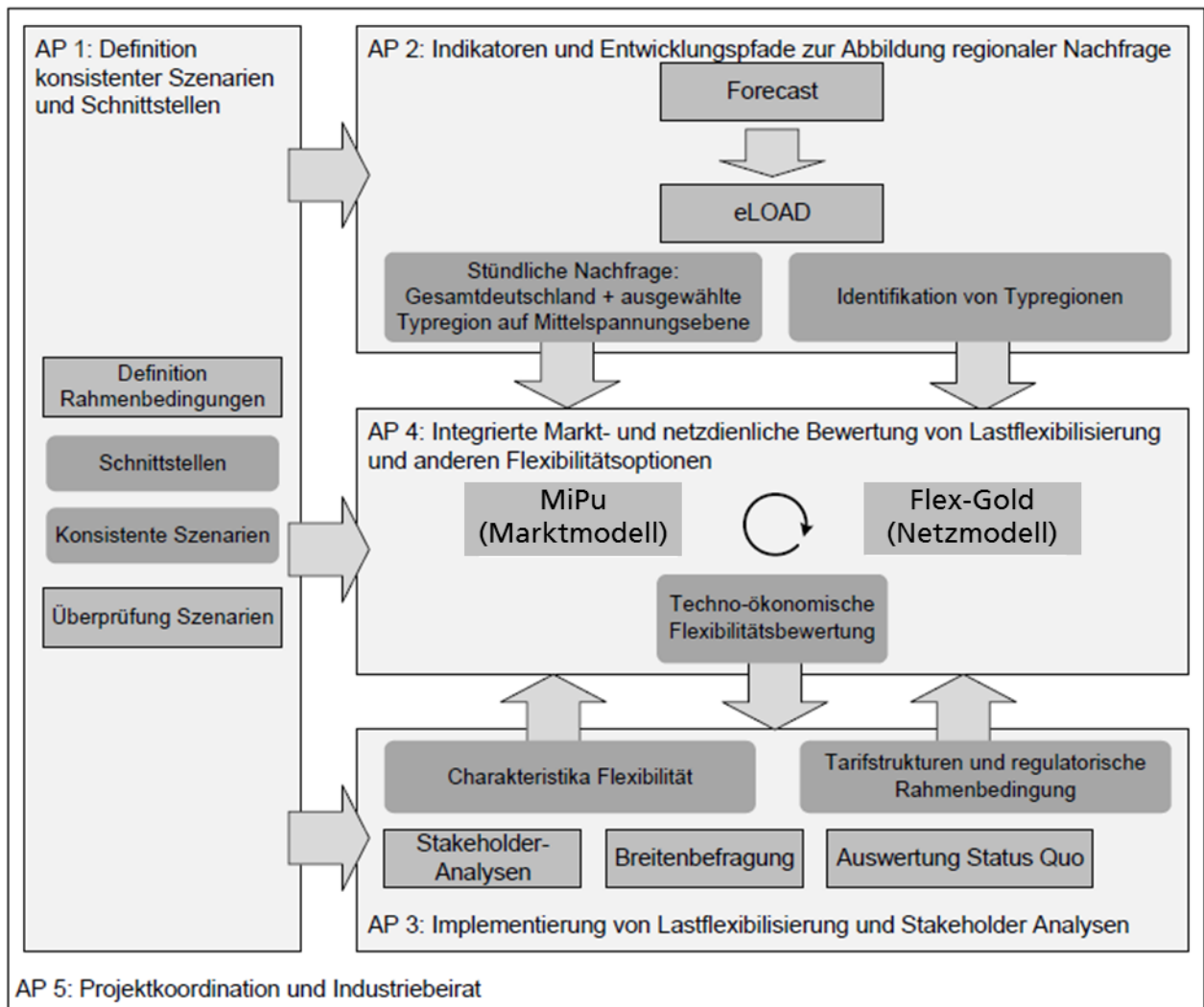
Individuelles Akteursverhalten

- Wie beeinflusst das individuelle Entscheidungsverhalten in Unternehmen die Höhe und Verfügbarkeit von industriellen/gewerblichen Flexibilitätspotentialen?
- Wie lassen sich Flexibilitätspotentiale und Entscheidungsverhalten unterschiedlicher Akteursgruppen in der Energiesystemanalyse berücksichtigen?

Systemanalysen

- Welchen Einfluss kann eine Region auf das gesamtdeutsche Energiesystem ausüben?
- Wie können Flexibilitäten sowohl markt- als auch netzdienlich genutzt werden; und welche Auswirkungen hat dies auf Infrastrukturausbau und Großhandelspreise?
- Welche Flexibilitäten leisten den größten Beitrag zur Versorgungssicherheit?

Aufbauend auf den Forschungsfragen sind die Arbeiten im Vorhaben durchgeführt worden und werden im hier vorliegenden Bericht wiedergegeben. Insgesamt umfasst das Vorhaben dabei fünf Arbeitspakete, die eine interdisziplinäre Bearbeitung der Forschungsfragen erlauben. Ziel des Vorhabens und der Schlussfolgerungen daraus ist es, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft mögliche Entwicklungspfade des Energiesystems und deren potentielle Auswirkungen aufzuzeigen und umfangreiches Orientierungswissen zu schaffen.

Abbildung 1: Projektstruktur des Vorhabens

Quelle: Eigene Darstellung

2 Abbildung der Stromnachfrage und Regionalisierung

Die fortschreitende Transformation des Energiesystems führt dazu, dass Strom mit zunehmenden Anteilen dezentral aus EE produziert wird. Die Volatilität des Dargebots aus EE führt jedoch zu neuen Herausforderungen im Zusammenhang mit der Integration von EE ins Stromsystem. Eine Möglichkeit, dieser Herausforderung zu begegnen, ist es, nicht nur die Erzeugung, sondern auch alle weiteren Komponenten des Stromsystems innerhalb von dezentralen bzw. regionalen Versorgungskonzepten zu betrachten. Insbesondere betrifft dies die regionale Verteilung der Stromnachfrage im Status quo, aber auch, wie diese sich im Zeitverlauf ändert. Für die Entwicklung dezentraler Konzepte (Quartierslösungen, regionale Märkte, Eigenversorgungslösungen) ist zudem die zeitliche Komponente relevant.

Insgesamt wurde die Betrachtung der Nachfrage in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung als Kernelement identifiziert, um die Nutzenwirkung von dezentralen Energiekonzepten zu bewerten. Daher ergeben sich die folgenden Forschungsfragen, die innerhalb dieses Kapitels behandelt werden:

- Wie lässt sich die räumlich hoch-aufgelöste Stromnachfrage in Deutschland aus öffentlich verfügbaren Daten ableiten?
- Welche Treiber bestimmen die zukünftige Entwicklung der regionalen Stromnachfrage?
- Wie wirken sich regional unterschiedliche Entwicklungen der Nachfrage verschiedener Sektoren und von Sektorkopplungsanwendungen auf die stündlich aufgelöste regionale Stromnachfrage aus?

Innerhalb dieses Projekts wurden zunächst vorhandene Ansätze zur Regionalisierung der Stromnachfrage betrachtet. Auf dieser Basis wurde ein eigener Regionalisierungsansatz entwickelt. Der entwickelte Ansatz für die jährliche und stündliche Regionalisierung der Stromnachfrage wird innerhalb dieses Kapitels beschrieben. Außerdem wird auf ausgewählte Ergebnisse dieser Regionalisierung eingegangen.

Für eine Zusammenstellung vorhandener Regionalisierungsansätze sowie eine ausführliche Beschreibung der am Fraunhofer ISI entwickelten Regionalisierungsmethodik sei auf (Elstrand et al. 2015) verwiesen. Ergebnisse zur Entwicklung der regionalen stündlichen Nachfrage über das vorliegende Kapitel hinaus sind in (Klingler et al. 2017) beschrieben.

Die Projektion der jährlichen und stündlichen regionalen Stromnachfrage in Deutschland bis zum Jahr 2050 findet modellbasiert mithilfe der Simulationsmodelle FORECAST und eLOAD statt. Als räumliche Auflösung werden die Landkreise (NUTS-3-Ebene) festgelegt. Die Modellierung ist in ein Dekarbonisierungsszenario (Ziel: > 80 % CO₂-Reduktion im Vergleich zu 1990 über alle Sektoren) eingebettet.

Während die Betrachtung der Stromnachfrage auf Landkreisebene vor allem aus der Systemsicht Erkenntnisse und damit Vorteile bringt, ist aus Akteurssicht die Betrachtungsebene abhängig davon, welchen räumlichen Zusammenhang ein dezentrales Versorgungskonzept besitzt. Beispiele für dezentrale Versorgungskonzepte sind Quartierslösungen, regionale Handelsplattformen („Peer-to-Peer“) oder Eigenversorgungslösungen für Haushalte. Insbesondere PV-Eigenverbrauchslösungen für Haushalte in Kombination sind einerseits durch Kostendegressionseffekte für PV-Module und Batteriespeicher und andererseits bedingt durch den aktuellen regulatorischen Rahmen in Deutschland attraktiv und sind damit auch aus Stromsystemsicht zunehmend relevant. Aus diesem Grund werden in Abschnitt 0 die zukünftigen Marktanteile von PV-Heimspeichersystemen und die daraus resultierenden Auswirkungen analysiert. Die folgenden Fragestellungen werden dabei adressiert:

- Welche Faktoren beeinflussen die Diffusion von PV-Heimspeichersystemen?
- Wie kann die Bewirtschaftung von PV-Heimspeichersystemen modelliert werden?
- Auf welche Weise beeinflussen Sektorkopplungstechnologien wie Elektrofahrzeuge (EV) und Wärmepumpen die Nutzenwirkung und damit die Diffusion von PV-Heimspeichersystemen?
- Können PV-Heimspeichersysteme systemdienlich und dennoch auch aus Akteurssicht ökonomisch vorteilhaft bewirtschaftet werden?

2.1 Modellierung der jährlichen regionalen Stromnachfrage

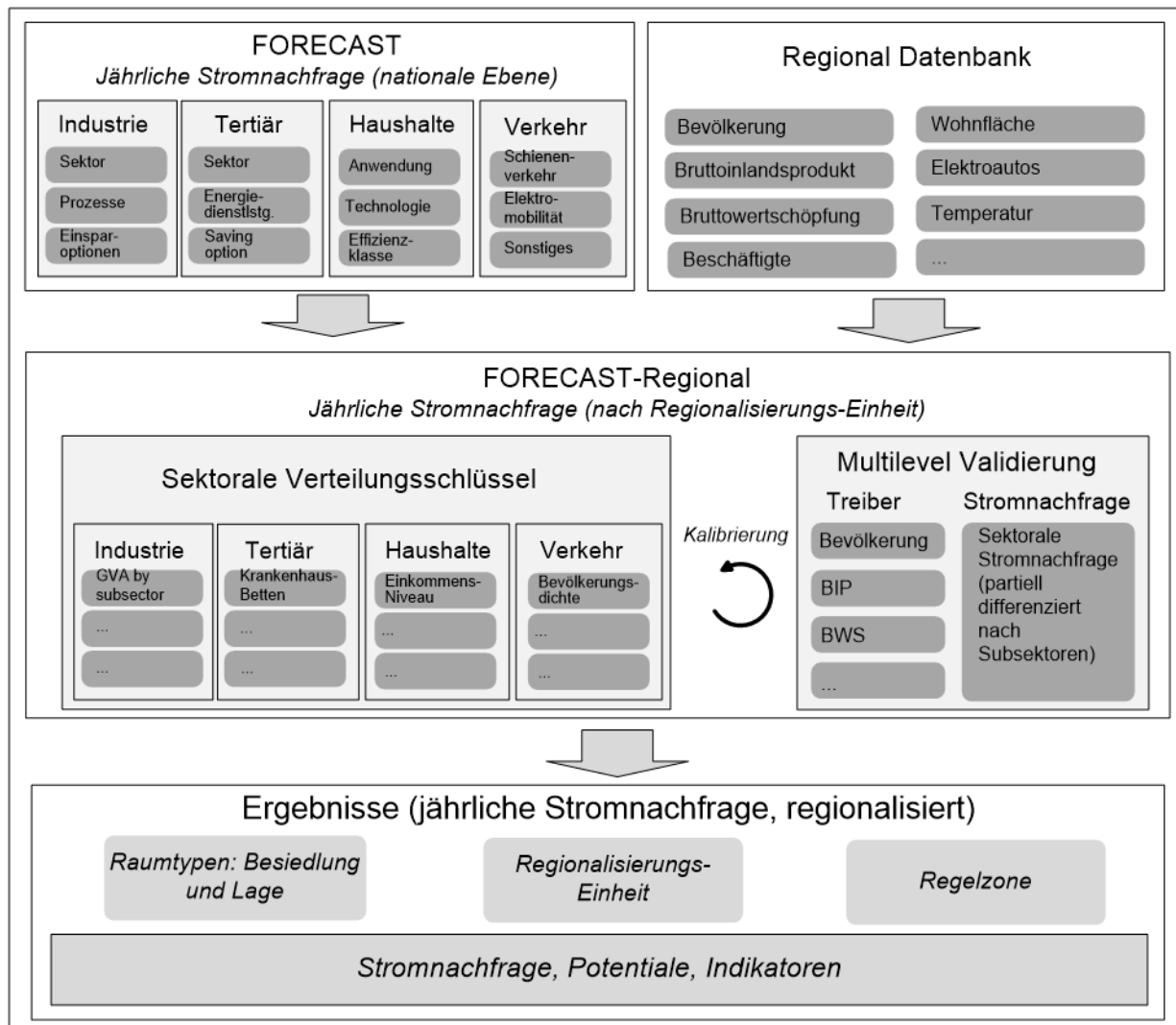
Der Endenergieverbrauch wird in der Regel in vier Sektoren unterteilt: Industrie, Haushalte, Verkehr und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD). Um ein ambitioniertes Minderungsniveau gemäß den europäischen und deutschen Zielen für 2050 zu erreichen, müssen mittel- und langfristig große Veränderungen in den Nachfragesektoren stattfinden. Neben der Energieeffizienz ist ein weiterer wichtiger Pfeiler für eine Dekarbonisierung auf der Nachfrageseite die Umstellung von fossilen Brennstoffen (z. B. Kohle, Erdgas, Öl) auf erneuerbare Energiequellen (z. B. Solar, Biomasse). Um eine tiefgreifende Dekarbonisierung insbesondere in den Sektoren Industrie und Verkehr zu erreichen, wird Energieeffizienz und die Umstellung auf EE nicht ausreichen. Diese Sektoren benötigen zusätzliche Strategien für eine deutliche Emissionsminderung, z. B. durch die Nutzung sekundärer Energiequellen wie Strom und Wasserstoff in neuen Technologien oder Industrieprozessen. Zu den wichtigsten Herausforderungen im Industriesektor gehören außerdem die Verringerung der Prozessemissionen aus chemischen Reaktionen innerhalb des Produktionsprozesses, der Hochtemperaturbedarf und die technischen Beschränkungen in Industrieöfen für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen, sowie der Bedarf an traditionell fossilen Rohstoffen für die chemische Industrie wie Erdgas. Die Steigerung der Effizienz des Verkehrssystems beinhaltet eine Verlagerung auf emissionsärmere Verkehrsträger und die Beschleunigung des Einsatzes emissionsarmer alternativer Energien wie Strom, Wasserstoff und erneuerbarer synthetischer Kraftstoffe. Die Dekarbonisierung der Haushalte und des GHD-Sektors steht bei der thermischen Sanierung des Gebäudebestands vor großen Herausforderungen, was sowohl die Sanierungstiefe als auch die -rate betrifft sowie die Austauschrate von veralteten Wärmeerzeugern.

FORECAST ist ein Simulationsmodell zur Erstellung von Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der jährlichen Energienachfrage in europäischen Ländern (Fleiter et al. 2018). Das Ergebnis ist der jährliche Endenergiebedarf auf nationaler und Bezirksebene (NUTS-3). Das Modell ist in Industrie, Haushalte, GHD und andere Sektoren unterteilt. Obwohl die allgemeine Methodik der jeweiligen sektoralen Module vergleichbar ist (Bottom-up, Simulation), unterscheidet sich die Struktur der sektoralen Module je nach technologischer Struktur zum Teil erheblich. Gemeinsame Eingangsdaten des Modells sind sektorübergreifende und szenariospezifische Parameter wie die wirtschaftliche Entwicklung (BIP), die Energiegroßhandelspreise und die Gestaltung der politischen Maßnahmen sowie zusätzliche sektorspezifische Parameter wie die Bruttowertschöpfung. Die Diffusion von Technologieoptionen wird durch Investitionsentscheidungen modelliert, die sich auf die Energieintensität auswirken. Dies ermöglicht die Bewertung der Steigerung der Energieeffizienz und der Auswirkungen von Politikmaßnahmen.

In einem nachfolgenden Schritt wird die nationale Nachfrage in Landkreise (NUTS-3-Regionen) unterteilt. Mit sektoralen Verteilungsschlüsseln und statistischen Analysen, z. B. sektorale Bruttowertschöpfung, Bevölkerungsdichte, Industriestandorte mit Produktionskapazitäten, Fahrzeugbestand und Heizungsanlagen, wird die regionale Nachfrage nach Energieträgern und einzelnen Technologien in hoher räumlicher Auflösung modelliert und projiziert (Elstrand et al. 2015). Für die Industrie wurde eine Industriestandortdatenbank weiterentwickelt und verwendet, in der für über 5.000 energieintensive Standorte in Europa die Koordinaten hinterlegt sind. Mithilfe der Produktionsprozesse und den dadurch typischen Energieverbrauch kann die Endenergienachfrage für das Basisjahr für den Standort und damit für die NUTS-3-Region ermittelt werden. Für die zukünftige Entwicklung wird für Energie- und Materialeffizienzfortschritte, Prozesswechsel und Brennstoffwechsel eine für Deutschland durchschnittliche Entwicklung angenommen. So kann auch der zukünftige Energieverbrauch abgeschätzt werden. Im Haushalts- und GHD-Sektor ist die Herausforderung, die regionale Entwicklung der Sanierungen und des Austauschs der Wärmeerzeuger abzuschätzen, basierend auf dem heutigen Stand und der Region, in der das Gebäude sich befindet. Für den heutigen Stand wurde eine Datenbasis basierend auf den Ergebnissen des Zensus 2011 geschaffen sowie die Landkreise nach Clustern unterteilt. Aufbauend auf diesen Daten kann eine zukünftige Entwicklung abgeschätzt werden, beispielsweise, dass in städtischen Gebieten mehr Häuser an Fernwärmenetze angeschlossen werden oder Einfamilienhäuser in weniger dicht besiedelten Gebieten saniert werden und mit einer Wärmepumpe ausgestattet werden. Für den Verkehr ist eine Modellierung der Ausstattung mit Elektro-Pkw notwendig. Dafür fließen die heutigen Bestandszahlen

von Pkw mit Verbrennungsmotor sowie mit Elektromotor (PHEV und BEV¹) ein. Abbildung 2 fasst die Modellschritte der Modellierung der regionalen jährlichen Stromnachfrage mit FORECAST schematisch zusammen.

Abbildung 2: Vorgehen zur Bestimmung der regionalen Stromnachfrage



Quelle: Eigene Darstellung

2.2 Ergebnisse für die Entwicklung der regionalen Stromnachfrage bis 2030

Obwohl der Schwerpunkt der Modellierung bis zum Jahr 2030 liegt, muss die Entwicklung des Energiesystems bis 2050 betrachtet werden. Die Erreichung der internationalen und nationalen Klimaschutzziele im Jahr 2050 hängt stark von den Entwicklungspfaden und dem Ambitionsniveau der implementierten Maßnahmen ab. Im Folgenden wird auch kurz auf die Entwicklung der Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 eingegangen, die in einem Minderungsszenario von 80 % CO₂ zu erwarten sind, sowie auf die damit verbundenen erforderlichen Maßnahmen, Technologien und Förderungen.

¹ PHEV: plug-in electric vehicle; BEV: battery electric vehicle

Die Entwicklung der Stromnachfrage in Deutschland lässt sich in zwei Phasen aufteilen: Bis 2030 dominiert die Effizienzsteigerung in allen Sektoren die Gesamtstromnachfrage. Danach führt der Einfluss neuer Technologien wie Wärmepumpen und Elektromobilität sowie die Umstellung von fossilen Energieträgern auf Strom in industriellen Anwendungen zu einem Anstieg der Stromnachfrage um über 30 % gegenüber 2015.

In der Industrie hat die Analyse gezeigt, dass die heute verfügbaren Technologien nicht ausreichen, um eine tiefgehende Dekarbonisierung des Sektors zu erreichen. Ein Minderungs-niveau in der Industrie von mehr als 80 % kann ohne den Einsatz von CCS erreicht werden, erfordert jedoch die Umsetzung einer Vielzahl verschiedener Minderungsoptionen, einschließlich energieeffizienter und kohlenstoffarmer Produktionsinnovationen, Strom und Wasserstoff auf der Grundlage erneuerbarer Energieträger (auch als Ausgangsstoff für die chemische Industrie), einer umfassenden Kreislaufwirtschaft und Verbesserungen der Materialeffizienz. Um dies zu erreichen, muss der derzeitige Policy-Mix angepasst werden, um FuE-Aktivitäten, die auf die Dekarbonisierung der industriellen Produktion abzielen, wirksam zu unterstützen. In diesem Zusammenhang kann auch die öffentliche FuEul-Förderung eine wichtige Rolle spielen. Ein ETS-Mindestpreispfad kann langfristig mehr Klarheit und Sicherheit für Investoren schaffen. Eine CO₂-Steuer könnte Anreize für Unternehmen außerhalb des ETS für einen Brennstoffwechsel bieten. Die Steigerung der Materialeffizienz und ein zirkulärer Wirtschaftsansatz entlang der Wertschöpfungskette erfordert auch einen breiten Policy-Mix (z. B. Maßnahmen zur Erhöhung der Recyclingquote, Maßnahmen zur Sichtbarmachung von CO₂-Preissignalen entlang der Wertschöpfungskette) einschließlich eines gezielten öffentlichen Beschaffungswesens.

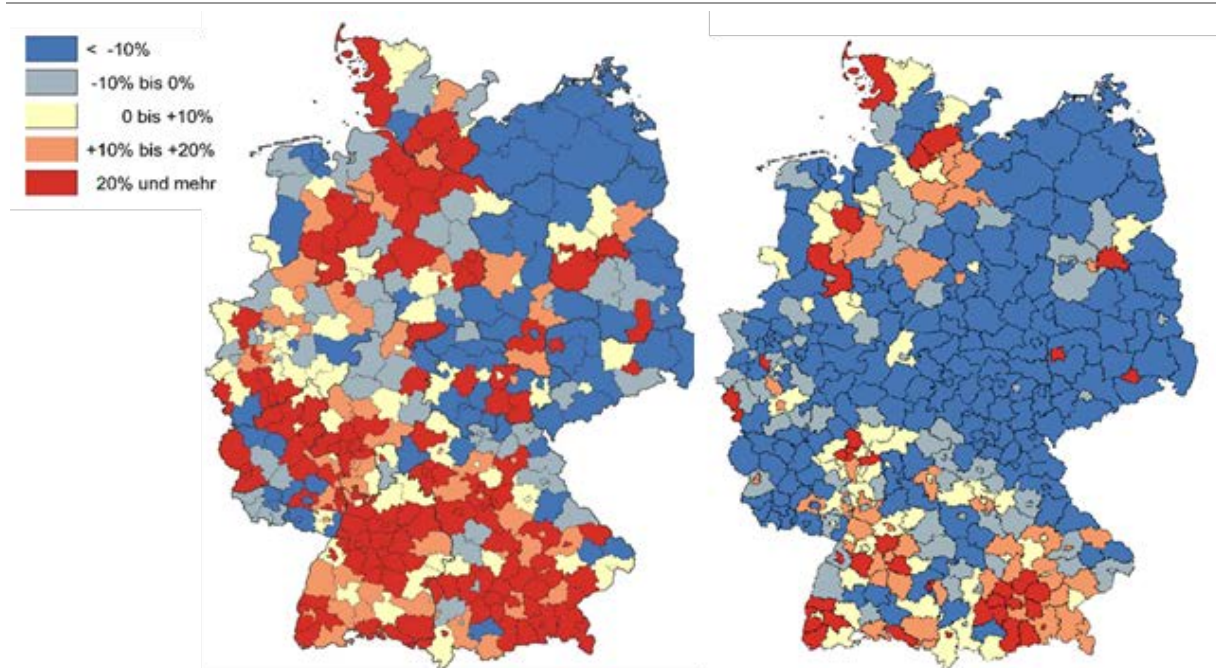
Im Verkehrssektor wird sich die Energienachfrage erheblich verändern, wenn die Ziele für die Treibhausgasemissionen bis 2050 erreicht werden. Während die Elektrifizierung eine wichtige Lösung für den Straßenverkehr ist, werden Mischungen von Bio- oder synthetischen Kraftstoffen in der Luftfahrt und der Schifffahrt eine wichtige Rolle spielen. Um die große Herausforderung der Dekarbonisierung einer stetig wachsenden Verkehrsnachfrage zu bewältigen, ist eine Kombination aus mehreren starken Maßnahmen und Politiken erforderlich. Eine große Verlagerung auf die effizienteren, nicht straßengebundenen Verkehrsträger wäre noch wünschenswerter, erfordert jedoch eine Änderung der Gewohnheiten und der Abfertigungsprozesse, die schwieriger zu erreichen und vorherzusagen ist.

Im Haushalts- und GHD-Sektor ist die Sanierung von Gebäuden eine Voraussetzung für den Einsatz von EE und effizienter stromabhängiger Heiztechnologien. Es sind große Anstrengungen aller Beteiligten erforderlich, um die Energieeffizienz von Gebäuden zu erhöhen und die Sanierungsrate und -tiefe über das derzeitige Niveau hinaus zu steigern. Es sind bereits ehrgeizige EU-weite Regelungen für Gebäudestandards in Kraft. Wärmepumpen können eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Wärmebedarfs im tertiären Sektor und in Wohngebäuden spielen. Bei den Geräten wie Weiße Ware, Klimatisierung und IKT wird eine Verschärfung der Effizienzstandards in Kombination mit der Einführung neuer Effizienzklassen notwendig sein, um den Strombedarf für Geräte im Haushalts- und GHD-Sektor zu senken.

Die regionale Stromnachfrage unterscheidet sich je nach den strukturellen Merkmalen sowie den Veränderungen in den Regionen. Ein Haupttreiber ist die Bevölkerungsentwicklung, da die ländlichen Gebiete in Deutschland mit einer sinkenden Bevölkerungszahl konfrontiert sein werden, während die städtischen Gebiete und Städte, insbesondere die Vorstädte, wachsen. Dieser Zusammenhang geht auch aus Abbildung 3 hervor. Diese zeigt die Änderung der jährlichen Nachfrage in den Landkreisen Deutschlands für 2050 gegenüber 2015. In der Darstellung rechts sind dabei lediglich „klassische“ Verbraucher aufgeführt, d. h. weder Wärmepumpen noch Elektrofahrzeuge.

Der Einfluss auf die regionale Energienachfragestruktur ist von verschiedenen Einflussfaktoren abhängig. Die industriellen Produktionsstandorte beeinflussen beträchtlich die Energienachfrage in der Region, in der sie liegen. Insbesondere der zukünftig wachsende Strombedarf der Schwerindustrie wie Stahl-, Zement- und Chemieindustrie wird die Nachfragestruktur der gesamten Region verändern. Im ländlichen Raum wird der Strombedarf für Elektromobilität und Wärmepumpen den Gesamtstrombedarf erhöhen (siehe Abbildung 3 (links)). In den Vorstädten kann der wachsende GHD-Sektor mit seinem Bedarf an Gebäude- und Serverkühlung das Flexibilitätspotential des Strombedarfs verändern.

Abbildung 3: Prozentuale Veränderung der Stromnachfrage in 2050 in Bezug auf 2015 in den Landkreisen in Deutschland mit (links) und ohne (rechts) neue Anwendungen



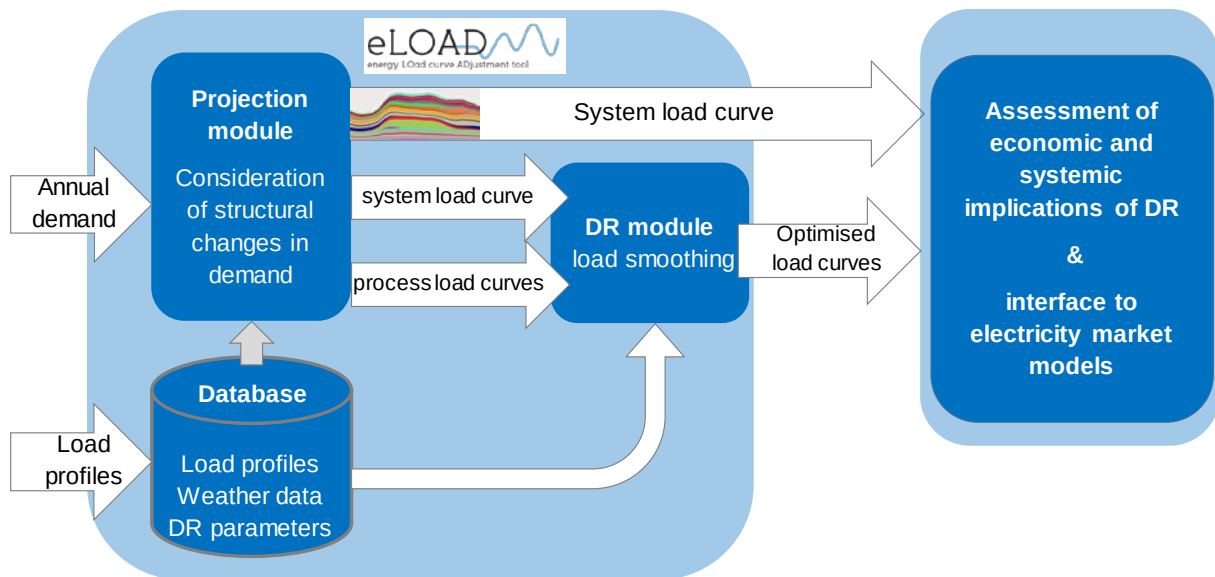
Quelle: Eigene Darstellung

2.3 Vorgehen zur Abbildung der stündlichen Stromnachfrage

Modellierung der stündlichen Stromnachfrage mit nationaler Auflösung

Zur Modellierung der Nachfrageseite wird das Modell eLOAD („energy load curve adjustment tool“) verwendet (Boßmann 2015). Das Modell besteht aus zwei Modulen, einem Projektionsmodul und einem Demand Response Modul. Es wird verwendet, um die Transformation der Systemlast und insbesondere die Entwicklung von Spitzenlasten abzubilden. Mit dem Projektionsmodul, welches zur Berechnung der Gesamtlast dient, wird die stündlich aufgelöste nationale Stromnachfrage durch eine partielle Dekomposition der Systemlast abgebildet. Basis für die Systemlastkurve sind historische Daten in stündlicher Auflösung, unter anderem Lastganglinien, Temperaturzeitreihen und technologiespezifische Nachfrageprofile, sowie prozess- und anwendungsspezifische Stromnachfragen, kombiniert mit den entsprechenden Nachfrageprofilen. Die Systemlast des Basisjahrs wird so in einem ersten Schritt in individuelle Prozesslastprofile sowie ein verbleibendes Restprofil zerlegt. Im nächsten Schritt werden die Prozesslastprofile aus dem Basisjahr so skaliert, dass diese der jährlichen, technologiespezifischen Nachfragemenge des Zieljahres entsprechen und anschließend zur Systemlastkurve des Zieljahres zusammengesetzt. Durch diese Zerlegung und anschließende Reaggregation der Systemlast können strukturelle Änderungen der Systemlast, ausgelöst durch technologischen oder gesellschaftlichen Wandel, identifiziert werden. Abbildung 4 gibt einen schematischen Überblick über den Aufbau von eLOAD. Für weitere Informationen zum Modellaufbau sei auf (Boßmann 2015) verwiesen.

Abbildung 4: Aufbau des Modells eLOAD zur Simulation der zukünftigen stündlichen Stromnachfrage und von Lastmanagement



Quelle: Eigene Darstellung

Regionalisierung der stündlichen Stromnachfrage

Da historische Daten für die gesamte stündliche Nachfrage auf regionaler Ebene nicht öffentlich verfügbar sind, wird die regionale Nachfrage mit stündlicher Auflösung für das Basisjahr 2015 berechnet. Anschließend wird die regionale Lastkurve in die Zukunft projiziert, um den lokalen Lastverlauf und Flexibilitätsbedarf abzuschätzen.

Zur Modellierung des regionalen Stundenbedarfs wird eine regionale partielle Dekomposition verwendet, die aus vier Schritten besteht. Die Idee der partiellen Zerlegung ist es, Prozesse und Geräte zu identifizieren, die einen hohen Einfluss auf die Struktur der Last haben. Durch die Kombination von jährlichen regionalen Verbrauchsdaten mit stündlichen Prozesslastprofilen kann die stündliche Netzlast Deutschlands in prozessspezifische „Lastscheiben“ und einen verbleibenden „Restbedarf“ zerlegt werden. Abhängig von der Struktur des Jahresbedarfs innerhalb einer Region wird der stündliche Regionalbedarf durch Reaggregation der zuvor abgeleiteten stündlich aufgelösten Lastscheiben berechnet.

Methodischer Ansatz der Regionalisierung

1. Zunächst werden Prozesse und Teilbereiche ausgewählt, die einen relevanten Einfluss auf die stündliche Nachfrage haben. Anschließend wird der gesamte regionale Strombedarf (jährlich) für jede Region in Deutschland für das Basisjahr 2015 in diese Prozesse aufgeteilt. Abbildung 5 zeigt die subsektorale Disaggregation in die ausgewählten Subsektoren beispielhaft für die Regionen in Baden-Württemberg, Sachsen und Nordrhein-Westfalen. Die Abbildung zeigt deutlich die Heterogenität der verschiedenen Regionen bezüglich ihrer subsektoralen Struktur auf.
2. Um 100 % des gesamten Jahresbedarfs zu decken, wird auch der verbleibende „Restbedarf“ berechnet. Er enthält insbesondere die Nachfrage aus dem GHD-Sektor und den nicht-energieintensiven Industrien.
3. Anschließend werden alle ausgewählten Teilsektoren auf stündliche Lastprofile aus der Datenbank eLOADs gemapped. Ebenso wird auf Basis einer Zerlegung der deutschen Systemlast ein Profil für die „Restnachfrage“ erzeugt und regional skaliert.

Um die gesamte stündlich aufgelöste regionale Nachfrage zu erhalten, werden die prozessspezifischen Profile einschließlich des Profils für die „Restnachfrage“ für jede Region reaggregiert.

Abbildung 5: Verteilung der jährlichen Nachfrage pro Region für Sachsen, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen

Darstellung für Sachsen, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen unterteilt in Subsektoren und Prozesse, die zur partiellen Dekomposition mit dem Ziel der Regionalisierung der stündlichen Stromnachfrage verwendet werden.

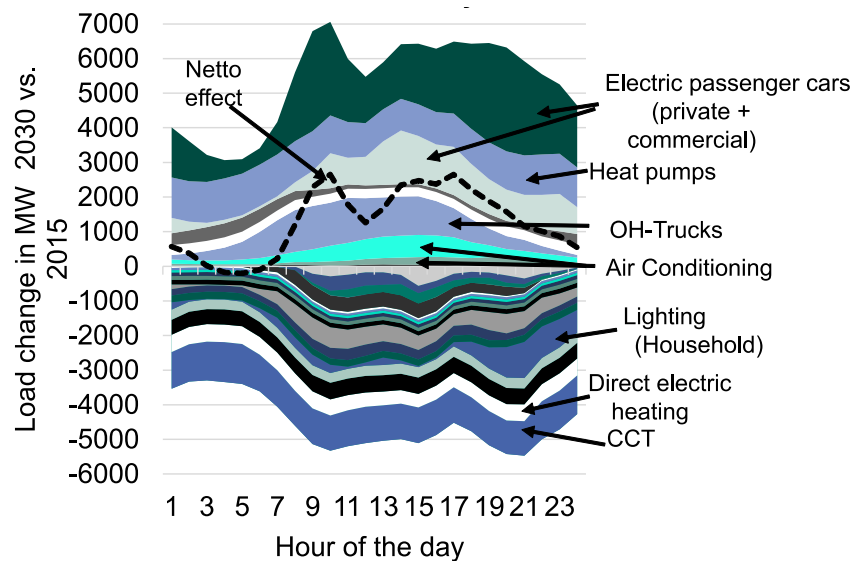


Quelle: Eigene Darstellung

2.4 Ergebnisse für die Entwicklung der stündlichen Stromnachfrage

Der Lastverlauf auf regionaler Ebene wird einerseits von generellen Trends auf nationaler Ebene geprägt, andererseits von strukturellen Unterschieden zwischen den Regionen. Abbildung 6 zeigt für Deutschland die Veränderung der Nachfrage ausgewählter Prozesse und Anwendungen zwischen den Jahren 2015 und 2030 im Überblick. Im Vergleich der beiden Jahre ist erkennbar, dass sich Trends aus der Modellierung der jährlichen Nachfrage auch in der stündlichen Perspektive niederschlagen.

Abbildung 6: Änderung der durchschnittlichen stündlichen Stromnachfrage ausgewählter Prozesse über den Tagesverlauf – 2030 vs. 2015

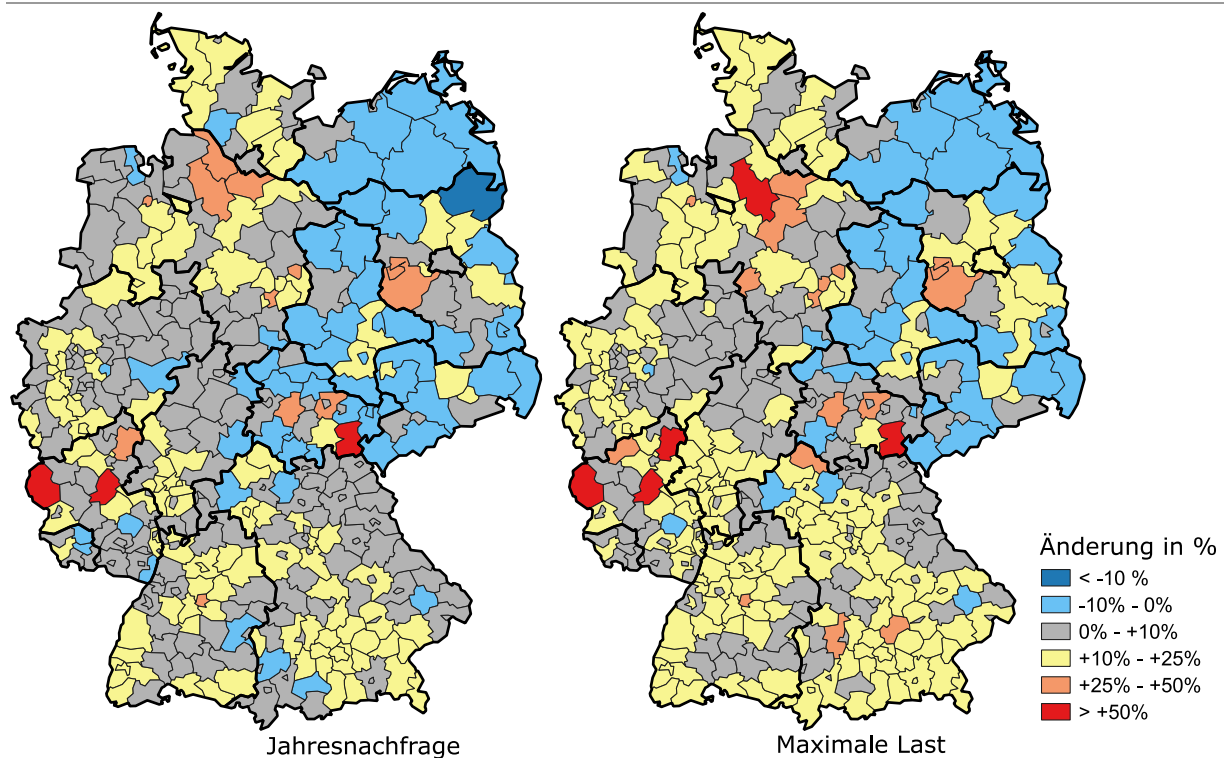


Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wird von einem leichten Nachfrageanstieg bis 2030 ausgegangen. Jedoch steigt die Nachfrage aufgrund von Effizienzgewinnen, insbesondere bei der Beleuchtung sowie bei Querschnittstechnologien, während der Nachtstunden weniger stark an. Indes diffundieren bis zum Jahr 2030 neue Verbraucher, beispielsweise Wärmepumpen im Tertiär- und Haushaltssektor sowie private und gewerbliche Elektrofahrzeuge ins System. Letztere werden besonders tagsüber geladen und erhöhen die Belastung in diesen Stunden. Entsprechend ist der in Abbildung 6 erkennbare Nettoeffekt nicht gleichmäßig über den Tag verteilt. Stattdessen führt die Elektromobilität dazu, dass sich die Mittagsnachfragespitze verstärkt und sich gleichzeitig eine neue Nachfragespitze am frühen Abend herausbildet, die auf das „Laden nach dem letzten Weg“ von Elektrofahrzeugen zurückzuführen ist.

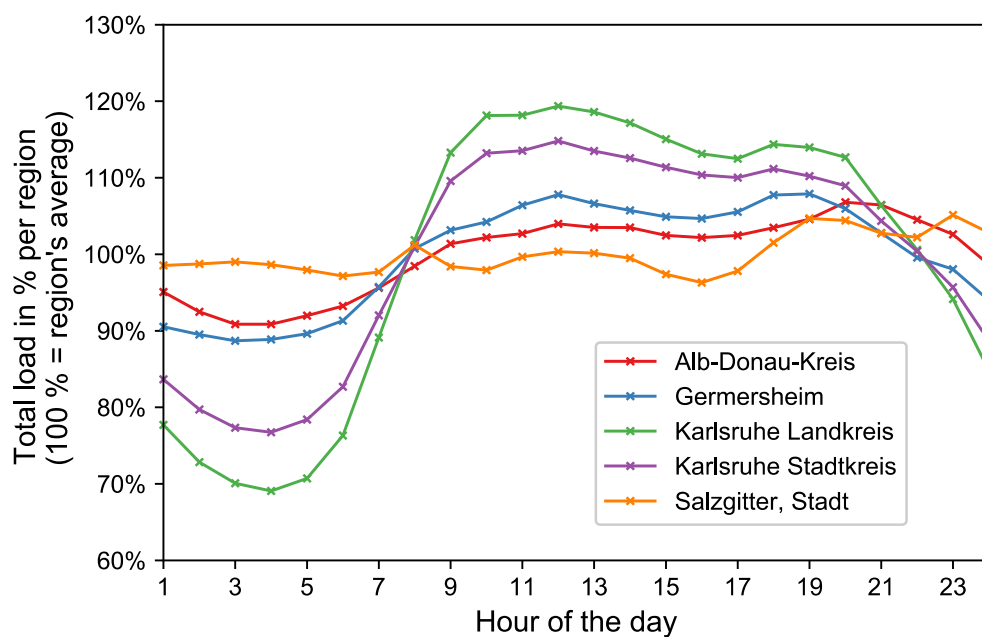
Abbildung 7 zeigt die Veränderung der Jahresnachfrage sowie der maximalen Systemlast im regionalen Vergleich. Es zeigt sich erneut, dass sich in der regionalen stündlichen Betrachtung generelle regionale Trends hinsichtlich der Jahresstromnachfrage wiederfinden. Im Vergleich der Veränderung der maximalen Systemlast mit der Jahresstromnachfrage zeigt sich darüber hinaus, dass bei ersterer mit einem überproportional starken Anstieg zu rechnen ist. Dies ist, wie in Abbildung 6 bereits beschrieben, darauf zurückzuführen, dass die Last verschiedener neuer Anwendungen sowohl im Verlauf eines Tages als auch im saisonalen Verlauf unregelmäßig ist. Auf diese Weise bilden sich neue, stärkere Systemlastspitzen heraus.

Abbildung 7: Veränderung von maximaler stündlicher Last pro Region und regionaler Jahresstromnachfrage in den Landkreisen 2030 vs. 2015



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 8: Mittlere Gesamtlast ausgewählter Regionen über den Tagesverlauf für das Jahr 2030



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 8 zeigt die Gesamtlast der Landkreise Germersheim, Alb-Donau-Kreis, Karlsruhe-Land bzw. -Stadt sowie Salzgitter für das Jahr 2030. Zur besseren Vergleichbarkeit der Gesamtlasten wurden die Höhe der Last auf die durchschnittliche Gesamtlast jedes Landkreises normalisiert. Insgesamt sind zwischen den Gesamtlastprofilen der fünf Regionen starke strukturelle Unterschiede erkennbar. Daher zeigt Abbildung 9 ergänzend die Prozesse und Anwendungen, die zur Dekomposition der jeweiligen Landkreise herangezogen wurden. Während Abbildung 8 die Gesamtlasten im Durchschnitt und normalisiert zeigt, sind in Abbildung 9 alle Profile absolut für zwei Sommertage, ebenfalls für das Jahr 2030, aufgeführt.

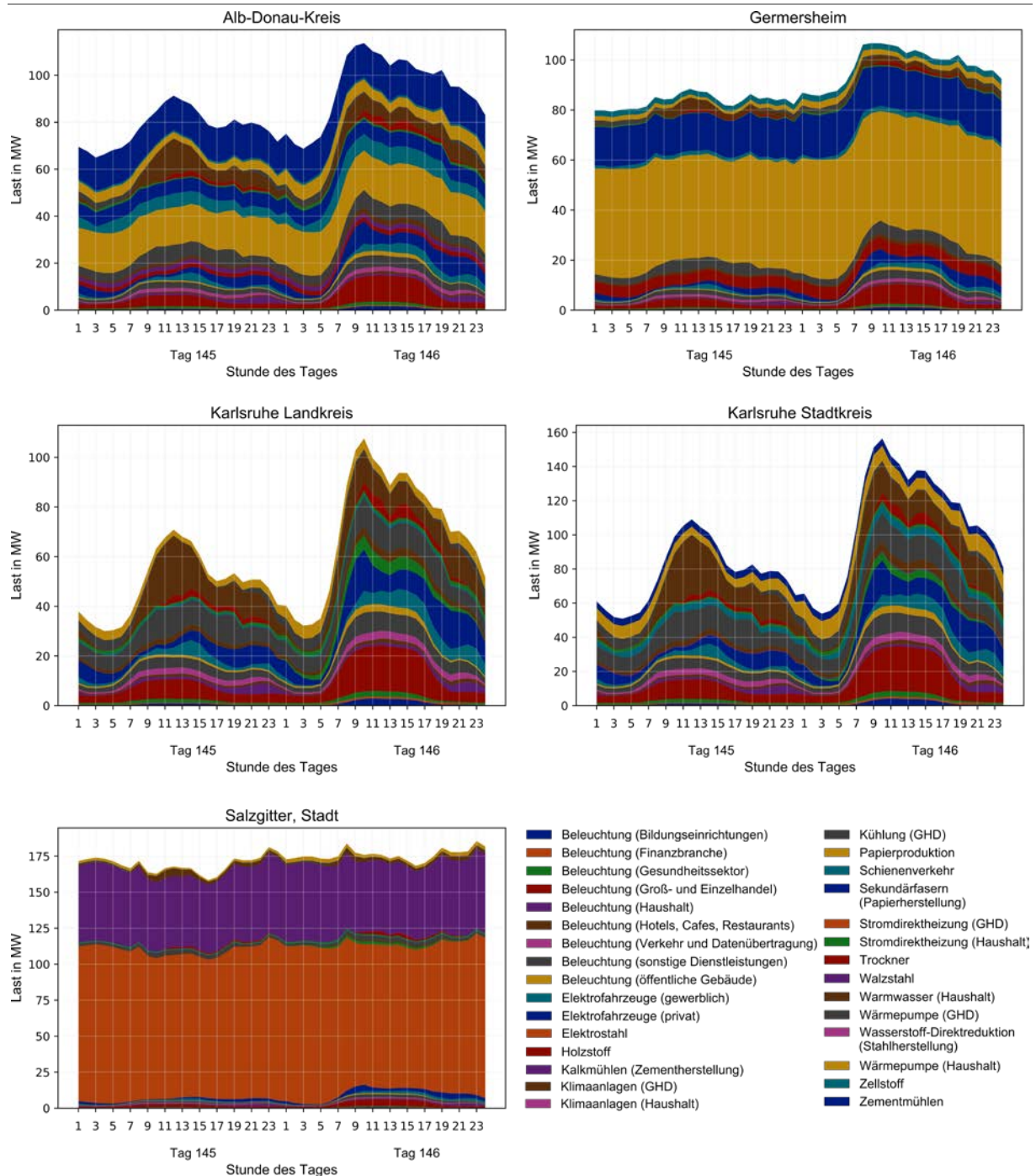
Der Landkreis Karlsruhe ist in seiner Form typisch für den ländlichen Raum. Das Profil ist einerseits geprägt von Anwendungen aus dem Haushaltsbereich (Raumwärme, Weiße Ware, Beleuchtung) sowie der Elektromobilität. Diese Anwendungen folgen dem menschlichen Rhythmus, d. h. die Stromnachfrage ist nachts gering und steigt bis zum Mittag an. Nach einem leichten Tal am Nachmittag steigt die Stromnachfrage des Haushaltsbereichs am Abend nochmals. Die industrielle Stromnachfrage sowie die Stromnachfrage des GHD-Sektors ist im Landkreis Karlsruhe vergleichsweise gering. Dennoch zeigt sich ein starker Unterschied in der Höhe der Stromnachfrage zwischen Sonntag (Tag 145) und Wochentag (Tag 146).

Für die Struktur des **Stadtkreises Karlsruhe** ist die industrielle Stromnachfrage ebenfalls von geringer Bedeutung. Im Vergleich zum bereits genannten Landkreis Karlsruhe ist hier jedoch der GHD- und Dienstleistungssektor stärker ausgeprägt. Aus diesem Grund erhöht sich die Differenz zwischen der Stromnachfrage am Tag und in der Nacht sowie zwischen Sonn- und Wochentag im Vergleich zu ländlichen Bereichen.

Der Kreis **Germersheim** und der **Alb-Donau-Kreis** sind ebenfalls ländlich geprägt. Jedoch wird die stündliche Gesamtlast der beiden Landkreise von energieintensiven industriellen Verbrauchern dominiert. Im Fall von Germersheim ist dies die Papierproduktion. Im Alb-Donau-Kreis stellt zusätzlich zur Papierherstellung die Herstellung von Zement (an mehreren Standorten) einen bedeutsamen Verbraucher dar. Beide Prozesse weisen eine gleichmäßige Stromnachfrage auf, die weitgehend tageszeit- und wochentagunabhängig ist. Daher ist die Gesamtlast beider Kreise weitaus flacher, als dies für Karlsruhe (sowohl Stadt als auch Land) der Fall ist.

Der Kreis **Salzgitter** steht für eine begrenzte Zahl von Regionen, die vollständig durch die Stromnachfrage eines einzelnen Industriestandortes charakterisiert ist. Aufgrund der hohen und gleichmäßigen Stromnachfrage der Stahlherstellung in Salzgitter ist für diesen Landkreis die Nachfrage aus anderen Sektoren nicht relevant und die Gesamtlast weitgehend flach.

Abbildung 9: Dekomposition ausgewählter Regionen in relevante Prozesse und Anwendungen für zwei beispielhafte Tage (Sommer 2030; Tag 145 = Sonntag, Tag 146 = Montag)



Quelle: Eigene Darstellung

2.5 Durch Eigenversorgung gedeckte Stromnachfrage

Die Diffusion privat finanzierter PV-Aufdachanlagen auf Eigenheimen stellt ein wesentliches Element der fortschreitenden Transformation des Energiesystems dar. Dies zieht eine zunehmend aktivere Teilnahme von ehemals passiven Verbrauchern am Energiesystem nach sich: Konsumenten werden zu „Prosumenten“, indem sie selbst Strom produzieren (Parag und Sovacool 2016).

Zu Beginn der Förderung von PV-Aufdachanlagen stellte die EEG-Vergütung die ökonomisch sinnvollste Option für PV-Anlagen dar. Aus diesem Grund wurde der produzierte Strom in der Regel vollumfänglich ins Netz eingespeist um den maximalen Nutzen aus der Einspeisevergütung zu ziehen. Aufgrund der starken Kostenreduktion für PV-Anlagen ist jedoch die Netzparität von Strom, der in PV-Anlagen produziert wird, erreicht, d. h. die Kosten pro Kilowattstunde (kWh) selbst produziertem Strom unterschreiten diejenigen von konventionell erzeugtem Netzstrom (Klingler 2017). Da die Vergütungshöhe schrittweise reduziert wird, steigt die Attraktivität von Eigenversorgungssystemen zusätzlich. Heimspeicher erhöhen den Eigenversorgungsgrad von PV-Systemen nochmals. Auch für diese Technologie sind aufgrund von Skaleneffekten die spezifischen Kosten stark gesunken und entsprechend deren Attraktivität gestiegen.

Die starke Diffusion von Eigenversorgungssystemen – sowohl mit als auch ohne Batteriespeicher – hat relevante Auswirkungen auf das Energiesystem als Ganzes. Für ein ganzheitliches Verständnis der Marktdiffusion sowie der Systemeffekte von Eigenversorgungssystemen ist ein Technologiediffusionsmodell erforderlich, das ökonomische, verhaltensbezogene und technologische Markttreiber berücksichtigt. Dieses Modell wurde im Rahmen des Projekts EnSYS-FlexA entwickelt. Innerhalb dieses Kapitels wird zunächst das Diffusionsmodell erläutert. Darüber hinaus werden bereits in Form von Publikationen veröffentlichte Erkenntnisse, die mithilfe dieses Modells gewonnen werden konnten, vorgestellt.

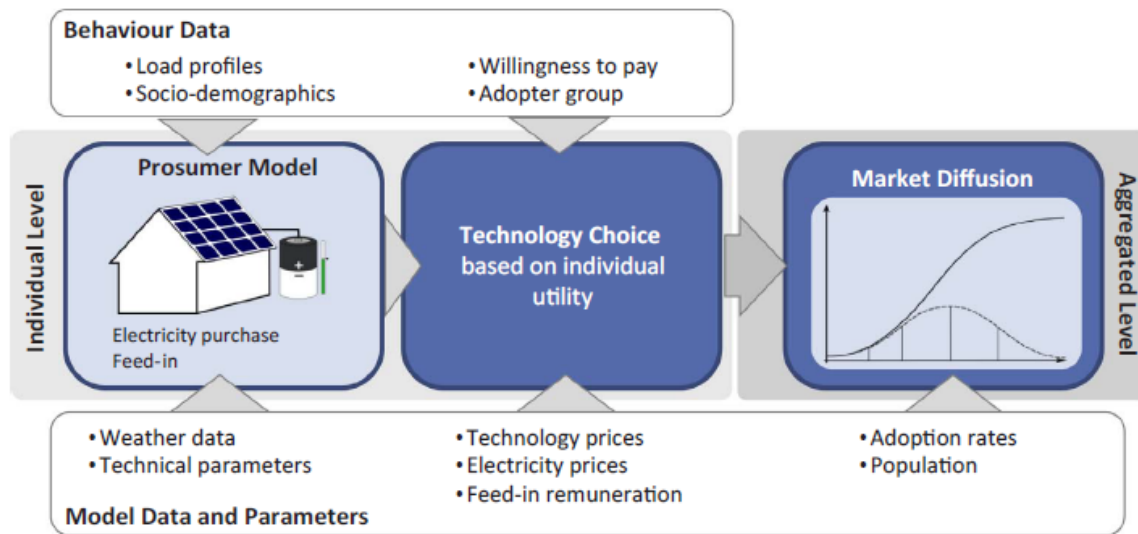
Modellierung der PV-Eigenversorgung

Die PV-Eigenversorgung von Eigenheimen wird mithilfe eines Diffusionsmodells für PV-Heimspeichersysteme abgebildet, das mit den Simulationsmodellen FORECAST und eLOAD gekoppelt wurde (siehe Abschnitt 2.1 und 2.3). Auf diese Weise kann einerseits die betriebswirtschaftliche Investitionsentscheidung für bzw. gegen Eigenversorgungssysteme modelliert werden und zum anderen die Auswirkungen von Eigenversorgungssystemen für Gebäude (Haushaltssektor) auf das Gesamtstromsystem bewertet werden. In die Analyse von Eigenversorgungskonzepten werden mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auch Verbraucher miteinbezogen, die für die zukünftige Stromnachfrage von Haushalten wesentliche Treiber darstellen.

Zur Beurteilung der Rentabilität von PV-Heimspeichersystemen für Privathaushalte und das damit einhergehende Marktpotential dieser Systeme werden folgende Einflussfaktoren abgebildet, die in Abbildung 10 nochmals zusammengefasst sind:

- Zunächst wird die Entscheidungsfindung zur Anschaffung eines PV-Systems durch das individuelle Konsumverhalten bestimmt. Dabei spielen sowohl finanzielle-, als auch nicht finanzielle Faktoren eine entscheidende Rolle.
- Die Diffusion von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen beeinflusst darüber hinaus den Stromverbrauch eines Haushaltes mehr als jede andere Technologie, nicht nur bzgl. der absoluten Strommenge, vielmehr auch dessen zeitliche Verteilung.
- Zuletzt führt eine hohe Vielfalt an zur Eigenversorgung eingesetzten PV-Heimspeichersystemen zu Schwierigkeiten hinsichtlich deren Integration in das bestehende Elektrizitätssystem. Daher ist es aus Gesamtsystemsicht sinnvoll, PV-Heimspeichersysteme systemfreundlich zu bewirtschaften. Dies erfordert einerseits finanzielle Anreize und zum anderen hochaufgelöste Vorhersagen, beispielsweise bezüglich der Produktion von PV-Strom und dem individuellen Verbrauch von Haushalten.

Abbildung 10: Komponenten des Diffusionsmodells zur Eigenversorgungssimulation von Haushalten und zur Bestimmung der Diffusion von PV-Heimspeichersystemen zur Eigenversorgung von Haushalten



Quelle: (Klingler 2017)

Im ersten Schritt der Simulation („Prosumer Model“, siehe Abbildung 10) wird die optimale Batteriebewirtschaftung für jeden Haushalt in Abhängigkeit des individuellen Stromverbrauchs bestimmt. Ziel ist es, den Stromkauf aus dem öffentlichen Netz zu minimieren und den Eigenverbrauch zu maximieren.

Basierend auf der Simulation der Stromversorgung, wird der Nutzen für jeden Haushalt mit verschiedenen Systemkonfigurationen individuell berechnet (Schritt 2, „Technology Choice“).

Der Nutzen eines Eigenversorgungssystems wird über einen Total Cost of Ownership (TCO)-Ansatz bestimmt:

$$TCO_a = a^{capex} + a^{opex}$$

Dabei sind a^{capex} die jährlichen Investitionen und a^{opex} die jährlichen Betriebsausgaben. Des Weiteren beschreibt die folgende Gleichung die jährlichen Stromkosten CEP_a :

$$CEP_a = k_e * P_e - r_e * e_e$$

P_e bezeichnet die jährliche vom Netz bezogene Strommenge, k_e die Kosten für Strom in EUR/kWh, e_e die Menge des eingespeisten Stroms und r_e die Vergütung für den PV-Strom in EUR/kWh.

Zusätzlich zu den rein monetären Anreizen wird das Verhalten unterschiedlicher Nutzergruppen abgebildet. Dabei werden die einzelnen Haushalte in die fünf Verbrauchertypen nach Rogers eingeteilt: Innovators, Early Adopters, Early Majority, Late Majority und Laggards. Die Verbrauchertypen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Mehrzahlungsbereitschaft („willingness to pay more“ – WTPM) bzgl. PV-Heimspeichersystemen.

Am Ende werden die Faktoren TCO_a , CEP_a und $WTPM$ kombiniert und ergeben den individuellen Nutzen für jeden Haushalt und jede PV-Heimspeicherkonfiguration τ :

$$max_{\tau} = (-TCO_{\tau a} * (1 - WTPM) - CEP_{\tau a})$$

mit max_{τ} = maximaler individueller Nutzen für jeden Haushalt pro Jahr.

Über den individuellen Nutzen kann für jeden Haushalt bestimmt werden, ab welchem Jahr sich ein PV-Heimspeichersystem lohnen würde. Auch die PV-Heimspeicherkombination, also Größe der PV-Anlage und Speicherkapazität der Batterie kann damit bestimmt werden. Da sich bspw. aufgrund von Unwissen, Verzögerungen beim Einbau oder bei der Bestellung solcher Systeme nicht jeder Haushalt sofort in dem

Jahr, in dem es sich für ihn lohnen würde, ein PV-Heimspeichersystem anschafft, wird eine Adaptionrate eingeführt. Folgende Normalverteilungsfunktion beschreibt die Adoptionsrate φ für ein Jahr a :

$$\varphi(a) = A * \frac{1}{\sigma * \sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{(a-\mu)^2}{2\sigma^2}} + \varphi_{min}$$

Dabei ist φ_{min} die minimale Adoptionsrate. μ entspricht dem Mittelwert, σ bezeichnet die Standardabweichung. Die einzelnen Zahlenwerte wurden empirisch ermittelt.

Für die Berechnung der aktuellen Adoptionen in einem Jahr in Abhängigkeit von der Adoptionsrate gilt:

$$Adoptions_a = \varphi * (N_{Adopters,a} - \sum_{h=2010}^{a-1} Adoptions)$$

Die aktuelle Anzahl der Adaptionen von PV-Heimspeichersystemen pro Jahr ist das Endergebnis des vorgestellten Modells und reflektiert die mögliche Marktdiffusion von PV-Systemen oder PV-Heimspeichersystemen im Haushaltssektor.

Das vorgestellte Diffusionsmodell wurde im Rahmen des Projekts EnSYS-FlexA in vier Publikationen zur Adressierung unterschiedlicher Teilaspekte der Eigenversorgung eingesetzt. Diese werden im Folgenden vorgestellt.

1) Klingler, Anna-Lena (2017): Self-consumption with PV + Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences; (Klingler 2017)

Im Rahmen dieser Publikation wird das Ziel verfolgt, die Investitionsentscheidung von Haushalten bzgl. PV-Heimspeichersystemen im Detail abzubilden, um damit die Marktpenetration unterschiedlicher Systeme im Zeitverlauf abzuschätzen.

Zur Beantwortung der Forschungsfrage werden zunächst das oben beschriebene Marktdiffusionsmodell sowie die zugrundeliegenden Lastprofile eingeführt. Außerdem werden die Ergebnisse einer Nutzerbefragung vorgestellt, auf deren Basis Nutzergruppen identifiziert, explizit modelliert und unterschiedliche Zahlungsbereitschaften bezüglich der Anschaffung eines PV-Heimspeichersystems abgebildet werden sollen.

Als wesentliche Faktoren, die die Entscheidung für oder gegen eine Investition beeinflussen, werden Kosten, nicht-finanzielle Aspekte (Umwelt, Autarkie, Interesse an innovativen Technologien), sozio-demographische Aspekte sowie politische Rahmen- und Marktbedingungen betrachtet.

Folgende Verbrauchertypen werden identifiziert:

1. „**Innovators**“, die bereits ein PV-(Heimspeicher-) System besitzen oder den Kauf eines solchen innerhalb der nächsten zwölf Monate planen.
2. „**Early Adopter**“: Haushalte, die eine PV-Aufdachanlage besitzen oder planen, eine zu kaufen und an einem Batteriespeicher interessiert sind.
3. „**Early Majority**“: Haushalte, die interessiert an einem PV-Heimspeichersystem sind oder bereits eine PV-Aufdachanlage besitzen, aber nicht an einem Batteriespeicher interessiert sind.
4. „**Late majority**“: Haushalte, die nur an einer PV-Aufdachanlage interessiert sind.
5. „**Laggards**“: Haushalte, die weder an einer PV-Aufdachanlage, noch an einem Batteriespeicher interessiert sind.

Diese fünf Gruppen unterscheiden sich in ihren sozioökonomischen Variablen und somit auch ihrer (Mehr-) Zahlungsbereitschaft für ein Batteriesystem. Es wird angenommen, dass der Schätzwert des Preises eines Batteriesystems der Zahlungsbereitschaft („willingness to pay“, WTP) einer Gruppe entspricht. Die WTP wird benutzt um die Mehrzahlungsbereitschaft („willingness to pay more“, WTPM) für die verschiedenen Gruppen zu berechnen. Abbildung 11 zeigt die Größe der identifizierten Verbrauchertypen sowohl anteilig als auch in absoluten Zahlen für Deutschland.

Abbildung 11: Adoptergruppen und Mehrzahlungsbereitschaft. Die Gesamtanzahl aller Adopter bezieht sich auf die Besitzer von Ein- oder Zweifamilienhäusern in Deutschland, insgesamt 13,454 Millionen (Klingler 2017)

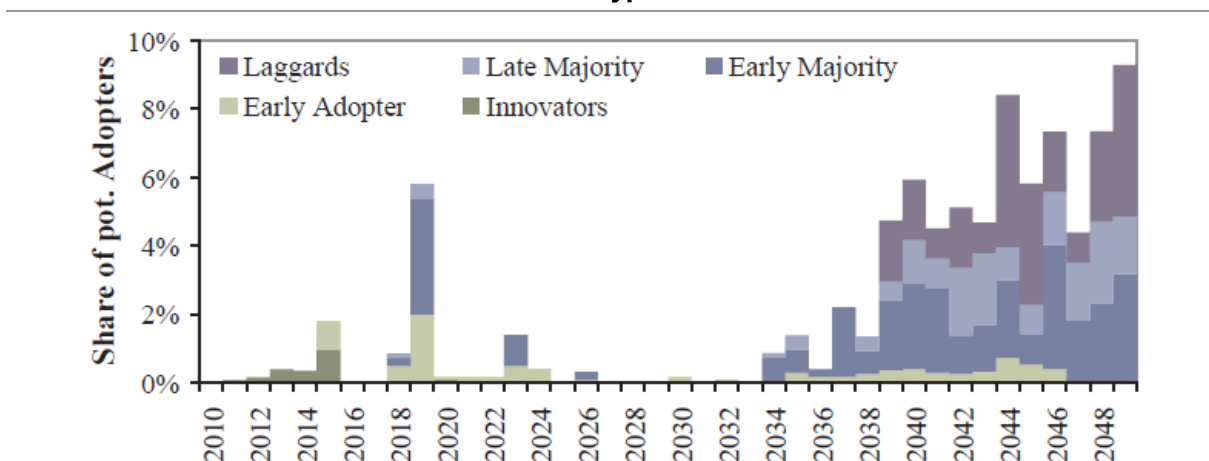
Group label	Share of users	Absolute number	WTPM
Innovators	2.1%	282,534	60%
Early Adopters	9.1%	1,224,314	10%
Early Majority	35.1%	4,722,354	0%
Late Majority	21.8%	2,932,972	– 5%
Laggards	31.9%	4,291,826	– 10%

Quelle: (Klingler 2017)

Zur Modellierung eines Diffusionspfades für PV-Heimspeichersysteme werden zunächst Annahmen zum zukünftigen Strompreis (leicht steigend), sowie zu den Investitionen für PV-Anlagen und Batteriespeicher (stark sinkend) getroffen. Auf dieser Basis werden die finanziellen Auswirkungen der Nutzung eines PV-Systems sowie eines PV-Heimspeichersystems für 415 Haushalte simuliert. Darauf aufbauend wird berechnet, zu welchem Zeitpunkt für die genannten Verbrauchertypen der Nutzen eines PV-Heimspeichersystems dessen Kosten (inklusive WTPM) übersteigt.

Als zentrales quantitatives Ergebnis der Studie zeigt Abbildung 12 die Marktdiffusion von PV-Heimspeichersystemen bis zum Jahr 2050 unterschieden nach den identifizierten Verbrauchertypen. Im Diagramm werden alle Haushalte aufgeführt, bei denen das optimale Eigenversorgungssystem innerhalb der Simulation eine Batterie beinhaltet.

Abbildung 12: Anteil potentieller Adoptoren von PV-Heimspeichersystemen für die Jahre von 2010 bis 2050 nach Verbrauchertypen



Quelle: (Klingler 2017)

Insgesamt kann mithilfe des entwickelten Diffusionsmodells innerhalb der Studie gezeigt werden, dass das Stromverhaltensverhalten einen erheblichen Einfluss den Nutzen einer Eigenversorgungslösung hat. Darüber hinaus unterstreicht die Studie, dass Nutzerpräferenzen – beispielsweise ausgedrückt in Form der (Mehr-)Zahlungsbereitschaft – eine große Rolle bei der Marktdiffusion von Eigenverbrauchslosungen spielen, weshalb es von großer Bedeutung ist, diese in eine modellbasierte Analyse zu integrieren.

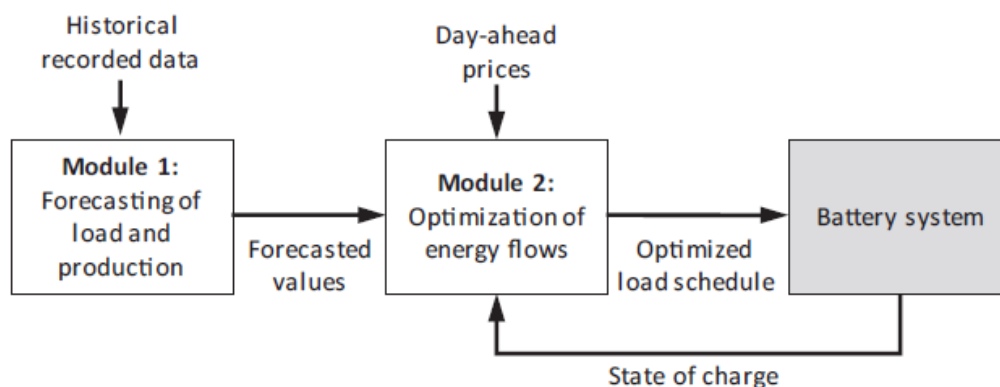
2) Klingler, Anna-Lena; Teichtmann, Lukas (2017): Impacts of a forecast-based operation strategy for grid-connected PV storage systems on profitability and the energy system; (Klingler und Teichtmann 2017)

Das Ziel dieses Papiers ist es, ein Steuerungskonzept für PV-Heimspeichersysteme zu entwickeln, das sowohl die Netzdienlichkeit des Systems als auch die ökonomischen Ziele des Haushaltes adressiert. Dazu wird ein Modellansatz für den Betrieb einer Batterie in Kombination mit einem netzgekoppelten PV-System vorgestellt, bei dem PV-Produktion und Strombedarf mithilfe von künstlichen neuronalen Netzen („artificial neuronal networks“ – ANN) in stündlicher Zeitauflösung prognostiziert werden.

Um die Güte des Modellansatzes bewerten zu können, wird dieser mit der heutzutage üblichen Betriebsstrategie für PV-Heimspeichersysteme, der sog. „Relay-Based Operation“, verglichen. Bei dieser Art der Speicherbewirtschaftung wird Strom aus der PV-Anlage soweit möglich direkt genutzt. Der Anteil der Produktion, der den Bedarf übersteigt, wird in der Batterie gespeichert, sofern diese noch nicht voll ist. Sobald die PV-Produktion unter den Bedarf des Haushalts fällt, versorgt die Batterie den Haushalt mit Strom. Einspeisung von der Batterie ins Netz oder umgekehrt ist dabei nicht berücksichtigt. Der wesentliche Nachteil dieser Strategie ist, dass auf diese Weise die Batterie ggf. bereits in den Morgenstunden vollständig geladen ist und deshalb in den Stunden mit der höchsten PV-Erzeugung nicht zur Glättung der Erzeugung zur Verfügung steht.

Abbildung 13 gibt einen schematischen Überblick über die verwendeten Modellmodule. Das erste Modul („forecasting module“) versorgt das System mit 24-Stunden-Prognosen der Haushaltsstromnachfrage und PV-Stromproduktion. Diese werden mithilfe eines neuronalen Netzes berechnet. Der Output gelangt direkt in Modul 2, welches einen optimalen Zeitplan für die Stromflüsse zwischen dem PV-System, der Batterie, dem Haushalt und dem öffentlichen Stromnetz berechnet. Dabei wird ein linearer Optimierungsansatz verwendet.

Abbildung 13: Schematische Darstellung der beiden Module des prognosebasierten Modells mit Eingangs- und Ausgangsdaten

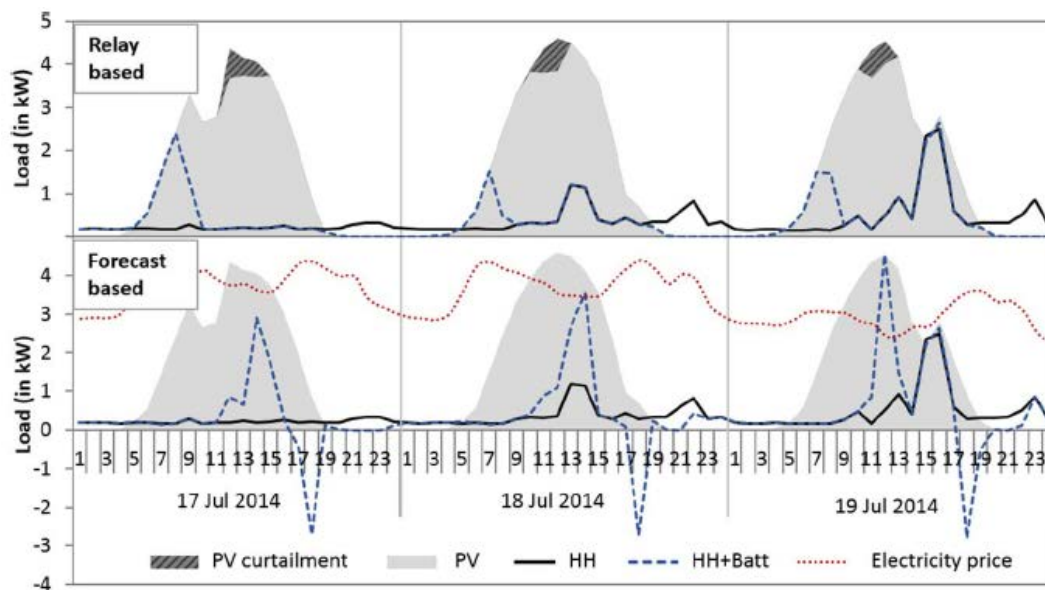


Quelle: (Klingler und Teichtmann 2017)

Da Forecasting-Algorithmen stets Diskrepanzen zwischen vorhergesagten- und realen Werten aufweisen, ergibt sich ein Fehler in der Berechnung des Speicherzustandes der Batterie. Dieser wird durch einen Sensor ausgeglichen, indem der reale Wert zurück zum Optimierer gegeben wird. Der gesamte Prognose- und Optimierungsprozess wird stündlich wiederholt.

Abbildung 14 zeigt das Ergebnis der Erzeugungs- und Lastvorhersage für die beiden Betriebsstrategien im Vergleich.

Abbildung 14: Vorhergesagte vs. tatsächliche PV-Produktion (oberes Diagramm) und vorhergesagte vs. tatsächliche Last (unteres Diagramm) für die Woche vom 1. bis 7. August 2014



Quelle: (Klingler und Teichtmann 2017)

Die mittlere quadratische Abweichung des Modells beträgt 9,5 % und resultiert in einer Abweichung der PV-Produktion um 0,3 %. Insgesamt zeigt sich, dass die vorhersagebasierte Betriebsweise als netzdienlicher angesehen werden kann als die „Relay-Based Operation“. Dies hat zwei Gründe: Zum einen versorgt die Batterie das Netz in Zeiten hoher Strompreise mit Strom, zum anderen werden Einspeisepeaks des PV-Systems reduziert, die andernfalls zu einer Überlastung des öffentlichen Netzes führen könnten. Allerdings zeigt sich, dass die Profitabilität der „Relay-Based Operation“ höher liegt. So liegt der Gewinn im Fall einer „Relay-Based Operation“ bei 173 Euro pro Jahr im Vergleich zu einem Referenzfall ohne PV-Heimspeichersystem, der mit der vorhersagebasierten Speicherbewirtschaftung jährlich um 8 Euro geringer ausfällt.

3) Klingler, Anna-Lena; Schuhmacher, Florian (2018): Residential photovoltaic self-consumption: Identifying representative household groups based on a cluster analysis of hourly smart-meter data; (Klingler und Schuhmacher 2018)

Die Heterogenität des Haushaltssektors kann nicht über ein einzelnes Profil beschrieben werden und die Verwendung eines einzigen Lastprofils führt zu einer Missinterpretation der Profitabilität von Eigenversorgung. Aus diesen Gründen werden in der Studie Lastprofile für repräsentative Haushaltsgruppen vorgestellt, welche das Verbrauchsverhalten im Haushaltssektor besser beschreiben als Standard-Lastprofile.

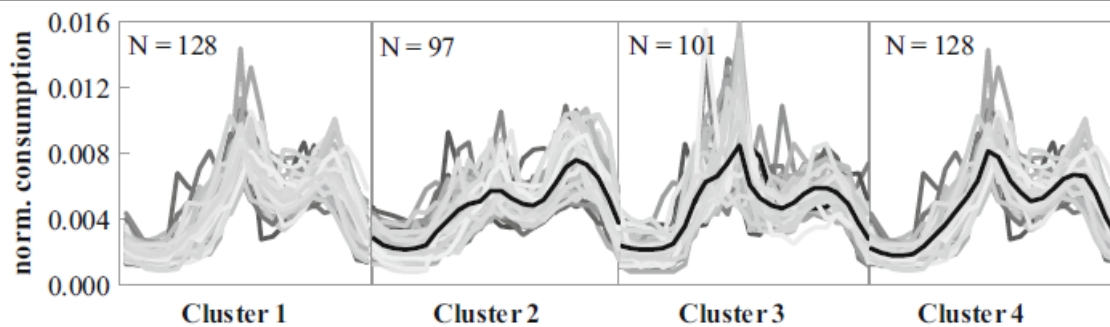
Dabei wird die folgende Vorgehensweise gewählt:

1. Die Haushaltsgruppen werden durch eine Clusteranalyse (k-Means-Verfahren) von stündlichen Smart-Meter-Daten ermittelt. Dabei werden Haushaltscharakteristika als abhängige Variablen herangezogen. Es werden Daten von über 400 Haushalten erhoben.
2. Im zweiten Schritt werden die Verbraucherprofile aller Haushalte verwendet, um den Betrieb einer PV-Anlage in Kombination mit einem Batteriespeicher zu simulieren. Analysiert wird das Potential für den Eigenverbrauch. Dabei liegt der Fokus auf dem Autarkiegrad und der Profitabilität von PV-Heimspeichersystemen einzelner Haushalte.
3. Drittens wird eine statistische Analyse der Haushalte bzgl. des Autarkiepotentials durchgeführt. Daraus werden unterschiedliche sozio-demographische Faktoren abgeleitet. Die Ergebnisse werden verwendet, um Rückschlüsse auf Eigenverbrauchssysteme in Deutschland im Allgemeinen zu ziehen.

Wesentliche Ergebnisse:

1. Der Haushaltssektor wird durch Einzellastprofile unzureichend repräsentiert.
2. Mithilfe des Clusterverfahrens konnten die gemessenen Profile in vier Cluster differenziert werden (siehe Abbildung 15)
3. Verschiedene Eigenversorgungstypen können über sozio-demographische Charakteristika identifiziert werden: arbeitslose Haushalte erreichen die höchsten Autarkiegrade mit durchschnittlich 40 %. Die niedrigsten Autarkiegrade mit durchschnittlich 30 % gehören zu Haushalten mit hoher Bildung.
4. Obwohl die Diskrepanz enorm ist, sind die Auswirkungen dieser Unterschiede auf die Profitabilität unter den aktuellen Marktbedingungen beschränkt.

Abbildung 15: Clustering-Ergebnisse – normalisierte durchschnittliche Tagesprofile von mehr als 400 Haushalten und mittleres Verbrauchsprofil jedes Clusters



Quelle: (Klingler und Schuhmacher 2018)

Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass sich die mithilfe von Eigenversorgungslösungen erreichbaren Autarkiegrade je nach Haushaltstyp unterscheiden. Deswegen unterscheidet sich auch die Profitabilität – egal ob mit oder ohne Batteriespeicher – zwischen den verschiedenen Haushaltstypen: Allgemein profitieren Haushalte mit einem hohen jährlichen Stromnachfrage mehr von einem PV-Heimspeichersystem. Haushalte mit hohen Nachfrageunterschieden zwischen Sommer und Winter profitieren weniger von einer Kombination mit einem Batteriespeicher als andere. In diesen Haushalten wird die Batterie im Winter aufgrund des höheren Stromverbrauchs und niedrigerer PV-Erzeugung kaum genutzt. Unter den aktuellen regulatorischen Regelungen in Deutschland und unter Berücksichtigung aktueller Strompreise ist der Unterschied in der Profitabilität zwischen den Cluster-Gruppen im Durchschnitt jedoch sehr klein. Ökonomisch betrachtet profitieren Haushalte ohne Kinder nur in geringem Ausmaß von einem Eigenversorgungssystem, da deren Gesamtstromverbrauch geringer ist.

4) Klingler, Anna-Lena (2018): The effect of electric vehicles and heat pumps on the market potential of PV + battery systems; (Klingler 2018)

Diese Studie modelliert das Marktpotential von PV-Heimspeichersystemen bis zum Jahr 2040 und analysiert, wie dieses von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen beeinflusst wird. Das Modell nutzt 415 individuelle Haushalts-, Wärmepumpen- und Elektrofahrzeug-Ladeprofile, um Unterschiede im Verbrauchsverhalten zu adressieren.

Die Studie legt den Fokus auf drei Technologien, die mit hoher Wahrscheinlichkeit große Auswirkungen auf die Eigenversorgung von Haushalten haben. Diese sind:

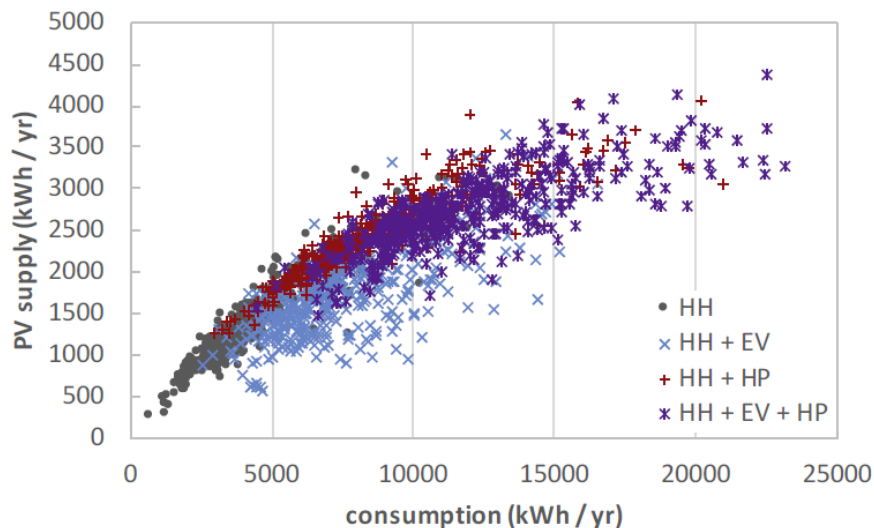
1. Stationäre Batterien
2. Wärmepumpen
3. Elektrofahrzeuge

Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen steigern einerseits den Haushaltsstrombedarf, erhöhen jedoch auch dessen Flexibilität.

Hauptinput des verwendeten Modells sind gemessene, stündliche Strombedarfsprofile individueller Haushalte. Diese liefern nicht nur Informationen über die verbrauchte Strommenge, sondern auch über das Verbrauchsverhalten der Nutzer. Innerhalb der Studie werden Wärmepumpen auch für Lastmanagement eingesetzt. Dabei kommt das bereits in 2.3 vorgestellte Modell eLOAD zum Einsatz.

Abbildung 16: Simulierte Stromversorgung einer 5 kW_p PV-Aufdachanlage als Funktion des jährlichen Stromverbrauchs

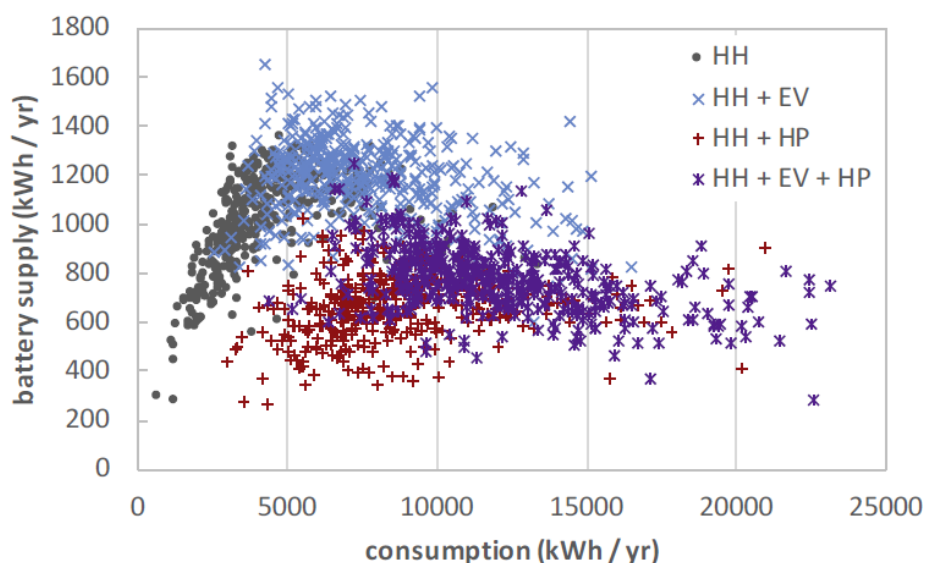
Einzelne Haushalte (HH) (N = 415) mit oder ohne Elektrofahrzeug (EV), Wärmepumpe (HP) oder beides



Quelle: (Klingler 2018)

Abbildung 17: Simulierte Stromversorgung mithilfe eines 7,5 kWh-Batteriesystems als Funktion des jährlichen Stromverbrauchs

Einzelne Haushalte (HH) (N = 415) mit oder ohne Elektrofahrzeug (EV), Wärmepumpe (HP) oder beides



Quelle: (Klingler 2018)

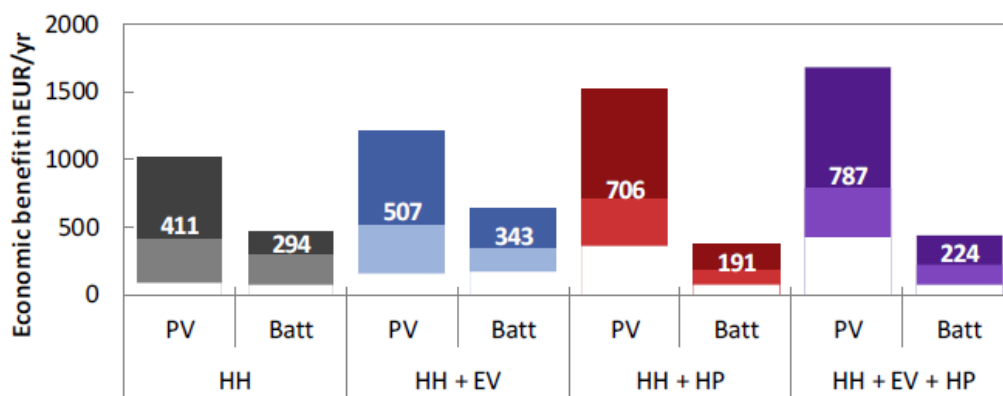
Schlüsselfaktoren, die die Wirtschaftlichkeit von PV-Eigenversorgung und die Erweiterung durch ein Batteriesystem beeinflussen, sind die Menge des direkten Verbrauchs an Strom und die Menge an selbst produziertem Strom, der in der Batterie gespeichert wird und den Haushalt zu einem späteren Zeitpunkt mit Strom versorgt. In dieser Studie wurde eine 5 kW_p-PV-Aufdachanlage in Kombination mit einer 7,5-kWh-Batterie verwendet. Abbildung 16 und Abbildung 17 geben einen Überblick über den jährlichen (Eigen-)Verbrauch pro Jahr sowie die Deckung des Strombedarfs aus der Batterie für die untersuchten Haushaltstypen (Haushalte mit PV-Heimspeichersystem, Haushalte mit PV-Heimspeichersystem und Elektrofahrzeug, Haushalte mit PV-Heimspeichersystem, Elektrofahrzeug und Wärmepumpe sowie PV-Heimspeichersystem und Wärmepumpe).

Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Studie, dass Haushalte mit Elektrofahrzeug im Durchschnitt mehr von einem stationären Batteriespeicher profitieren als andere Haushaltstypen. Die Batterie wird genutzt, um PV-Strom zu speichern und damit im Nachgang das Elektrofahrzeug zu laden. Die Aufladungsphase findet meistens in den Abendstunden statt.

In den Simulationen wurde jeder Haushalt als mit nur einem Elektrofahrzeug ausgestattet betrachtet. Ein weiteres Elektrofahrzeug in einem Haushalt könnte die Vorteile der Batterie erhöhen. Dies wurde in der Analyse jedoch nicht betrachtet. Wärmepumpen konnten innerhalb der Studie für das Lastmanagement eingesetzt werden. Dadurch wird der Eigenversorgungsgrad der Haushalte bereits vor dem Einsatz der Batterie gesteigert, was den Nutzen eines Batteriespeichers reduziert. Abbildung 18 stellt die Haushaltstypen bezüglich ihrer möglichen finanziellen Einsparung gegenüber. Abbildung 19 zeigt ausgehend von den möglichen Einsparungen die Marktdiffusion von PV-Heimspeichersystemen in Kombination mit den untersuchten Haushaltstypen.

Abbildung 18: Erzielbare Einsparungen für PV-Anlagen mit Batteriespeicher für Haushalte ohne und mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen

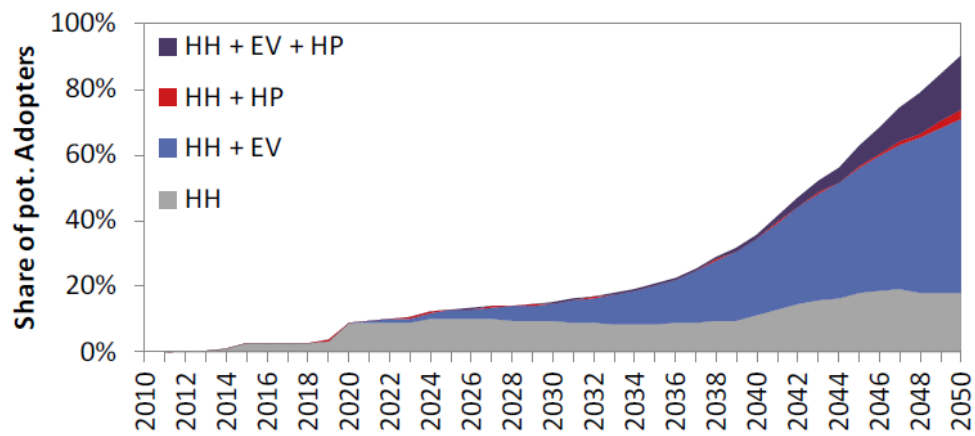
Minimale, mittlere (fettgedruckte weiße Zahlen) und maximale Einsparungen in EUR/Jahr, die mit einer 7,5 kWh-Batterie in Kombination mit einer 5 kW_p PV-Aufdachanlage für Haushalte mit einem Elektrofahrzeug (EV), einer Wärmepumpe (HP) oder beidem erzielt werden können (Jahr 2015)



Quelle: (Klingler 2018)

Abbildung 19: Anteil potentieller Adaptoren für alle Haushalte in Deutschland unterschieden nach Haushaltstyp (HH = Haushalt; EV = Elektrofahrzeug; HP = Wärmepumpe)

Haushaltstyp (HH = Haushalt; EV = Elektrofahrzeug; HP = Wärmepumpe)



Quelle: (Klingler 2018)

3 Analysen zu Nutzerverhalten und Potentialen von flexibler Nachfrage

Um die bestehende Datengrundlage zu den Nachfragesektoren mittels empirischer Datenerhebungen zu komplementieren, wurde eine Befragung des GHD-Sektors vorgenommen. Konkret zielte die Befragung darauf ab, flexibilisierbare Technologien, Hemmnisse und Treiber sowie Möglichkeiten für die Teilnahme an der Lastverlagerung und finanzielle Erwartungen abzufragen.

Die Datenerhebung umfasste:

- eine qualitative, telefonische Befragung von Stakeholdern (Unternehmensverbände, Technologieanbieter, Aggregatoren etc.) mit dem Ziel, Hemmnisse, Treiber und den allgemeinen Status quo zum Thema Lastmanagement zu erfassen
- eine quantitative Erhebung von Betrieben im GHD-Sektor in ausreichender Stichprobengröße hinsichtlich ihres Verbrauchsverhaltens und Lastverlagerungsmöglichkeiten zwecks verbesserter Potentialabschätzung für Lastmanagement und Erhebung von Bereitschaft zur Nutzung, Einstellungen und Rahmenbedingungen.

Der Fragebogen wurde durch das Fraunhofer ISI entwickelt, die Erhebung wurde durch ein Marktforschungsinstitut durchgeführt und im Jahr 2018 abgeschlossen. Es wurde eine Fallzahl von über 1500 Unternehmen des GHD Sektors erreicht. Zur Erreichung einer größeren Stichprobe und aus Gründen der Zeitersparnis wurde die Erhebung zusammen mit derjenigen aus dem Projekt AVERS durchgeführt.

Innerhalb der qualitativen GHD-Befragung wurden besonders vielversprechende Subsektoren des GHD-Sektors identifiziert und deren Lastmanagementpotentiale abgeschätzt. Insbesondere Unternehmen des Handelssektors (food) und Restaurants scheinen geeignet, da hier viele flexible Querschnittstechnologien und teilweise auch bereits Steuerungssysteme vorhanden sind.

Die Ergebnisse der Befragung wurden der Öffentlichkeit auf Konferenzen und in verschiedenen Publikationen vorgestellt und zugänglich gemacht.

3.1 Befragung von gewerblichen Stromnachfragern

Qualitative Befragung

Im Rahmen von Interviews mit relevanten Stakeholdern sollten besonders vielversprechende Zielgruppen innerhalb des GHD-Sektors ermittelt werden. Maßgeblich für diese Beurteilung waren die Verfügbarkeit von flexibilisierbaren Technologien innerhalb der Unternehmen, der Anteil am Stromverbrauch der Unternehmenssektoren und die Verfügbarkeit von Steuerungstechnologien bzw. anderer Anknüpfungspunkte, die einen Einstieg ins Lastmanagement erleichtern. Letztlich schienen die Subsektoren Handel, Restaurants/Hotels und Büros am geeignetsten. Zusammen verursachen diese über 50 % des Stromverbrauchs des gesamten GHD-Sektors, zudem verfügen diese Subsektoren über flexibilisierbare Technologien, d. h. Kühlen (Kühl- und Gefriertruhen), Klimatisierung, elektrische Warmwasserbereitung, Raumwärme (Speicherheizungen, Wärmepumpen).

Eine Zusammenfassung der Besonderheiten und Anknüpfungspunkte der jeweiligen Subsektoren ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Tabelle 1: Technologien, Anreize, Hemmnisse und Ansatzpunkte für Lastmanagement im GHD-Sektor

	Handel	Büros	Hotels/ Restaurants
Geeignete Technologien	Lüftung, Klimatisierung, Kühlen/Gefrieren	Lüftung, Klimatisierung	Lüftung, Klimatisierung, Kühlen, Küchengeräte
Anreize	• Kühlung/Klimatisierung für Lastmanagement/Demand Response (DR) bereits evaluiert • Konkurrenz zwischen Handelsketten (Wettbewerbsvorteil)	• „Low-hanging fruits“	• Hohe Lasten (speziell in Küchen) • Lastmanagement in Großküchen bereits gängig • Möglicher Zugewinn in Komfort zu erwarten, durch Nutzung von Kontrollsoftware
Hemmnisse	• Gefühlte Diskriminierung gegenüber Industrie • Komfort für Kunden könnte DR behindern • Konkurrenz zwischen Handelsketten (pooling)	• Gewohnheiten/Komfort der Mitarbeiter • Sorge um Arbeitsqualität • Kontrolle über Geräte wird ungern abgegeben	• Lastmanagement darf Arbeitsabläufe oder Komfort der Kunden nicht behindern
Ansatzpunkte	• Regelmäßige Renovierungen • Verbände und Ketten erleichtern Roll-out	• Individuelle Verträge mit Anbietern • Pilotprojekte • Moderne Gebäude verfügen oft bereits über Gebäudeleitsysteme	• Kontrollsysteme in Küchen bereits verfügbar

Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Stakeholder-Interviews

Eine ausführliche Zusammenfassung der Ergebnisse ist in folgender (frei verfügbaren) Veröffentlichung zu finden:

Wohlfarth, K., Klobasa, M., Eßer, A. (2019). Setting course for demand response in the service sector. *Energy Efficiency* (2019) 12: 327. <https://doi.org/10.1007/s12053-018-9728-3>; (Wohlfarth et al. 2019a).

Quantitative Befragung

Um auch die Sicht der vielversprechenden GHD-Unternehmen zu ermitteln und eine Potentialabschätzung zu ermöglichen, wurden 1.584 Unternehmen verschiedener Größen aus den Subsektoren, Handel, Büros und Restaurants/ Hotels befragt. Die Größe der Unternehmen wurde auf Basis der Mitarbeiteranzahl bestimmt. Die Zusammensetzung der Stichprobe ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Kernthemen der Befragung waren:

- Technische Einschätzung des Lastmanagement-Potentials
- praktische Einschätzung des Lastmanagement-Potentials
- Preisbereitschaft des Lastmanagement-Potentials
- erklärende Variablen für Potential und Preisbereitschaft
- Wechselwirkung Energieeffizienz und Lastmanagement.

Zum Einstieg in die Thematik des Lastmanagements wurde zunächst der Begriff definiert und abgefragt, inwieweit die Unternehmen mit Lastmanagement bereits Erfahrungen gesammelt haben:

„Unter Lastmanagement versteht man die Möglichkeit, den eigenen Stromverbrauch zeitlich so zu steuern, dass die Stromkosten reduziert und Verbrauchsspitzen vermieden werden können. Das ist möglich, indem Strom vor allem dann verbraucht wird, wenn er günstig ist – zum Beispiel, wenn Strom aus EE wegen viel Wind und Sonne leicht verfügbar ist.“

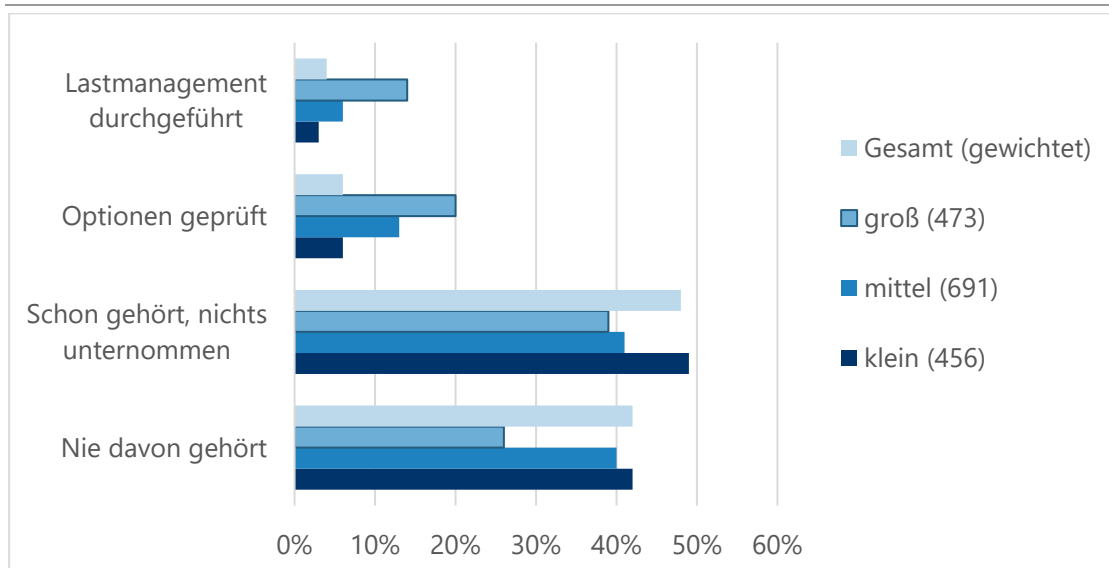
Es zeigte sich, dass nur wenige Unternehmen bereits Lastmanagement durchführen oder sich mit der Thematik befassen haben. Dies ist unter anderem auf die ungünstigen regulatorischen Bedingungen zur Teilnahme an Flexibilitätsmärkten zurückzuführen. Die derzeit gängigsten Formen sind Lastabwurf und flexible Tarife sowie ein optimierter Stromeinkauf. Die Beteiligung an Lastmanagement variiert je nach Teilsektor und Unternehmensgröße. Generell ist der Bekanntheitsgrad in großen Unternehmen höher als bei kleinen Unternehmen.

Tabelle 2: Zusammensetzung der Stichprobe nach Sektor und Unternehmensgröße

Stichprobe	Größe (Anzahl Mitarbeiter)	klein (1-9)	mittel (10-49)	groß (50 und mehr)	Gesamt
Büros	Büros	147	266	262	675
Handel	Einzelhandel food	32	71	30	133
	Einzelhandel non-food	71	72	30	173
	Großhandel food	35	45	21	101
	Großhandel non-food	42	57	47	146
Hotel, Restaurants	Hotel mit Restaurant	30	75	22	127
	Hotel	31	12	2	45
	Restaurant	68	93	23	184
Gesamt		456	691	437	1.584

Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 20: Status quo Lastmanagement nach Unternehmensgröße

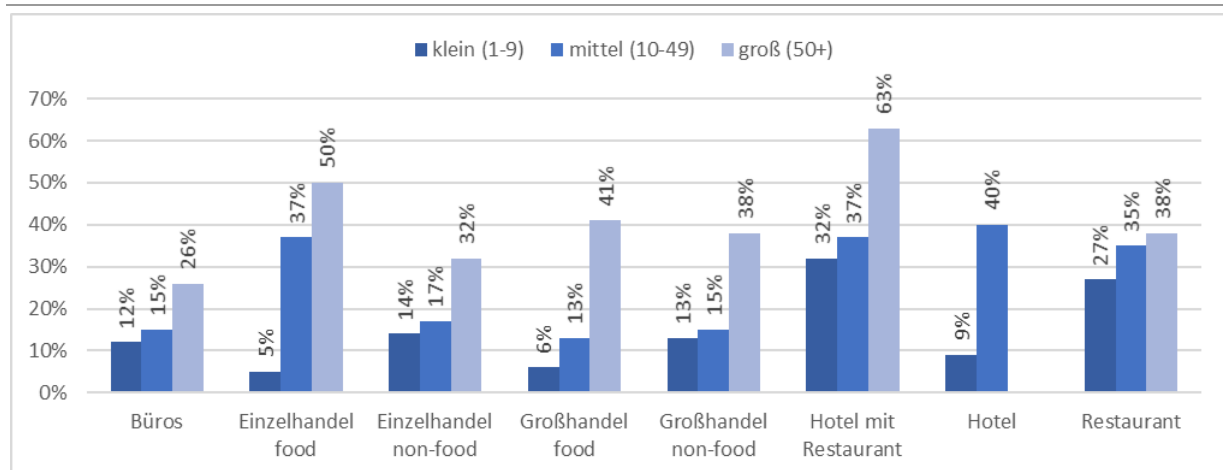


Quelle: Unternehmensbefragung

Die Bereitschaft zur Teilnahme am Lastmanagement fiel dafür aber höher aus. Im Durchschnitt sind alle Teilsektoren an einer zukünftigen Ausweitung (automatisierter) Lastmanagement-Maßnahmen interessiert.

Auf die Frage: „Können Sie sich eine automatische (externe) Steuerung von Geräten und Anlagen in Ihrem Unternehmen vorstellen?“, antworteten die Unternehmen wie in Abbildung 21 dargestellt.

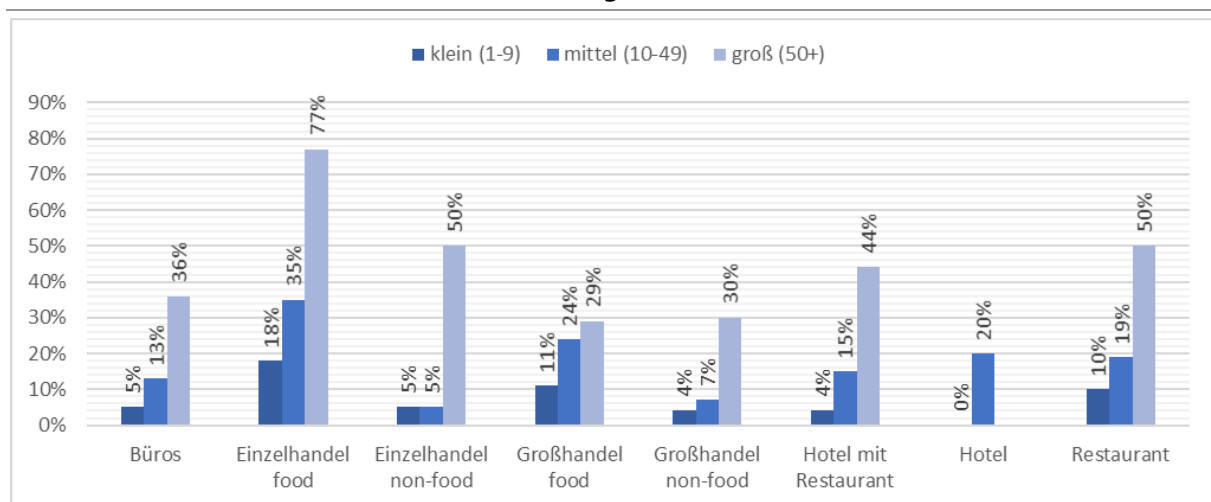
Abbildung 21: Bereitschaft zur Teilnahme am Lastmanagement nach Subsektoren und Unternehmensgröße



Unternehmensgröße: klein: 1 bis 9 Mitarbeiter, mittel: 10 bis 49 Mitarbeiter, groß: 50 und mehr Mitarbeiter
Quelle: Unternehmensbefragung

Die größte Bereitschaft zeigte sich bei Restaurants (mit oder ohne Hotel), sowie in größeren Einzelhandelsunternehmen (Bereich Food). Dieselben Unternehmenstypen verfügen bereits auch oft über Gebäudeleittechnik oder Gebäudemanagement-Systeme, die eine Nutzung von Lastmanagement erleichtern können.

Abbildung 22: Verfügbarkeit von Gebäudeleittechnik oder Energiemanagement-Systemen nach Subsektoren und Unternehmensgröße



Unternehmensgröße: klein: 1 bis 9 Mitarbeiter, mittel: 10 bis 49 Mitarbeiter, groß: 50 und mehr Mitarbeiter
Quelle: Unternehmensbefragung

Die aus der Befragung gewonnenen Daten erlaubten anhand der Verfügbarkeit von flexiblen Technologien die theoretischen und technischen Potentiale abzuschätzen und die Bereitschaft der Unternehmen zur Teilnahme an Lastmanagement repräsentativ zu quantifizieren und das praktische Potential zu bestimmen.

Das theoretische Potential umfasst den gesamten Stromverbrauch aller flexiblen Technologien und kann daher als natürliche Obergrenze des Potentials verstanden werden. Das technische Potential berücksichtigt, dass alle Technologien nur für einen begrenzten Zeitraum von täglich etwa ein bis zwei Stunden für das Lastmanagement zur Verfügung stehen und daher nur in begrenztem Umfang genutzt werden können. Das praktische Potential berücksichtigt zudem die Bereitschaft der Unternehmen, sich überhaupt am Lastmanagement zu beteiligen und das vorhandene Potential zu nutzen. Unter Berücksichtigung der übergreifenden flexiblen Geräte in den Subsektoren Büro, Handel und Hotel/Restaurants ergeben unsere Schätzungen ein theoretisches Potential von etwa 22 TWh (~35 % des gesamten Stromverbrauchs der Subsektoren), ein technisches Potential von 4 TWh und ein praktisches Potential von 1 TWh. Die größten Potentiale sind bei Kühlräumen, Kühlschränken und Klimatisierung zu verorten.

Anhand eines Modellierungsansatzes wurden mit den Befragungsdaten ähnliche Berechnungen vorgenommen, die zusätzlich Aussagen über die Möglichkeiten der Integration von erneuerbaren Energien durch die Lastflexibilität des GHD-Sektors geben sollten. Unsere Projektionen ergeben einen möglichen technischen Einsatz von flexiblem Strom von 7,74 TWh, wovon etwa 510 GWh zur Reduzierung des Stromüberschusses aus erneuerbaren Energien (bei einem Anteil von 50 % erneuerbaren Energien) verwendet werden können. Bei einem Erneuerbaren-Anteil von 80 % kann dieser 1,63 TWh erreichen. Wenn man die Bereitschaft der Unternehmen zur Teilnahme an Demand Response (DR) einbezieht, führt der praktisch mögliche Einsatz zu einer Reduzierung des Stromüberschusses aus EE von 131 GWh. Dies kann als „First-Mover-Potential“ für DR interpretiert werden. Ein zukünftig erhöhter Bedarf an flexibler Nachfrage könnte den Gewinn für die Unternehmen und ihre Bereitschaft zur Teilnahme an Lastmanagement erhöhen.

Weitere Details zu den Potentialberechnungen sind in folgenden Veröffentlichungen zu finden:

Wohlfarth, K., Klobasa, M., Gutknecht, R. (2020). *Demand response in the service sector – Theoretical, technical and practical potentials*. *Applied Energy* 258. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114089>; (Wohlfarth et al. 2020b).

Wohlfarth, K., Klingler, A., Eichhammer, W. (2020). *The flexibility deployment of the service sector – A demand response modelling approach coupled with evidence from a market research survey*. *Energy Strategy Reviews* 28. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100460> (open access); (Wohlfarth et al. 2020a).

3.2 Anreize und Hemmnisse für gewerbliches Lastmanagement

Abgesehen von regulatorischen Hemmnissen, die derzeit eine Einbindung von kleineren Lasten am Lastmanagement verhindern, gibt es weitere Barrieren, die bei den Unternehmenscharakteristika liegen.

Relevante Barrieren für die DR sind die wahrgenommene geringe Priorität und die unzureichenden finanziellen Anreize aufgrund eines geringen Anteils der Energiekosten innerhalb der Unternehmen, während das Image der DR bei den Kunden als ein wichtiger Treiber wahrgenommen wird.

Die wesentlichen Anreize und Barrieren lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

Anreize:

- Lastmanagement-Maßnahmen fördern ein positives Image beim Kunden
- Energieaudit wurde bereits durchgeführt
- organisatorischer Aufwand der Maßnahmen ist gering.

Barrieren:

- Lastmanagement leistet keinen wichtigen Beitrag zur Energiewende
- geringe Relevanz von Energiekosten
- Störung der Betriebsabläufe
- Geräte und Anlagen sind nicht geeignet.

Es lässt sich in jedem Fall festhalten, dass das umsetzbare (praktische) Potential beeinflussbar ist. Die Kenntnis der Barrieren und Triebkräfte ist wertvoll für die Gestaltung von Richtlinien, die die Bedürfnisse der Antragsteller berücksichtigen und es den Unternehmen ermöglichen, sich an DR zu beteiligen.

Eine Möglichkeit, das Interesse für Lastmanagement in Unternehmen zu wecken, ist, an vorhandene Erfahrungen und Wissen über Energieeffizienzthemen anzuknüpfen. Beispielsweise werden Energiemanagementsysteme oftmals mit dem Fokus auf Energieeffizienz in Unternehmen implementiert. Vorteile solcher Systeme ergeben sich aber auch für Lastmanagement, insbesondere, wenn diese eine Steuerung der relevanten Technologien zulassen. Häufig sind Unternehmen, die sich bezüglich Energieverbrauch bereits gut auskennen, eher für weitere Themen der Energienutzung über Effizienzgewinne hinaus zu begeistern. Zudem sind die Hemmnisse und Anreize gegenüber Lastmanagement und Energieeffizienz im Grundsatz vergleichbar, sodass sich auch hinsichtlich Anreizpolitiken gemeinsame Nenner finden lassen. Ein Beispiel wäre die Förderung von Audits, die nicht nur Hinweise auf Effizienzpotentiale, sondern außerdem auf Lastmanagementpotentiale geben.

Weitere Details zu Anreizen und Barrieren bzw. der Übertragbarkeit von Politikmaßnahmen und Synergien zwischen Energieeffizienz und Lastmanagement sind in den folgenden Veröffentlichungen zu finden:

Wohlfarth, K., Klobasa, M., Gutknecht, R. (2020). *Demand response in the service sector – Theoretical, technical and practical potentials*. *Applied Energy* 258. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114089>; (Wohlfarth et al. 2020b):

Wohlfarth, K., Worrell, E., Eichhammer, W. (2019). *Energy efficiency and demand response – two sides of the same coin?* *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111070>; (Wohlfarth et al. 2019b).

3.3 Erlöserwartungen für gewerbliches Lastmanagement

Neben einer Abschätzung der Potentiale wurde auch auf die Erlöserwartungen der Unternehmen eingegangen, die eine grundsätzliche Bereitschaft zur Teilnahme am Lastmanagement gezeigt hatten. Dies war vor allem für größere Unternehmen der Fall. Den Unternehmen wurde dazu ein Szenario beschrieben, das aus der Flexibilisierung einer Technologie (Lüftung, Klima, Kühlen, Gefrieren), einer Häufigkeit der Flexibilisierung (wöchentlich bis zweimal täglich), einer Dauer (30 bis 90 Minuten) und ob die Maßnahme zu vereinbarten oder zufälligen Zeitpunkten durchgeführt wird, bestand. Im Anschluss wurde die Frage gestellt, ob das jeweilige Unternehmen bereit wäre, diese Maßnahme gegen eine gewisse Zahlung durchzuführen. Dadurch, dass das Szenario vergleichsweise hypothetisch war, gab es bei den Angaben der Unternehmen zur Erlöserwartung sehr große Streuungen. Je nach Technologie würde sich eine Megawattstunde (MWh) für zwischen 300 und 900 Euro flexibilisieren lassen. Größere Unternehmen haben höhere Zahlungserwartungen (entsprechend des höheren Stromverbrauchs), und eine Einschränkung der Maßnahme auf bestimmte Zeitfenster verringert die Erlöserwartung der Unternehmen.

Es lässt sich sagen, dass die verschiedenen Technologien von den Unternehmen als unterschiedlich kritisch in der Nutzung zum Lastmanagement gesehen werden. Es wurde betont, dass die eigentliche Funktion nicht zum Erliegen kommen darf. Insbesondere im Fall von Gefrieranlagen dürfe nicht das Risiko bestehen, dass die Ware verdirbt. Ähnlich lässt sich auch die veränderte Erlöserwartung bei der Vereinbarung von Zeitfenstern erklären – durch die Kenntnis der Zeitfenster verbleibt das Kontrollgefühl beim Unternehmen. Ein Abbruch des Lastmanagements in Ausnahmefällen durch die Unternehmen sollte immer möglich sein.

Tabelle 3: Ermittlung der mittleren Zahlungserwartung für Lastmanagement

Unternehmen mit Bereitschaft, n = 275

	Ø MWh/ Unternehmen*	Euro	Gesamt (Euro/MWh)	Häufig- keit	Dauer	Zeitl. Ein- schränkung	Unterneh- mens- größe
Lüftung	1,29	1.200	800	/	/	Zahlungser- wartung ↓ (600 Euro vs. 2.500 Euro)	/
Klimati- sierung	5,25	1.700	300	/	/		
Kühlen	2,29	n/a	n/a	/	/	/	Zahlungs- erwartung ↑
Gefrieren	3,39	3.000	900	/	/		

Quelle: Eigene Darstellung

Weitere Details zur Bestimmung der Erlöserwartung für Lastmanagement in GHD Unternehmen lassen sich in folgender Veröffentlichung nachlesen:

Olsthoorn, M., Schleich, J., Wohlfarth, K., Klobasa, M. (2019). How much load flexibility can a euro buy? Findings from a contingent valuation experiment with companies in the German commerce and services sector. Energy Economics. 104603. 10.1016/j.eneco.2019.104603; (Olsthoorn et al. 2018).

3.4 Fazit zum Flexibilitätspotential von gewerblichen Stromnutzern

Bei der Bestimmung der Flexibilitätspotentiale sind bestimmte Arten von Potentialen zu unterscheiden, insbesondere das theoretische, technische und praktische Potential. Schätzungen führten dazu, dass 17-25 % des flexiblen Stromverbrauchs von den GHD-Unternehmen (hier: Büro, Handel, Hotel/Restaurant) für Lastmanagement (technisches Potential) bereitgestellt und etwa 35 % technisch eingesetzt werden könnten. Das geringere technische Potential ist durch die vorsichtigen Annahmen bedingt, inwieweit ein Gerät für Lastmanagementzwecke eingesetzt werden kann, ohne seine Funktionalität zu beeinträchtigen oder zu verlieren. Reell nutzbar ist dabei vor allem das praktische Potential, das verschiedenen Einflussfaktoren unterliegt und von der Bereitschaft der Unternehmen abhängt, die Potentiale überhaupt zu nutzen. Ob ein Unternehmen bzw. eine Anlage oder ein Prozess für Lastmanagementmaßnahmen geeignet ist, hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab: Hohe Lasten und Verbräuche deuten auf ein hohes Potential hin, aber die Einsetzbarkeit wird durch Unternehmens- und Technologiemerkmale bestimmt. Steuerungstechnologien können dazu beitragen, die technischen Potentiale zu maximieren, indem sie die Chancen der technischen Möglichkeiten vollständig nutzen und mit diesen Lösungen ein größeres praktisches Potential erschließen, ohne die Bereitschaft zur Nutzung des Potentials zu verlieren. Das maximale Potential kann genutzt werden, wenn mehr Details über die Akzeptanz bestimmter Maßnahmen bekannt sind. Die allgemeine Bereitschaft zur Teilnahme an Lastmanagement ist entscheidend, aber die Akzeptanz einer bestimmten Maßnahme hängt auch von Details wie der jeweiligen Technologie, den Unternehmensmerkmalen und der konkreten Umsetzung (z. B. Vorhersehbarkeit der Maßnahme) ab. Die erwarteten finanziellen Erlöse sind höher, wenn die Maßnahmen von Unannehmlichkeiten oder Nachteilen begleitet werden. Eine genauere Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials hängt daher auch von Anreizen ab, z. B. der Entwicklung von Geschäftsmodellen, Regulierungen und der besonderen Gestaltung von Maßnahmen und bedarf weiterer Forschung.

Obwohl Lastmanagement in den weniger energieintensiven Sektoren selten praktiziert wird, muss das Rad nicht neu erfunden werden, um Wege zur Förderung der Verbrauchsflexibilität zu finden. Viele erfolgreiche Politikmaßnahmen können aus der Energieeffizienzpolitik übernommen werden oder dienen bereits sowohl der Effizienz als auch dem Lastmanagement. Für eine wirksame Politik müssen sich die

Rahmenbedingungen (einschließlich der damit verbundenen Regulierung) ändern, um Lastmanagement attraktiver zu machen. Es ist davon auszugehen, dass die Relevanz mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien zunehmen wird; durch die Förderung von Steuerungstechnologien, Managementsystemen und Automatisierung können bereits Eckpfeiler gesetzt werden.

Zu den Potentialen im GHD-Sektor lässt sich festhalten:

- bisher noch wenig genutztes Potential und wenig Erfahrungen
- etwa 35 % des Gesamtstromverbrauchs theoretisch flexibilisierbar
- besonders große Potentiale in großen Unternehmen und im Bereich Handel (food) bzw. Restaurants zu erwarten
- Bereitschaft zur Flexibilisierung ist beeinflussbar, Anreize (z. B. durch Regulierung) können geschaffen werden
- Zahlungserwartungen aufgrund geringer Erfahrung schwer abschätzbar (etwa 300 – 900 Euro/MWh) und abhängig von Beeinflussbarkeit der Zeitfenster/Aufwand.

Eine Übersicht und weitergehende Analysen zu Flexibilitätspotentialen, deren Beeinflussbarkeit und Synergien mit Energieeffizienzmaßnahmen sind in folgender Veröffentlichung zu finden:

Wohlfarth, K. (2019). Energy efficiency and demand flexibility in companies – potentials, approaches and synergies to contribute to the energy transition. Fraunhofer Verlag. ISBN 978-3-8396-1501-0; (Wohlfarth 2019).

4 Markt- und Rahmenbedingungen für Nachfrageflexibilität

4.1 Aktueller Status für Vermarktung von Lastflexibilität

Europäische Union – Rahmenbedingungen für Nachfrageflexibilität

Die Vermarktungsmöglichkeiten für Nachfrageflexibilität haben sich in den letzten Jahren in vielen Ländern verbessert. Insbesondere sind Zugangsregeln für bestehende Märkte angepasst worden, sodass eine Beteiligung von Nachfrageflexibilität einfacher möglich ist. Dabei haben Aktivitäten von sogenannten Nachfrage-Aggregatoren zugenommen, für die gleichzeitig neue Regeln für ihre Beteiligung an den Strom- und Regelleistungsmärkten entwickelt worden sind. Auf europäischer Ebene sind durch die CEER, Eurelectric, Entso-E, EDSO und die Smart Grid Task Force Arbeitspapiere entstanden, die die Rolle von Nachfrageflexibilität beschreiben. Im **Winterpaket der EU Kommission** ist die Rolle der Nachfrageflexibilität sowie die Beteiligung von Nachfrageakteuren klarer definiert worden.

In der **neuen Strommarktrichtlinie und der neuen Strommarktverordnung** wird eine stärkere Einbindung und Beteiligung von Nachfrageflexibilität angestrebt. In der Strommarktrichtlinie umfasst dies u. a. die Artikel 15 (Aktive Kunden), Artikel 16 (Bürgerenergiegemeinschaften) und Artikel 17 (Laststeuerung durch Aggregation). Die neue Strommarktverordnung soll den Zugang für Nachfrageflexibilität am Regelreservemarkt (Artikel 6) sowie an den Day-Ahead und Intraday-Märkten erleichtern (Artikel 7). Darüber hinaus ist auch eine explizite Beteiligung an Kapazitätsmärkten (Artikel 22), im Redispatch-Regime (Artikel 13) sowie im Verteilnetzbetrieb (Artikel 55) vorgesehen.

Eine weitere Anpassung erfolgt im Rahmen der **europäischen Gebäudeeffizienz-Richtlinie** in den Artikeln 8 (10) und 8 (11). Hier wird ein **Smart-Readiness-Indikator** für Gebäude vorgeschlagen, der die Eignung von Gebäuden bewerten soll, Informations- und Kommunikationstechnologien sowie Steuerungssysteme zu nutzen, um Anforderungen der Nutzer sowie des Stromnetzes besser zu erfüllen und die Energieeffizienz von Gebäuden zu erhöhen. Die Ausgestaltung des Indikators soll in 2020 erarbeitet werden und auf den drei Schwerpunkten Energieeffizienz, Nutzerkomfort und Netzflexibilität aufbauen. Ziel des Indikators ist es, Lastflexibilität in Gebäuden besser zu ermöglichen.

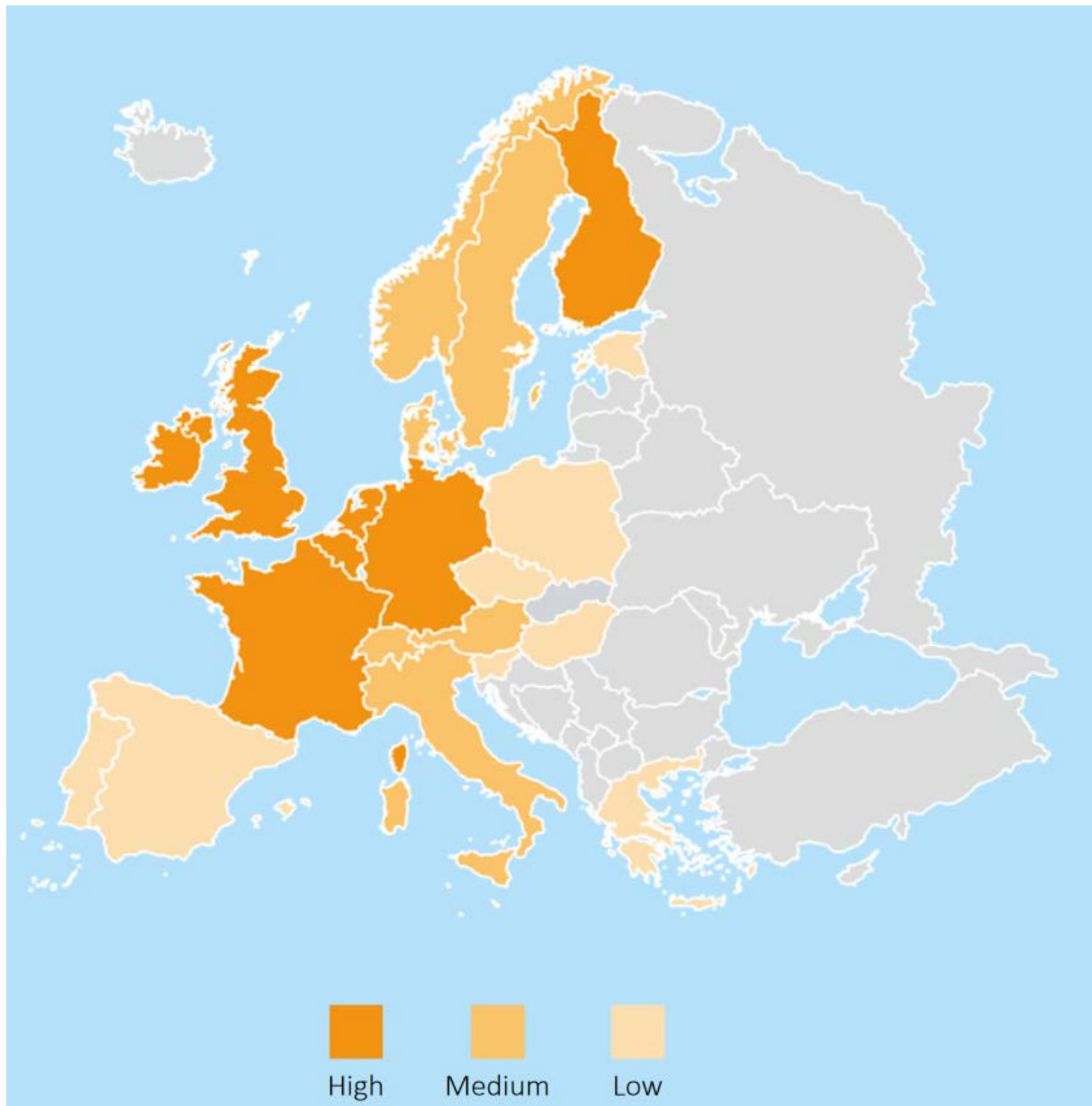
Status der Märkte für Nachfrageflexibilität

In mehreren europäischen Ländern wird Nachfrageflexibilität mittlerweile vermarktet. Die größten Aktivitäten bestehen in 2019 in Frankreich, Großbritannien und Irland, aber auch in Deutschland, Finnland, den Niederlanden und in Belgien sind mehrere Vermarkter aktiv (siehe Abbildung 23). Seit 2015 hat sich der Markt für Nachfrageflexibilität deutlich weiterentwickelt.

Insbesondere in den Regelenenergiemärkten wird Nachfrageflexibilität heute vermarktet, die durch größere industrielle Verbraucher zur Verfügung gestellt wird. Als Vermarktungsakteure sind vor allem Aggregatoren aktiv, die über Vermarktungspools Anlagen in bestehende Märkte einbinden.

Abbildung 23: EU Market Monitor für Nachfrageflexibilität

Bewertungsindikatoren: High – Etablierter Markt, Medium – Aktiver Markt, der sich weiter für Nachfrageflexibilität öffnet, Low – Begrenzte Aktivität und eingeschränkter Marktzugang für Nachfrageflexibilität



Quelle: Smart Energy Europe

Vermarktungsmöglichkeiten und Rolle von Aggregatoren

Märkte, an denen Lastflexibilität gehandelt wird, sind in Deutschland und in anderen europäischen Ländern in den meisten Fällen folgende:

- Regelleistungsmarkt
- Spotmarkt
- Verordnung über abschaltbare Lasten
- netzspezifische Anreize für Lastflexibilität.

Die Vermarktung von Lastflexibilität kann entweder direkt über den Stromlieferanten erfolgen oder wird von Aggregatoren übernommen. Diese sorgen für die Bereitstellung und Bündelung von Lastflexibilitäten als unabhängiger Akteur bzw. zusätzlich zur Lieferantenrolle und schaffen einen direkten Zugang zu

Vermarktungsplattformen (Spotstrommarkt, Regelleistungsmarkt etc.). Darüber hinaus stellt er die technische und operative Anbindung von Lastflexibilitäten sicher und installiert bei Bedarf fehlende Steuerungs- und Kommunikationstechnologie. Aggregatoren sorgen als Akteur für eine Absicherung von Bereitstellungsrisiken und können über die Bildung von größeren Nachfragepools die Zuverlässigkeit bei der Abrufung von Lastflexibilitätspotentialen erhöhen, indem zusätzliche Leistungen bei einem Ausfall bzw. einer nicht erfolgreichen Ansteuerung von Anlagen zur Verfügung stehen und genutzt werden können. Damit realisieren sie die Bündelung von kleinskaligen Flexibilitätspotentialen zu größeren Einheiten.

4.2 Regelungen in Deutschland

4.2.1 Regelleistungsmarkt

Der Regelleistungsmarkt umfasst dabei in Deutschland drei unterschiedliche Produkte, die sich insbesondere in ihrer Abrufgeschwindigkeit und der kommunikations- und steuerungstechnischen Einbindung unterscheiden. Der Regelleistungsmarkt unterteilt sich in (ENTSO-E Nomenklatur in Klammern):

- Primärregelleistung (FCR: Frequency Containment Reserve)
- Sekundärregelleistung (aFFR: automatic Frequency Restoration Reserve)
- Tertiärregelleistung (mFFR: manual Frequency Restoration Reserve und RR: Replacement Reserve).

Alle drei Regelleistungsprodukte können durch flexible Lasten zur Verfügung gestellt werden. Die Zugangsvoraussetzungen sind dabei in den Präqualifikationsbedingungen beschrieben. Diese sind in den letzten Jahren angepasst worden, um eine Beteiligung von Lastflexibilität zu erleichtern. Im November 2019 waren zwischen 120 MW in der Primärregelleistung (FCR) und 820 MW in der negativen Minutenreserve (mFFR-) als Lastflexibilität präqualifiziert (siehe Tabelle 4). Damit stellt Lastflexibilität nur einen kleinen Anteil der insgesamt präqualifizierten Leistung da.

Die einzelnen Regelleistungsprodukte unterliegen verschiedenen Ausschreibungsbedingungen (siehe regelleistung.net). So wird Primärregelleistung im Rahmen des Netzregelverbundes mittlerweile (seit dem 01.07.2019) grenzüberschreitend täglich ausgeschrieben. Flexible Lasten können sich an diesen Ausschreibungen beteiligen, die neben den deutschen Netzbetreibern auch die Übertragungsnetzbetreiber aus der Schweiz, Österreich, den Niederlanden, Belgien und Frankreich gemeinschaftlich durchführen.

In der Sekundärregelleistung erfolgt eine gemeinsame Beschaffung in Deutschland und Österreich seit Beginn 2019. Der Einsatz von Sekundärregelleistung erfolgt anhand einer gemeinsamen Merit-Order-Liste der deutschen und österreichischen ÜNB. Der Einsatz von Lastmanagement ist daher sowohl in Deutschland als auch in Österreich möglich.

In der Minutenreserveleistung erfolgt eine deutschlandweite Ausschreibung, an der sich flexible Lasten ebenfalls beteiligen können.

Die Rahmenbedingungen sind in den letzten Jahren entsprechend angepasst worden, sodass sie eine einfachere Teilnahme von Lastmanagement ermöglichen. Dabei sind u. a. die Produktzeiträume deutlich verkürzt und gleichzeitig die Ausschreibungshäufigkeiten erhöht worden.

Tabelle 4: Präqualifizierte Leistungen für Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung in Deutschland

Präqualifizierte Leistung (in GW) je Primärenergieträger/Kategorie in Deutschland

Technologie	Primärregelung FCR	Sekundärregelung aFRR+	Sekundärregelung aFRR-	Minutenreserve mFRR+	Minutenreserve mFRR-
Kernenergie	0,50	0,42	0,42	2,04	2,04
Braunkohle	0,62	1,27	1,27	4,71	4,75
Steinkohle	0,66	1,42	1,42	3,90	3,80
Gas	0,28	3,22	3,25	8,31	8,07
Öl	-	0,28	0,03	1,75	0,15
Biogas/-masse	0,04	1,79	2,23	2,15	3,05
Wasser	4,37	14,61	14,69	14,20	14,46
Batteriespeicher	0,38	-	-	-	-
Nachfrage/DSM	0,12	0,58	0,71	0,77	0,82
Windkraft	-	-	-	-	0,08
Summe	6,97	23,60	24,04	37,81	37,24
<i>(Anteil Nachfrage)</i>	<i>1,7%</i>	<i>2,5%</i>	<i>3%</i>	<i>2%</i>	<i>2,2%</i>

Quelle: Regelleistung.net

Die Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve umfassen für Sekundärregelung unter anderem folgende Änderungen (BK6-15-158), die zum 12.07.2018 in Kraft getreten sind:

- Verkürzung des Ausschreibungszyklus auf einen Kalendertag und Abschaffung des Ausschreibungskalenders
- Zeitpunkt Gebotsabgabe von bisher jeweils mittwochs, 15 Uhr auf täglich, 9 Uhr
- Ausschreibung und Vergabe der SRL in sechs Zeitscheiben von jeweils vier Stunden
- Zulässigkeit von Angebotsgrößen in Höhe von 1 MW, 2 MW, 3 MW und 4 MW für maximal ein SRL Gebot je Regelzone und Produkt und gleichzeitig Abschaffung der regelzonenübergreifenden Poolung.

Für Minutenreserve sind ebenfalls zum 12.07.2018 folgende Anpassungen (BK6-15-159) eingeführt worden:

- Umstellung auf eine kalendertägliche Ausschreibung, Gebotsabgabe täglich um 10 Uhr
- Zulässigkeit von Angebotsgrößen in Höhe von 1 MW, 2 MW, 3 MW und 4 MW für maximal ein SRL Gebot je Regelzone und Produkt und gleichzeitig Abschaffung der regelzonenübergreifenden Poolung.

Eine Bezuschlagung der gebotenen Leistungen erfolgt auf Basis des Leistungspreises, wobei im Abruffall zusätzlich auch ein Arbeitspreis für die gelieferten Energiemengen gezahlt wird. Zwischenzeitlich ist der Zuschlagsmechanismus durch die BNetzA zum 15.10.2018 aufgrund sehr hoher Arbeitspreise im Regelleistungsmarkt auf ein Mischpreisverfahren (BK6-18-019/020) angepasst worden, das allerdings nur ein paar Monate bestand hatte. Seit Ende Juli 2019 ist die ursprüngliche Zuschlagsregel auf Basis des Leistungspreises wieder in Kraft.

In 2020 ist nach Vorgaben der EU (Guidelines on Electricity Balancing) die Einführung eines Regelarbeitsmarktes vorgesehen, der dann unabhängig von einem eigenen Regelleistungsmarkt funktioniert. Im Regelleistungsmarkt wird dann ausschließlich die Vorhaltung der Leistung vergütet. Der Regelarbeitsmarkt stellt eine zusätzliche Möglichkeit zur Beteiligung am Regelenenergiemarkt dar. Neben den Anbietern im Regelleistungsmarkt können weitere Anbieter Gebote auf dem Regelarbeitsmarkt einstellen, die dann zusätzlich zu den bestehenden Geboten aus dem Regelleistungsmarkt bei einem möglichen Abruf berücksichtigt werden können. Damit sind die Rahmenbedingungen für eine Beteiligung von flexiblen Lasten im Regelenenergiemarkt gegeben. Entscheidend für eine tatsächliche Beteiligung sind dann die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Vergütungen für Lastmanagement in den Regelenenergiemärkten.

Die Abstimmung zwischen Aggregatoren, Bilanzkreisverantwortlichen und Stromlieferanten ist 2017 klarer definiert worden. Auf Basis eines Branchenleitfadens zur Regelleistungserbringung durch Drittpartei-Aggregatoren (BNE 2017) hat die BNetzA in einem Beschluss festgelegt, wie der Prozess für die Bereitstellung von Lastflexibilität im Regelenenergiemarkt durchgeführt werden soll (BNetzA BK6-17-046).

4.2.2 Spotmarkt

Am Spotmarkt ist eine Vermarktung von flexibler Nachfrage entweder implizit durch entsprechende Stromlieferverträge mit zeitvariablen Tarifen oder explizit durch eine eigenständige oder über einen Vermarkter realisierte Beschaffung an Spotmärkten direkt (z. B. der EPEX-Spot) möglich (siehe Tabelle 5). Derzeit werden jedoch nur sehr wenige variable Tarifprodukte durch Endkunden genutzt. Lieferanten können die flexible Nachfrage nutzen, um ihr Beschaffungsportfolio zu optimieren.

Zudem können flexible Lasten auch direkt ohne Lieferanten am Day-Ahead- und Intradaymarkt teilnehmen oder ihre Flexibilität über einen Aggregator dort vermarkten lassen. Beides wird bisher jedoch nur in geringem Umfang genutzt. Ein Grund hierfür ist, dass Aggregatoren, die flexible Lasten in ihr Portfolio aufnehmen wollen, vorab Verträge mit den betroffenen BKV bzw. Lieferanten abschließen müssen. Derzeit sind Standardprozesse und -verträge nur für eine Beteiligung am Regelenenergiemarkt definiert und nicht für eine Vermarktung am Spotmarkt. Hierfür ist insbesondere der Vertragsgestaltungsprozess nach Angaben von Marktakteuren sehr aufwendig und langwierig.

Tabelle 5: Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten am Spotmarkt

Umsetzung von indirekter und direkter Vermarktung von flexibler Nachfrage

Vermarktungsform	Umsetzung
Indirekte Vermarktung	
Flexible Verträge	Tarifbeispiel Next Kraftwerke GmbH „Take your Time“ oder „Best of 96“ Für Aggregatoren: Marktzugang einfacher, wenn gleichzeitig Energie geliefert wird, da keine bilateralen Verträge mit BKV notwendig
Explizite Vermarktung	
Teilnahme von Lasten	Virtual Power Plants: Gemeinsame Vermarktung von dezentralen Erzeugern und Nachfrageflexibilität Große abschaltbare Lasten Beides derzeit nur in geringem Umfang
Teilnahmebedingungen (insb. für Aggregatoren)	Vor Teilnahme von Lasten: Abstimmung/Vertrag mit BKV notwendig (derzeit keine Standards)
Zeitpunkt Gebotsabgabe	Gebotsabgabe Day-Ahead-Spotmarkt-Auktion: Täglich um 12 Uhr Intraday-Markt-Auktion: Täglich um 15 Uhr

Quelle: (Klobasa et al. 2016)

4.2.3 Verordnung zu abschaltbaren Lasten

Eine weitere Vermarktungsmöglichkeit für flexible Lasten stellt die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) dar, die 2012 erlassen und 2016 angepasst wurde. Sie erlaubt es Übertragungsnetzbetreibern, abschaltbare Lasten auszuschreiben und unter Vertrag zu nehmen, die zum Ausgleich der Systembilanz oder für Redispatch eingesetzt werden können. Es wird zwischen sofort abschaltbaren Lasten (SOL) und schnell abschaltbaren Lasten (SNL) unterschieden. Die maßgeblichen Rahmenbedingungen zur Ausschreibung von abschaltbaren Lasten sind:

- Ausschreibungszeitraum: wöchentlich
- Produkte: sofort abschaltbare Lasten (SOL) und schnell abschaltbare Lasten (SNL)
- Ausschreibungsmengen: jeweils 750 MW SOL und SNL
- Angebotsgröße: Mindestangebotsgröße 5 MW und Maximalangebotsgröße 200 MW
- Ausschreibungszeitpunkte: entsprechend dem Ausschreibungskalender
- Angebotsabruhdauer: Zeitdauer der Abschaltleistung, wobei mindestens eine und höchstens 32 Viertelstunden angegeben werden dürfen
- Aktivierung:
 - SOL: innerhalb von 350 Millisekunden automatisch frequenzgesteuert bei Unterschreiten einer vorgegebenen Netzfrequenz und unverzüglich ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes (sofort abschaltbare Lasten)
 - SNL: innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert durch den Betreiber des Übertragungsnetzes

Derzeit sind insgesamt knapp 800 MW als sofort abschaltbare Leistung und 1.550 MW als schnell abschaltbare Leistung präqualifiziert (siehe Tabelle 6). In den Ausschreibungen wird diese Menge in der Regel nicht erreicht. So wurden beispielsweise im Juni 2019 nur ca. 440 MW an sofort abschaltbaren Lasten angeboten und bezuschlagt. Auch bei den schnell abschaltbaren Lasten lagen die Gebotsmengen in der Regel unter der Ausschreibungsmenge zwischen 650 und 750 MW. In Summe standen im Juni 2019 ca. 1.100 – 1.200 MW an abschaltbaren Lasten zur Verfügung.

Tabelle 6: Anzahl Rahmenverträge und präqualifizierte Leistung für abschaltbare Lasten Ende 2019

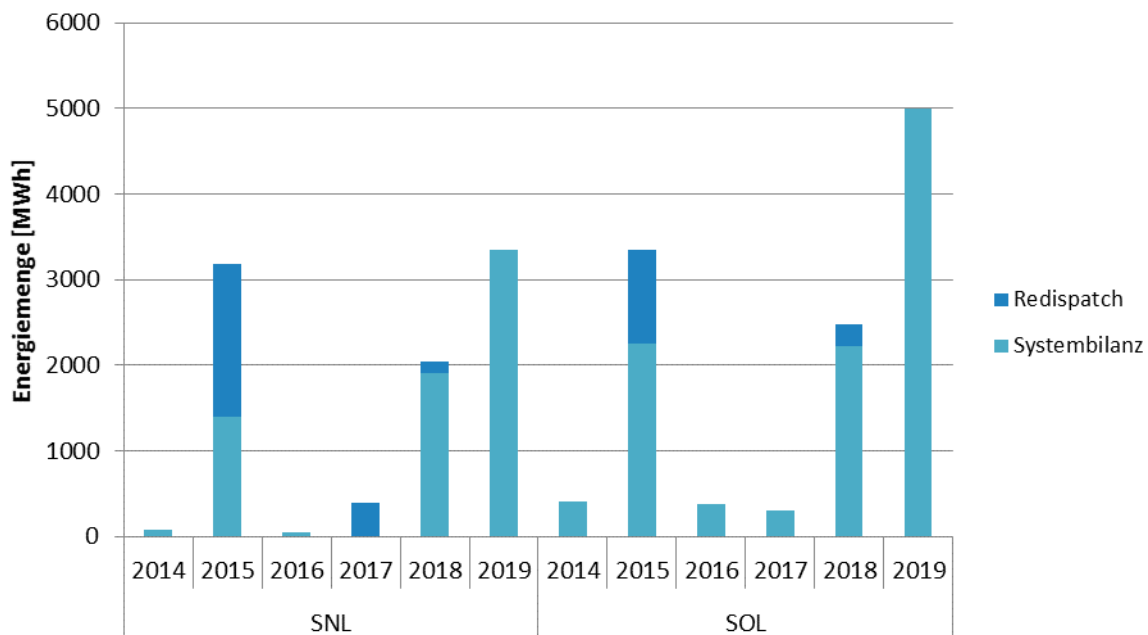
Produktart	Anzahl Rahmenverträge	Leistung in MW
SOL	4	793
SNL	12	1.550

Quelle: (regelleistung.net 2020)

Die Vergütung wird in der Ausschreibung ermittelt, in der Bieter sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreis angeben. Aufgrund der geringen Mengen, die Geboten werden, liegen die Vergütungen sehr nah an den regulatorisch vorgegebenen Obergrenzen von max. 500 Euro/MW pro Woche beim Leistungspreis und 400 Euro/MWh für abgerufene Energie. In 2019 wurden insgesamt 8,3 GWh an abschaltbaren Lasten ausschließlich für den Ausgleich der Systembilanz abgerufen, von denen 3,3 GWh von schnell abschaltbaren Lasten (SNL) und 5 GWh von sofort abschaltbaren Lasten (SOL) bereitgestellt wurden. Damit lag die Abrufmenge fast doppelt so hoch wie im Vorjahr. Bei einer kontrahierten Leistung von über 1.000 MW in 2019 ist die Abrufhäufigkeit und Dauer jedoch weiterhin sehr gering. Durchschnittlich wurde die Leistung lediglich ca. 8 Stunden im Jahr aktiviert. Bei einer Vergütung von 500 Euro/MW und Woche ergeben sich für die Vorhaltung von 1.100 MW Kosten von ca. 29 Mio. Euro in 2019. Der Abruf von abschaltbaren Lasten verursacht bei einer Vergütung von 400 Euro/MWh Kosten von ca. 3,3 Mio. Euro in 2019. Insgesamt ergeben sich damit Kosten von ca. 32 Mio. Euro im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV).

Abbildung 24: Einsatz von abschaltbaren Lasten nach Einsatzgrund von 2014 bis 2019

Einsatz von schnell abschaltbaren Lasten (SNL) und sofort abschaltbaren Lasten (SOL)



Quelle: (regelleistung.net 2020)

4.2.4 Netzspezifische Anreize für Lastflexibilität

Vermarktungsanreize für Lastflexibilität ergeben sich aus den bestehenden Rahmenbedingungen für die Netzentgelte. Dabei sind vier Formen von besonderer Bedeutung, die netzspezifische Anreize aktuell für Lastflexibilität setzen.

- **Leistungspreis bei den Netzentgelten (§ 17 Abs. 2 StromNEV)**
Eine Komponente der Netzentgelte leitet sich aus der Jahreshöchstlast von lastganggemessenen Kunden ab. Bei einer Reduktion der Jahreshöchstlast ergeben sich Kosteneinsparungen.
- **Atypische Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV)**
Netznutzer, deren individuelle Jahreshöchstlast deutlich von der Jahreshöchstlast der Anschlussnetzebene abweicht, können ein reduziertes Netzentgelt erhalten.
- **Intensive Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV)**
Netznutzer mit einer hohen Auslastung des Netzanschlusses können ein reduziertes Netzentgelt erhalten.
- **Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung (§ 14a EnWG)**
Bei einer netzdienlichen Steuerung von Stromanwendungen in der Niederspannung können Netzbetreiber ein reduziertes Netzentgelt berechnen.

Lastmanagement zur Reduktion des Leistungspreises (nach § 17 Abs. 2 StromNEV)

Unternehmen nutzen heute in vielen Fällen Lastmanagementsysteme zur Reduktion der Spitzenlast, um die Jahresleistungspreisentgelte für die Netznutzung zu reduzieren. Solche Systeme überwachen z. B. die Einschaltung von Stromanwendungen, um kurzfristige Leistungsspitzen zu vermeiden. Anwendungsbereiche dafür sind etwa Großküchen oder gewerbliche Unternehmen zur Metallbearbeitung, die häufig leistungsstarke Einzelanwendungen nutzen. Die Lastmanagementsysteme schalten nicht benötigte bzw. zeitlich unkritische Anlagen ab oder verzögern deren Zuschaltung. Voraussetzung hierfür ist eine registrierende Lastgangmessung, die für Kunden mit einem Strombedarf von über 100 MWh pro Jahr ver-

pflichtend ist. Je nach fälligem Leistungsnetzentgelt, die in Abhängigkeit der Netzebene und des Netzbetreibers zwischen 50 und 150 Euro/kW pro Jahr liegen können, ergeben sich bei einer Spitzenlastreduktion von z. B. 10 kW Einsparungen von 500 bis 1500 Euro pro Jahr.

Lastmanagement bei atypischer Netznutzung (nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV)

Anreize für Lastmanagement ergeben sich darüber hinaus durch reduzierte Netzentgelte bei atypischer Netznutzung. Diese Regelung der StromNEV sieht vor, dass Netznutzer, deren individuelle Jahreshöchstlast erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast der gleichen gesamten Netzebene abweicht, bis zu 80 % niedrigere Netzentgelte zahlen. Lastmanagement wird in diesem Zusammenhang genutzt, um eigene Stromanwendungen in den vorab durch den Netzbetreiber definierten Zeiten der Jahreshöchstlast abzuschalten. Diese Höchstlastzeiten werden derzeit mit einem jährlichen Vorlauf durch die Netzbetreiber definiert und berücksichtigen keine kurzfristigen Entwicklungen und Veränderungen. Auch die Einspeisung von Erzeugungsanlagen in die gleiche Netzebene, die ebenfalls Auswirkungen auf die Netzbelastung haben, werden dabei nicht berücksichtigt.

Atypische Netznutzung findet z. B. in der Zementindustrie statt. Die Höchstlastzeitfenster treten in der Regel in den Winterabendstunden zwischen 17 Uhr und 19 Uhr auf und werden durch die Netzbetreiber vorab bekannt gegeben. Flexible Lasten passen daraufhin ihren Betrieb an, sodass in diesen Zeitfenstern nur ein deutlich reduzierter Leistungsbezug aus dem Netz auftritt. In den letzten Jahren ist die Strommenge, die unter eine atypische Netznutzung fällt, kontinuierlich angestiegen und umfasst in 2019 ca. 41 TWh in Deutschland und ein Entlastungsvolumen von ca. 415 Mio. Euro. Dies entspricht einer durchschnittlichen Reduktion der Netzkosten von ca. 10 Euro/MWh.

Lastmanagement bei intensiver Netznutzung (nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV)

Ein weiterer Anreiz für Lastmanagement ergibt sich durch reduzierte Netzentgelte bei einer intensiven Netznutzung. Netznutzer erhalten hier ein reduziertes Netzentgelt, wenn ihr Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt. In der Regel sind Netzentgeltreduktionen von bis zu 80 % möglich. Wenn noch höhere Benutzungsstundenzahlen erreicht werden, ist auch eine Reduktion um bis zu 90 % möglich. In 2019 haben ca. 90 TWh an Strombedarf diese Regelung genutzt und damit ca. 1 Mrd. Euro an Netzentgelten vermieden. Damit ergibt sich eine durchschnittliche Netzentgeltreduktion von ca. 11 Euro/MWh.

Diese Regelung setzt Anreize für flexible Lasten, um durch Lastmanagement die Anforderungen (Benutzungsstunden und Mindeststrombedarf) zu erfüllen. Die Anforderungen gelten auf Unternehmensebene bzw. für einzelne Abnahmestellen und führen daher nicht dazu, dass auf Anforderungen aus dem Gesamtsystem reagiert wird. Beispielsweise bestehen aufgrund der Rahmenbedingungen Anreize, Anlagen möglichst kontinuierlich zu betreiben und auch bei hohen Netzbelastungen diese nicht abzuschalten.

Lastmanagement in der Niederspannung durch steuerbare Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG)

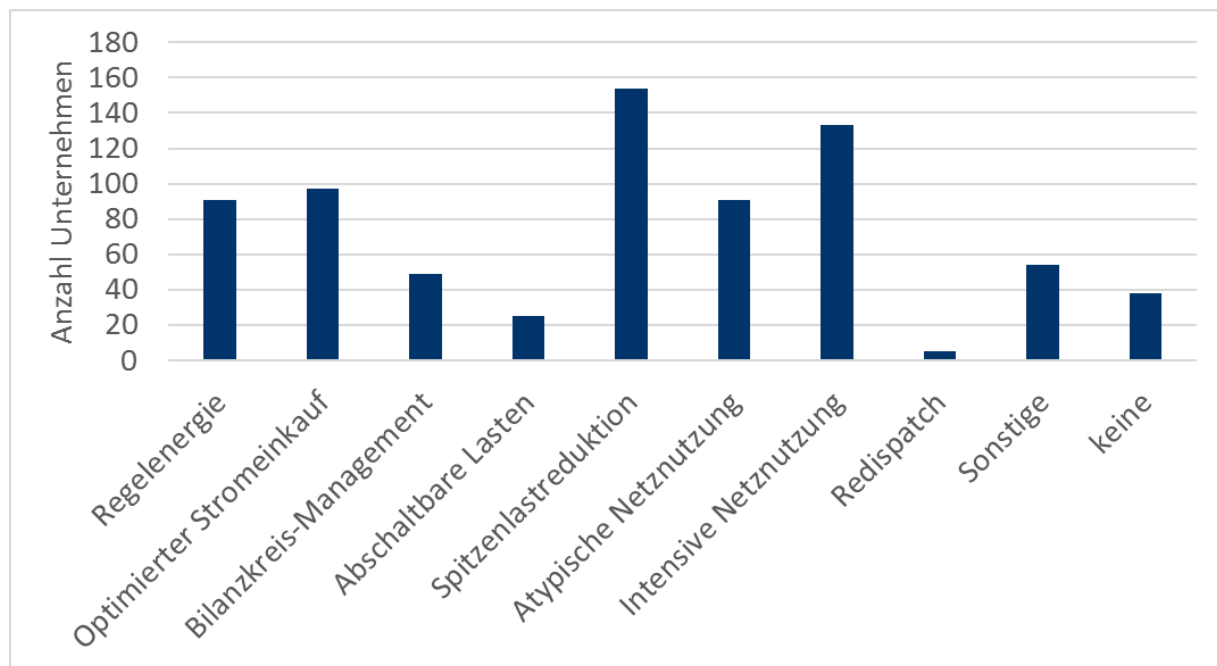
Ein weiterer Anreiz für Lastmanagement besteht in der Niederspannung durch § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Hierunter fallen u. a. Wärmepumpen, Elektro- und Nachtspeicherheizungen sowie Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Netznutzer können ein reduziertes Netzentgelt erhalten, wenn sie im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von diesen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, durch den Netzbetreiber erlauben. Von dieser Regelung machen in 2019 ca. 1,5 Mio. Verbrauchseinrichtungen Gebrauch, die im Mittel eine Reduktion des Netzentgeltes um ca. 3,4 Cent/kWh erhalten (BNetzA 2019). Die Steuerungstechnik ist in der Regel ein Rundsteuersignal oder eine Zeitschaltuhr. Zukünftig müssen derartige Anlagen mit einem intelligenten Messsystem und einer bidirektionalen Kommunikationseinheit ausgestattet sein, die eine Steuerung in Abhängigkeit der aktuellen Netzzustände erlaubt und die auch den aktuellen Status der gesteuerten Anlagen erfassen können.

Fehlende systemdienliche Anreize für Lastmanagement

Eine Befragung der Bundesnetzagentur unter 1.112 großen Industriestandorten mit mehr als 10 GWh Strombedarf pro Jahr zeigt, dass die netzspezifischen Anreize am häufigsten genutzt werden (Spitzenlastreduktion, intensive und atypische Netznutzung) (siehe Abbildung 25). Im Regellenergiemarkt und im Strommarkt wird Lastmanagement bei großen Unternehmen ebenfalls eingesetzt. Insgesamt haben ca. die Hälfte der Unternehmensstandorte (577 von 1.112) in 2018 angegeben, heute ein Lastmanagementsystem einzusetzen.

Abbildung 25: Gründe für den Einsatz von Lastmanagement bei Industriestandorten mit hohem Strombedarf in 2018

Befragung von 1.112 Unternehmensstandorten zur Frage „Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an Ihrem Unternehmensstandort?“ – Durchführung der Befragung in 2018



Quelle: (Bundesnetzagentur 2019)

Die Branchen mit der stärksten Verbreitung von Lastmanagementsystemen sind die Gießereien, Papier-, Stahl- und Glasindustrie (siehe Abbildung 26). In diesen Branchen setzen von den befragten Unternehmensstandorten mehr als 57 % der Standorte Lastmanagementsysteme ein. Diese Standorte repräsentieren mehr als 70 % des Strombedarfs der befragten Standorte der jeweiligen Branche.

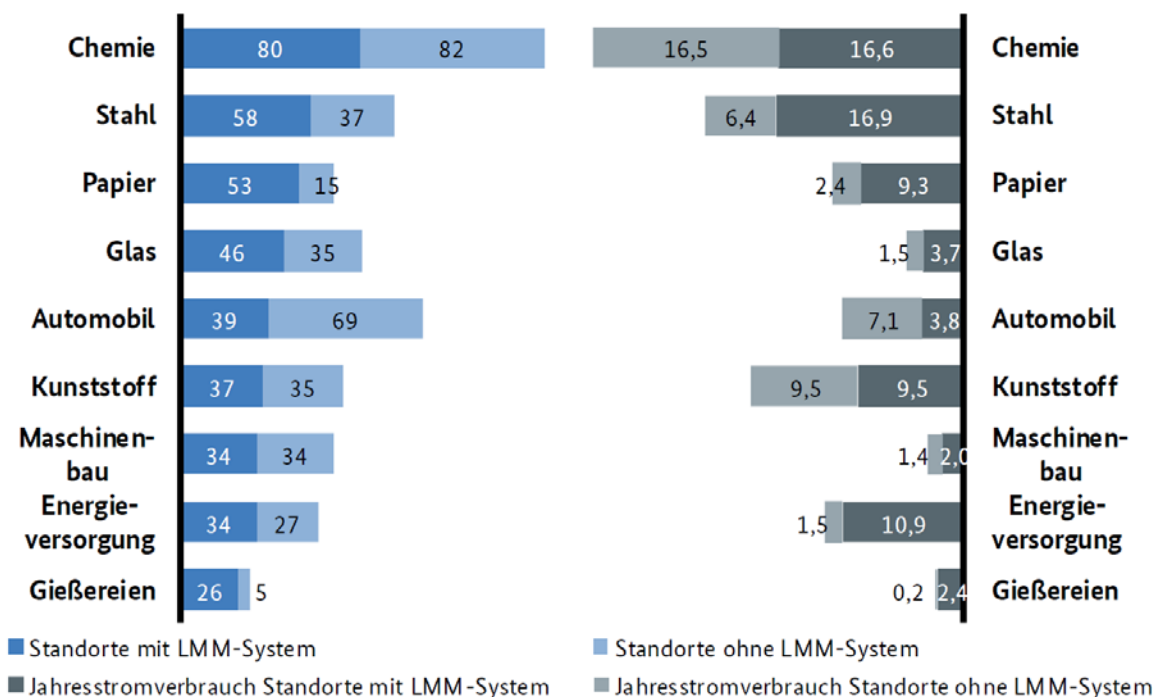
Die derzeit bestehenden Anreize für Lastmanagement werden wie gezeigt im Industriebereich z. T. bereits genutzt. Allerdings wirken sie vornehmlich auf individueller Ebene und sind mit dem Gesamtsystem insbesondere bei den netzspezifischen Anreizen nur sehr eingeschränkt verknüpft.

Bei der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) besteht ein Anreiz, Hochlastzeitfenster bei der Netznutzung zu vermeiden und damit die Netzbelastung zu reduzieren. Kritisch ist dabei, dass die Definition von Hochlastfenstern mit einer langen Vorlaufzeit von mehr als einem Jahr erfolgt. Bei kurzfristigen Änderungen der Netzbelastung können sich daher Fehlanreize ergeben, indem Lasten vermieden werden, ohne dass tatsächlich eine hohe Netzbelastung besteht. Darüber hinaus wird der aktuelle Netzzustand, der in vielen Netzgebieten auch von der Einspeisung erneuerbarer Energien abhängt, nicht betrachtet. Bei erzeugungsdominierten Netzgebieten und dadurch bedingten hohen Netzbelastungen wirken Hochlastzeitfenster sogar kontraproduktiv, sodass sie die Netzbelastung sogar erhöhen können. Ziel einer Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen sollte daher sein, Hochlastzeitfenster stärker an

der tatsächlichen Netzbelastung auszurichten. Dies könnte durch eine Berücksichtigung von Erzeugung im betrachteten Netzgebiet und durch eine kurzfristigere Festlegung der Hochlastzeitfenster erfolgen. Eine einfache Möglichkeit wäre z. B. das kurzfristige Aussetzen von Hochlastzeitfenstern, wenn die tatsächliche Netzbelastung aufgrund einer erwarteten starken Einspeisung von erneuerbarer Erzeugung gering ist.

Abbildung 26: Ergebnisse der Unternehmensbefragung zu Anzahl und Jahresstromverbrauch von Standorten mit und ohne Lastmanagementsystem nach Branchen

Befragung von 1.112 Unternehmensstandorten



Quelle: (Bundesnetzagentur 2019)

Aus Gesamtsystemsicht führen die bestehenden Rahmenbedingungen zur intensiven Netznutzung (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV) zu starken Fehlanreizen, da ein flexibler Einsatz von Lasten dazu führen kann, dass die Voraussetzungen der Regelung nicht erfüllt werden. Eine Abschaltung von Lasten mindert die Benutzungsdauer und reduziert ggf. den Strombedarf der Anwendung, sodass die Benutzungsdauerschwelle, die eine Voraussetzung für Entgeltreduktionen darstellen, nicht erreicht werden. Auch eine kurzfristige Zuschaltung von Lasten verändert ggf. die bei der Berechnung der Benutzungsstunden zugrunde gelegte Entnahmeleistung. Daher wirkt hier kein Anreiz für einen flexiblen Einsatz von Lasten, sondern nur für einen möglichst kontinuierlichen Betrieb der Anlagen.

Auf der Niederspannungsebene sind derzeit durch die Rahmenbedingungen nach § 14a EnWG Anreize gegeben, Lastmanagement durchzuführen. Jedoch besteht auch hier keine explizite Verknüpfung der Anreize mit dem Gesamtsystem. Aufgrund der bestehenden Steuerungstechnik (Zeitschaltuhr bzw. Rundsteuersignal) und der von der tatsächlichen Netzsituation unabhängig gewährten Entgeltreduktion reagieren flexible Lasten in der Niederspannung bisher nicht auf Anforderungen des Gesamtsystems.

4.3 Marktbedingungen für Lastmanagement

Die Erlösmöglichkeiten für Lastmanagement unterscheiden sich für die Märkte, in denen Lastflexibilität eingesetzt wird. Im Regelenenergiemarkt und bei der Verordnung zu abschaltbaren Lasten werden Leistungs- und Arbeitspreise gezahlt. Im Strommarkt ergeben sich Vergütungen nur für die eingesetzte Energiemenge. Für die netzspezifischen Anreize sind die gezahlten Vergütungen in der Regel von der eingesetzten Leistung abhängig.

Erlöse im Regelenenergiemarkt zwischen 4.000 Euro/MW und 70.000 Euro/MW im Jahr

Im Regelenenergiemarkt liegt die Vergütung im Bereich der Primärregelleistung Ende 2019 bei ca. 170 Euro/MW und Tag. Auf ein Jahr hochgerechnet ergeben sich damit Erlöse von ca. 62.000 Euro pro Jahr, die damit deutlich unterhalb der Erlöse der letzten Jahre liegen. In 2017 und 2018 wurden noch Erlöse von über 130.000 Euro/MW pro Jahr erzielt. Das niedrigere Erlösniveau ist vor allem auf eine zunehmende Beteiligung von Batteriespeichern zurückzuführen, von denen Ende 2019 ca. 380 MW präqualifiziert waren.

In den weiteren Regelenenergiemärkten sind die Erlöse für flexible Lasten deutlich geringer. So werden bei der Sekundärregelleistung für positive bzw. negative Reserve ca. 30.000 Euro/MW und Jahr in 2019 erlöst. Die aktuellen Erlöse für einzelne Zeitscheiben von 4 Stunden in der Regelenergie liegen bei positiver SRL und MRL Anfang 2020 zwischen 5 Euro/MW und 20 Euro/MW. Hochgerechnet auf ein Jahr entspricht dies zwischen 11.000 Euro/MW und 44.000 Euro/MW pro Jahr. Für negative Regelleistung MRL liegen die Erlöse Anfang 2020 zwischen 2 Euro/MW und 12 Euro/MW, was Jahreserlösen von ca. 4.000 Euro/MW bis zu 26.000 Euro/MW entspricht. Höhere Leistungspreise werden für negative SRL erzielt. Hier lagen die Vergütungen Anfang 2020 zwischen 10 Euro/MW und 45 Euro/MW je 4 Stunden Zeitscheibe, was Jahreserlösen von 22.000 Euro/MW bis zu 99.000 Euro/MW entspricht.

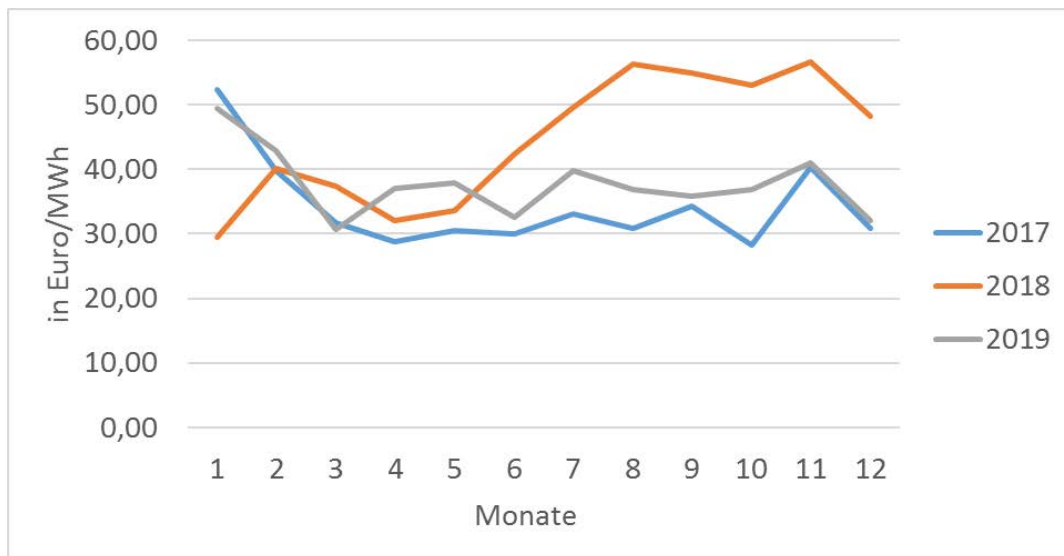
Zusätzlich zu den Leistungspreisen können Lasten Erlöse beim Abruf erzielen. Diese haben bis zur Einführung des Mischpreisverfahrens durchschnittlich deutlich über 100 Euro/MWh gelegen. Mit der Einführung des Mischpreisverfahrens sind die Arbeitspreise deutlich gesunken. Nachdem das Verfahren wieder abgeschafft worden ist, haben sich die Arbeitspreise dem alten Preisniveau wieder angenähert.

Niedrigere Erlösmöglichkeiten am Spotmarkt aufgrund niedriger Preisspreads

Die Erlösmöglichkeiten am Spotmarkt sind vom aktuellen Preisniveau der Strompreise als auch von den kurzfristigen Schwankungen der Strompreise im Tagesverlauf abhängig. In den letzten Jahren ist der Börsenstrompreis an der EPEX-Spot etwas angestiegen und hat in 2019 ein Niveau von knapp 38 Euro/MWh (Abbildung 27) erreicht. Damit sind die Preise im Vergleich zu 2018 leicht gesunken. Die Höhe der Strompreise spielt vor allem bei der Abschaltung von Lasten eine Rolle. Darüber hinaus sind für Lastverschiebungen die Veränderungen der Strompreise über den Tag – der Preisspread – relevant. Hier hat es in den letzten Jahren seit 2017 keine größeren Veränderungen gegeben (Abbildung 28).

Abbildung 27: Entwicklung der mittleren monatlichen Base-Strompreise an der EPEX Spot 2017 bis 2019

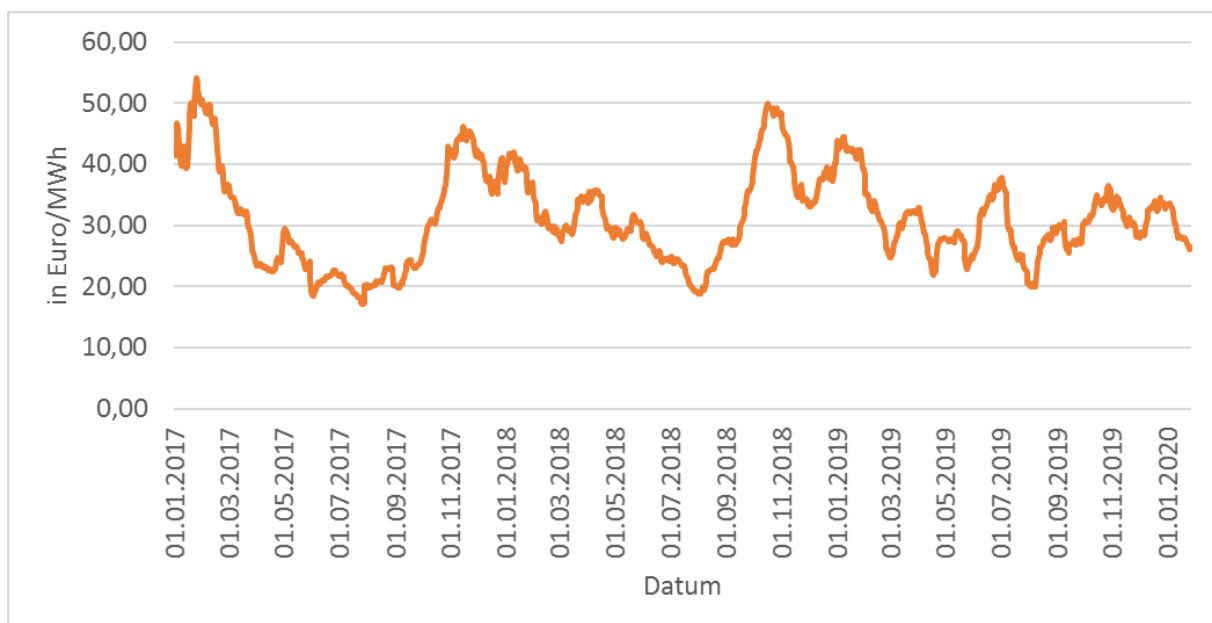
Monatliche Mittelwerte der Day-Ahead-Strompreise an der EPEX Spot von 2017 bis 2019.



Quelle: (EPEX-Spot 2020)

Abbildung 28: Entwicklung des gleitenden durchschnittlichen Preisspreads am EPEX-Spot-Day-Ahead-Markt von 2017 bis 2020

Gleitender Durchschnitt über einen Monat des täglichen Preisspreads am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot (Preisspread = Höchster abzgl. niedrigster Strompreis am Tag).



Quelle: (EPEX-Spot 2020)

Erlösmöglichkeiten für abschaltbare Lasten liegen bei ca. 26.000 Euro/MW pro Jahr

Die Erlösmöglichkeiten für abschaltbare Lasten werden in einer Auktion bestimmt, in der allerdings Preisobergrenzen vorgegeben sind. Werden diese ausgeschöpft, ergeben sich bei einem Leistungspreis von 500 Euro/MW pro Woche Erlöse von 26.000 Euro/MW im Jahr. Damit sind die Vergütung in der Regel etwas höher als im Minutenreservebereich, aber unterhalb der Erlöse bei der Sekundärreserve. Aufgrund der geringen Abrufhäufigkeiten von nur 8 Stunden im Jahr bei abschaltbaren Lasten spielen die Arbeitspreise für die Erlöse nur eine sehr geringe Rolle. Bei der Vermarktung von einem MW und einem Abruf von 8 Stunden würden sich Erlöse von 3.200 Euro zusätzlich im Jahr ergeben. Bei einer Umlage der Leistungspreiserlöse auf die abgerufene Energie würde sich ein Arbeitspreis von ca. 3.200 Euro/MWh ergeben. Im Vergleich zum Spotmarkt sind die erzielbaren Erlöse also deutlich höher.

5 Nachfrageflexibilität in der Energiesystemanalyse

5.1 Modellierung der Nachfrageflexibilisierung

Um die Auswirkung verschiedener flexibler Verbraucher im Energiesystem näher zu untersuchen, kommen verschiedene Modelle zum Einsatz. Zunächst einmal wäre hier das eLoad-Modell zu erwähnen, welches bereits kurz im Kontext des Abschnittes 2.3 vorgestellt wurde und in erster Linie zur Abbildung der stündlichen Nachfrage genutzt wird. Des Weiteren kommt ein Strommarkt- und Netzausbaumodell zum Einsatz, um weitere Analysen zur Nachfrageflexibilisierung durchführen zu können. Im Folgenden werden nun diese Modelle kurz vorgestellt bevor die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchungen aufgelistet werden.

5.1.1 Strommarktmodell

Die folgende Vorstellung des Marktmodells ist aus Haendel (2018) entnommen und gibt einen Überblick über das Strommarktmodell. Es handelt sich um ein agentenbasiertes Simulationsmodell, welches unter perfekter Voraussicht den Strommarkt in einer stündlichen Auflösung abbildet. Hierzu werden die wichtigsten Akteure als Einzel- und/oder Gruppenagenten abgebildet. Hierzu zählen u.a. erneuerbare und konventionelle Erzeuger, flexible und unflexible Verbraucher, Netz- und Marktagenten.

Ein Kernelement des Strommarktmodells ist die Marktabbildung, bei der im Rahmen dieses Vorhabens insbesondere der Day-Ahead-Markt von Bedeutung ist. Die Strompreisbildung erfolgt hierbei bei perfektem Wettbewerb durch ein Market Clearing der Angebots- und Nachfragekurve. Die Angebotskurve setzt sich aus den Geboten der Erzeuger zusammen und bildet die Merit-Order-Kurve ab. Die Gebote hängen dabei maßgeblich von den marginalen Erzeugungskosten ab. Diese wiederum werden bei den konventionellen Kraftwerken hauptsächlich durch die variablen Erzeugungskosten bestimmt, zu denen insbesondere die Energieträger-, die Anfahrts- und Emissionszertifikatskosten zählen. Für die erneuerbaren Erzeuger geht man von einer Einspeisung aus. Sie werden über normalisierte Zeitreihen abgebildet, die auf die Erzeugungsleistung des Simulationszeitraumes skaliert werden. Die Nachfrage wird mit Ausnahme der explizit abgebildeten Verbraucher als unelastische Kurve abgebildet. Es handelt sich hierbei entweder um historische Kurven, die entsprechend der zukünftigen Gesamtnachfrage skaliert werden oder um Nachfragekurven aus dem eLoad-Modell.

Im Fokus des Modells stehen dabei im Rahmen dieser Analyse die flexiblen Verbraucher. Diese werden noch einmal detaillierter in 15-minütigen Zeitschritten abgebildet. Ihre Abbildung erfolgt im Demand-Side-Management-Modul, welches dreistufig aufgebaut ist. Auf der untersten Ebene befinden sich die einzelnen flexiblen Verbraucher, die sich entsprechend ihrer Vorgabe entweder gesteuert oder ungesteuert verhalten und jeweils einen Einzelakteur repräsentieren. Hier erfolgt eine sehr detaillierte Abbildung des Verbrauchs. Auf der nächsten überlagerten Ebene gibt es Netzagenten, die die Verbraucher in ihrem Netz zusammenfassen und/oder auch Steuerungssignale aus Netzsicht an die Verbraucher ermittelt und weitergibt. Zudem leiten die Netzagenten die Marktsignale des Aggregators weiter. Der Aggregator befindet sich auf der höchsten Ebene und sorgt dafür, dass die Flexibilität bzw. Energienachfrage der flexiblen Verbraucher am Markt angeboten werden. Hierzu werden Nachfrageprognosen von den Verbrauchsagenten für den nächsten Tag erstellt und an den Aggregator weitergegeben, welcher dann auf dieser Basis die Gebote für den nächsten Tag abgibt und eine Preisprognose an die unteren Ebenen sendet. Zusätzlich werden die Aggregatoren verwendet, um die lokale Energienachfrage ihrer einzelnen Gebiete auf die Gesamtnachfrage des Systems zu skalieren. Auf Basis möglichst repräsentativ definierter Gruppen erfolgt eine lineare Hochskalierung, um die Komplexität des Systems und den erforderlichen Ressourcenbedarf entsprechend zu reduzieren. Eine Nutzergruppe wird hierbei daher jeweils durch die Gruppe von Verbrauchern eines Netzagenten abgebildet.

Die einzelnen Verbraucher auf der untersten Ebene können im weitesten Sinne anhand zweier verschiedener Betriebsarten ins Modell integriert werden, der ungesteuerten und der preisgesteuerten. Bei der ungesteuerten Betriebsweise bekommen die Verbrauchsagenten keine Steuerungssignale, wodurch sich der Agent autark ohne Einflüsse von außen verhalten kann. Strom wird dabei immer direkt bei Bedarf bezogen. Bei der preisgesteuerten Betriebsweise versuchen die Verbrauchsagenten den Strom möglichst zu preisgünstigen Zeitpunkten zu beziehen und damit ihre eigene Nachfrage zu verschieben. Strombezugszeitpunkte werden dabei durch eine Betrachtung von zwei Tagen unter perfekter Voraussicht und vorgegebenem Preissignal ermittelt. Die Ermittlung erfolgt entweder über einen kürzesten Weg Algorithmus in Form einer Rückwärtssuche oder eines einfachen linearen Programms zur Kostenminimierung. Die Ladezeitpunkte für den zweiten Tag werden für die Strompreisprognose des nächsten Tages verwendet, welche wiederum das Steuerungssignal für die Verbraucher am nächsten Tag liefert. Anhand dieses Receding-Horizon-Ansatzes wird dann schrittweise das Verhalten der Agenten über ein Jahr bestimmt.

Als Preissignale kommen grundsätzlich drei verschiedene Varianten zum Einsatz. Einerseits wäre hier das Preissignal des Day-Ahead-Marktes zu nennen. Dieses besteht aus dem Energy-only-Strompreis des Marktmodells ergänzt um Abgaben, Umlagen und Steuern. Als ein weiteres Preissignal kommt ein Preissignal zum Einsatz, bei dem Abgaben und Umlagen, die zuvor fix waren, dynamisiert werden. Zur Dynamisierung kommt das normierte Photovoltaikprofil in der invertierten Version zum Einsatz. Fixe Abgaben und Umlagen werden entsprechend ihres ansonsten anfallenden Fixbetrages mit diesem Profil multipliziert und dem Energy-only-Strompreis bzw. den nicht dynamisierten Abgaben, Umlagen und Steuern hinzugefügt. Dies bedeutet, dass das Preissignal zu Zeiten hoher Photovoltaikeinspeisungen günstiger und zu Zeiten niedriger oder keiner Photovoltaikeinspeisungen teurer ist im Vergleich zum ersten Preissignal. Hierdurch soll die Anreizsetzung bei den flexiblen Verbrauchern erhöht werden, ihre Nachfrage in Zeiten hoher Photovoltaikeinspeisung zu verschieben und damit die Integration der erneuerbaren Energien zu verbessern. Das dritte Variante des Preissignales verwendet grundsätzlich die gleichen Preissignale wie die ersten beiden Varianten, es prüft aber zusätzlich, inwieweit Netzrestriktionen verletzt werden und limitiert durch höhere Preise zu diesen Zeiten entsprechend die nachgefragten bzw. eingespeisten Strommengen. Zum Einsatz hierfür kommt eine Optimal-Power-Flow-Optimierung, der eine Linearisierung mittels des Forward-Backward-Sweep-Verfahrens zugrunde liegt. Anhand eines iterativen Prozesses wird schrittweise das Preissignal bzw. die Verbrauchernachfrage angepasst bis möglichst keine Netzrestriktionen mehr gerissen werden und die Gleichungen zur Power-Flow-Berechnung im Netz auskonvergiert ist. Das Preissignal in dieser dritten Variante wird entsprechend nicht in bei der Optimierung des Verbraucherhaltens wie bei den anderen beiden Preissignalen verwendet, sondern es wird am Ende direkt das optimierte Stromnachfrageprofil der Agenten unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen geliefert.

Eine wichtige Gruppe an Flexibilitätsagenten sind die Elektrofahrzeugagenten. Ihr Verhalten wird dabei maßgeblich durch das Fahrverhalten und die verfügbare Infrastruktur bestimmt. Für die Abbildung des Fahrverhaltens wird auf ein stochastisches Modell zurückgegriffen. Anhand von Wahrscheinlichkeitsverteilungen für verschiedene Werkstage und Sonn- und Feiertage, welche auf realen Fahrdaten beruhen, werden synthetische Profile für jeden Elektrofahrzeugagenten individuell erzeugt. In die synthetischen Profile gehen Wahrscheinlichkeiten zur Antritt einer Fahrt, der Anzahl an Fahrten pro Tag, der Abfahrtszeit und der Fahrstrecke. Die Fahrtdauer wird durch einen linearen Zusammenhang mit der Fahrstrecke abgebildet. Die verfügbare Ladeinfrastruktur am Ende einer Fahrt wird anhand des Anlasses für die Fahrt und der Ankunftszeit bestimmt. Man unterscheidet hierbei zwischen einer Ladeinfrastruktur zuhause, auf der Arbeit und in der Öffentlichkeit. Anhand der individuell bestimmten Fahrprofile kann dann der Strombedarf fürs Laden ermittelt werden. Hierbei geht ein, dass unterschiedliche Fahrzeugtypen einen unterschiedlichen Strombedarf pro Kilometer haben und auch mit unterschiedlich große Batterien ausgestattet sein können. In einer unkontrollierten Betriebsweise, versuchen die Elektrofahrzeugagenten stets immer ihre Batterie möglichst voll zu laden, sofern die Infrastruktur und die verfügbare Zeit dies erlaubt. Bei der preisgesteuerten Betriebsweise hingegen wird versucht die Kosten für den Strom zu

minimieren. Da es sich um ein Modell mit perfekter Voraussicht handelt, wird die Batteriekapazität komplett ausgeschöpft, um die Kosten zu minimieren. Entsprechend der Batteriegröße kann daher die Stromnachfrage des Elektrofahrzeuges flexibilisiert werden. Anzumerken ist, dass die Ladeleistung sowohl durch das Fahrzeug als auch durch die Ladeinfrastruktur limitiert werden kann. Bei Vergleichsanalysen werden die stochastischen Profile einmalig für eine größere Menge an Fahrzeugen erstellt und dann in den Vergleichsrechnungen geladen, um die Analyse um stochastische Effekte zu bereinigen und damit die Vergleichsrechnungen besser vergleichen zu können.

Die Wärmepumpenagenten werden anhand eines Blackbox-Ansatzes modelliert, welcher die Energieströme einer Wärmepumpe, eines Gebäudes und eines Warmwasserspeichers bilanziert. Die Wärmepumpe bezieht den Strom und liefert die Wärme, das Gebäude bestimmt die Wärmenachfrage und der Speicher stellt die Flexibilität des Kleinsystems bereit. Die Wärmepumpe wird dabei in zwei mögliche Typen unterteilt. Die Sole-Wasser-Wärmepumpe geht von einer annähernd konstanten externen Wärmequelle aus, weshalb die Wärmeerzeugung mittels einer fixen Leistungszahl beschrieben wird. Für den anderen Typ, die Luft-Wasser-Wärmepumpe, wird von einer Wärmequelle mit einer über das Jahr schwankenden Temperatur ausgegangen, weshalb die Leistungszahl mittels eines linearen Zusammenhangs mit der Temperatur der Wärmequelle abgebildet wird. Für die Wärmenachfrage des Gebäudes können verschiedene Haustypen modelliert werden, deren Wärmebedarf sich aus der Differenz der Innen- und Außentemperatur multipliziert mit dem Wärmeverlustkoeffizienten ergibt. Der Wärmeverlustkoeffizient wird vereinfacht berechnet, basierend auf der Normheizlast und der Normaußen- und Norminnentemperatur des Gebäudes. Neben der Bereitstellung der Flexibilität im Strombezug bildet dieser auch etwas die Trägheit der Gebäudenachfrage ab. Seine Größe bestimmt maßgeblich die durch den Wärmepumpenagenten bereitgestellte Flexibilität. Grundsätzlich werden hier zwei Betriebsarten unterschieden. In der ungesteuerten Betriebsweise versucht die Wärmepumpe immer direkt den Wärmebedarf zu decken. Um ein willkürliches An- und Ausschalten zu verhindern, werden Mindestbetriebsdauern bei ein- und ausgeschaltetem Betriebsstatus berücksichtigt. Zusätzlich wird angenommen, dass der Wärmebedarf in der Nacht niedriger ist und es zu einer Nachtabschaltung/-reduzierung kommen kann. Beim preisgesteuerten Betrieb wird ein schnelles Ein- und Ausschalten geduldet und zudem die gespeicherte Wärmekapazität voll ausgenutzt. Das Verhalten richtet sich dabei zunächst ausschließlich nach dem Strompreis, um die Energiemengen möglichst günstig zu beziehen.

Haendel, M. (2018): Flexibility Potential of Power-to-X Options: A German Case Study. IAEE 2018. Groningen. (Haendel 2018)

Haendel, M.; Hug, G. (2018): Analysis of Electric Vehicle Charging Behavior in Low-Voltage Grids Using a Receding Horizon Control Strategy. SEST 2018. Sevilla. (Haendel und Hug 2018)

5.1.2 Netzmodell

Die Verteilnetzanalysen wurden mit dem Simulationsmodell FLEX-GOLD (Flexible Grid and Stakeholders) durchgeführt. Dieses Modell vereint Lastflussrechnungen in Verteilnetzen mit flexiblen Verbrauchern mit Investitionsentscheidungen der Verteilnetzbetreiber (VNB) bei der Verletzung von Netzrestriktionen (Spannungsbandverletzung, thermische Überlastungen von Betriebsmitteln).

5.1.2.1 Netzausbaualgorithmus und Netzentgelte

Zur Abbildung des Investitionsverhaltens deutscher Verteilnetzbetreiber wurde ein Netzausbaualgorithmus entwickelt. Zur Bestimmung kritischer Netzbelastungen wird zwischen Spannungsbandverletzungen und thermischen Überlastungen von Betriebsmitteln unterschieden. Der entwickelte Netzausbaualgorithmus sucht im Fall von thermischen Überlastungen an Kabeln zunächst das am stärksten überlastete Kabel und versucht durch Zubau eines parallelen Kabels vom Ortsnetztransformator bis ca. zur Hälfte des überlasteten Strangs die Auslastung der Kabelstränge wieder in den sicheren Betriebsbereich zu bringen. Tritt eine Spannungsbandverletzung an einem Knoten im Netz auf, so wird auch hier eine

parallele Leitung vom Ortsnetztransformator über etwa zwei Drittel der Stranglänge zugebaut. Nach dem Ausbau eines Kabels wird erneut auf Netzrestriktionsverletzungen geprüft und weiter ausgebaut, falls weiterhin eine thermische Überlastung oder Spannungsbandverletzung auftritt. Dies wird solange fortgeführt, bis keine Überlastungen mehr auftreten. Im Falle einer Überlastung des Ortsnetztransformators wird zunächst ein Transformator gleicher Bauart parallel hinzugebaut. Ist dies nicht ausreichend, erfolgt der Austausch durch einen leistungsstärkeren Transformator.

Eine ausführliche Beschreibung des Netzausbaualgorithmus ist in folgender (frei verfügbaren) Veröffentlichung zu finden:

Marwitz, S.; Olk, C. (2018): *Extension algorithm for generic low-voltage networks*. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 977, S. 12006. DOI: 10.1088/1742-6596/977/1/012006. (Marwitz und Olk 2018)

Die im Rahmen des Ausbaualgorithmus zugebauten Betriebsmittel sind mit Kosten hinterlegt, sodass nach der Bestimmung des nötigen Netzausbaus auch eine Aussage über zugehörige Investitionen getroffen werden kann. Um eine ökonomische Bewertung der Netzinvestitionen möglich zu machen, werden die gewichteten Kapitalkosten (WACC) bestimmt. Hierbei wird ein Mischzins (40 % / 60 %) aus Eigenkapital und Fremdkapital angenommen. Der Eigenkapitalzinssatz (6,91 %) ergibt sich aus der (aktuellen) dritten Regulierungsperiode. Der Fremdkapitalzinssatz wird jeweils aktuell nach § 7 S. 7 StromNEV bestimmt. Die Lebensdauer der Betriebsmittel wird aus StromNEV, Annex 1 entnommen.

Die Netzkosten und somit auch die Netzinvestitionen werden als Netzentgelte über die Stromnachfrage in einem Netzgebiet umgelegt. Somit ändern sich bestehende Netzentgelte mit einer veränderten Stromnachfrage durch neue Verbraucher und Erzeuger. Die Änderung der Stromnachfrage wird im Modell durch die Bestimmung der Strommenge E_{Ref} in einem Netz ohne PV-Anlagen, PV-Heimspeicher und Elektrofahrzeuge und anschließend die Bestimmung der Strommenge $E_{PEV,PV,Bat}$ mit diesen Technologien bestimmt. Die prozentuale Änderung der Netzentgelte ΔF_{NNE} errechnet sich somit zu:

$$\Delta F_{NNE} = \frac{E_{Ref}}{E_{PEV,PV,Bat}}$$

Zur Bestimmung der Änderung der Netzentgelte durch Netzinvestitionen, wird die gesamte Stromnachfrage im Netzgebiet über die Lebensdauer der zugebauten Betriebsmittel betrachtet. Anschließend werden die Investitionen durch diese Strommenge geteilt, sodass sich zusätzliche spezifische Netzentgelte für die Haushalte ergeben.

Durch die Synthese der Änderung der Netzentgelte durch die geänderte Stromnachfrage und durch Netzinvestitionen kann somit bestimmt werden, in welcher Höhe sich spezifische Netzentgelte für einzelne Haushalte ändern.

Für eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise siehe:

Marwitz, Simon (2018): *Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-494224.html>. (Marwitz 2018)

5.1.2.2 Steuerungsverfahren Elektromobilität

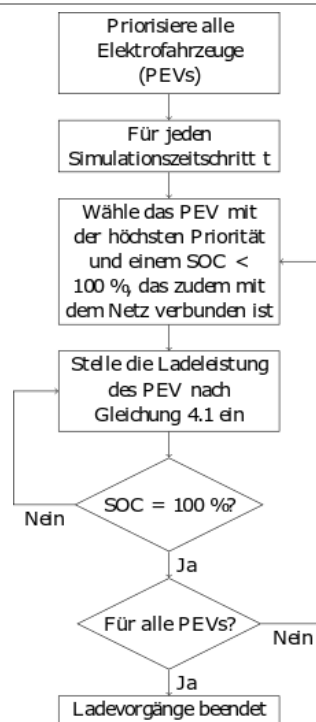
Zur Abbildung des Einflusses von Elektrofahrzeugen auf die Haushaltsstromnachfrage und somit auf Netzlasten wurden im Modell drei unterschiedliche Steuerungsverfahren implementiert, welche im Folgenden erläutert werden:

- direktes Ladesteuerungsverfahren mit zentralem Aggregator
- indirektes Ladesteuerungsverfahren mittels Time-of-Use Tarif
- autonomes Ladesteuerungsverfahren mit Blindleistung zu Netzspannungsstatik.

Direktes Ladesteuerungsverfahren mit zentralem Aggregator

In diesem Verfahren werden die Ladevorgänge der einzelnen Elektrofahrzeuge über einen zentralen Aggregator gesteuert. Dabei besteht die Annahme, dass der Aggregator die Abfahrtszeiten und benötigte Energiemengen der Fahrzeugbesitzer kennt und somit die Ladevorgänge priorisieren kann. Der Aggregator versucht dabei, Netzüberlastungen zu vermeiden. Um dies zu erreichen, wird zunächst für jeden Netzknoten n_i und jeden Simulationsschritt t die maximal mögliche Last $P_{max,i,t}$ bestimmt. Anschließend werden die Fahrzeuge gemäß ihrer Priorisierung geladen. Das zugehörige Flussdiagramm ist in Abbildung 29 dargestellt.

Abbildung 29: Flussdiagramm zum direkten Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge



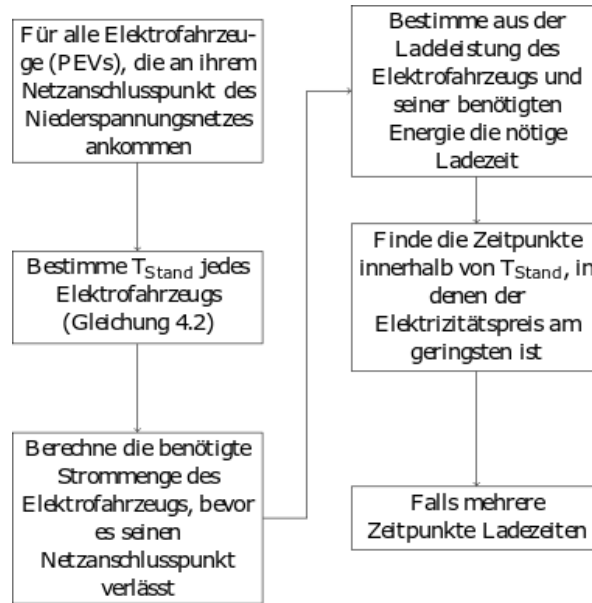
Quelle: (Marwitz 2018)

Indirektes Ladesteuerungsverfahren mittels Time-of-Use-Tarif

Beim indirekten Ladesteuerungsverfahren reagieren die Elektrofahrzeugbesitzer auf das Preissignal aus einem Time-of-Use-Tarif. Ihr Ziel ist dabei die Minimierung ihrer Stromkosten.

Der implementierte zeitvariable Tarif besteht aus zwei Preisstufen. In der Schwachlastzeit von 22 bis 7 Uhr wird ein vergünstigter Stromtarif angeboten. In der Zeit von 7 bis 22 Uhr ein höherer Stromtarif.

Es wird angenommen, dass die Fahrzeugbesitzer die Standzeiten ihres Fahrzeugs kennen. Somit wird bei Ankunft des Fahrzeugs am Ladepunkt zunächst die Standzeit T_{stand} bestimmt, sowie in Abhängigkeit der maximalen Ladeleistung und der gefahrenen Kilometer die Ladedauer die bis zu einem SOC von 100 % benötigt wird. Innerhalb von T_{stand} sollen anschließend die niedrigsten Strompreise zum Laden des Fahrzeugs genutzt werden. Dabei wird zusätzlich angenommen, dass die Fahrzeugbesitzer immer den frühestmöglichen günstigen Stromtarif präferieren. Der Ablauf ist im Detail in Abbildung 30 abgebildet.

Abbildung 30: Flussdiagramm zum indirekten Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge

Quelle: (Marwitz 2018)

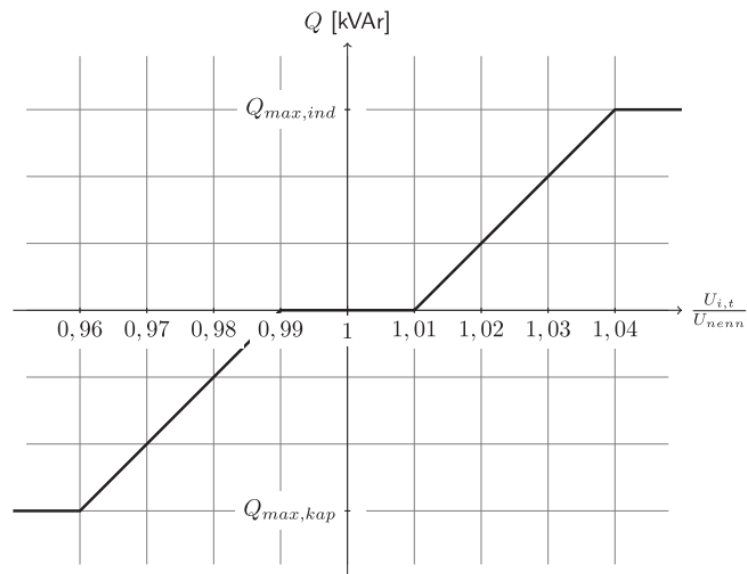
Autonomes Ladesteuerungsverfahren mit Blindleistung zu Netzspannungsstatik

Beim autonomen Ladesteuerungsverfahren reagieren die Elektrofahrzeuge auf ein Netzsignal und tragen mittels Blindleistungseinspeisung (kapazitiv oder induktiv) zur Spannungsstabilität des Netzes bei. Die Spannung an einem Netzknoten n_i kann durch gezielte Blindleistungseinspeisung (kapazitiv oder induktiv) angehoben oder abgesenkt werden. Als Signal dient dabei die Spannung $U_{i,t}$ an dem Netzknoten n_i , an dem das Fahrzeug angeschlossen wird. Dabei folgt die Blindleistungseinspeisung $Q_{EV,i,t}$ der Elektrofahrzeuge einer vorgegebenen Statik, welche in Abbildung 31 abgebildet ist. Die Elektrofahrzeuge beziehen zusätzlich Wirkleistung $P_{EV,i,t}$ zum Laden der Fahrzeugbatterie. Hierbei limitiert die maximale Inverterleistung S_{max} des Fahrzeugs, wie viel Wirkleistung im Verhältnis zur Blindleistungsabgabe bezogen werden kann:

$$P_{EV,i,t} = \sqrt{S_{\text{max}}^2 - Q_{EV,i,t}^2}$$

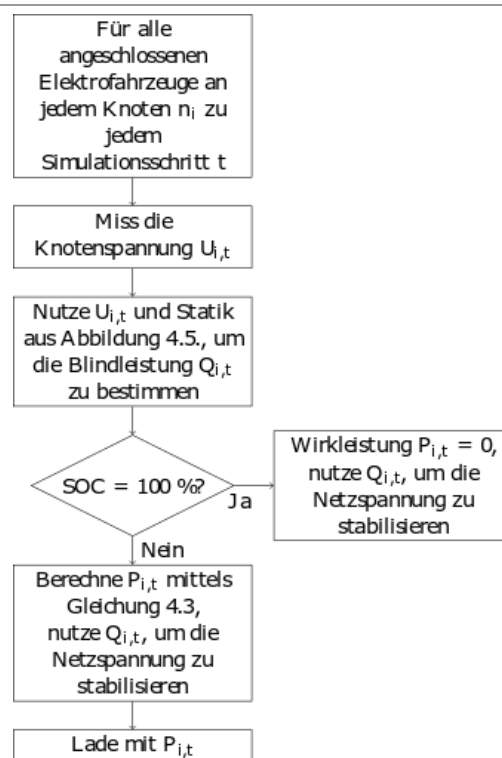
Das Flussdiagramm zum implementierten autonomen Ladesteuerungsverfahren ist in Abbildung 32 dargestellt.

Abbildung 31: Blindleistung-Netzspannungsstatik für das autonome Ladesteuerungsverfahren



Quelle: (Marwitz 2018)

Abbildung 32: Flussdiagramm zum autonomen Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge



Quelle: (Marwitz 2018)

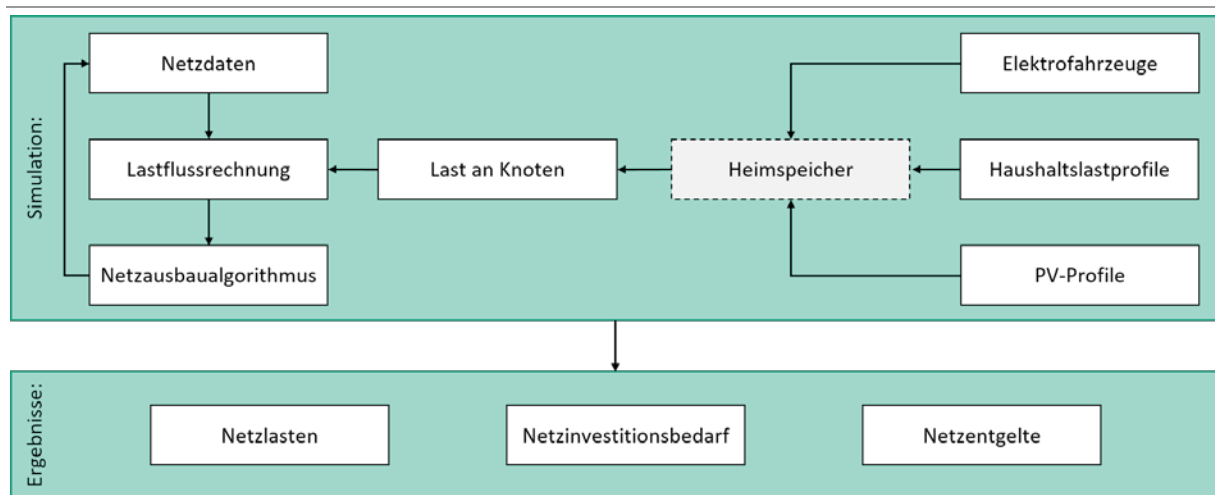
Für weitere Informationen zu den implementierten Ladesteuerungsverfahren sei auf folgende Veröffentlichung verwiesen:

Marwitz, Simon (2018): *Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-494224.html>. (Marwitz 2018)

5.1.2.3 PV-Heimspeicher

Als zusätzliche Flexibilitätsoption in Verteilnetzen wurden PV-Heimspeicher im Modell implementiert. Die Speicher werden dabei eigenverbrauchsoptimiert bewirtschaftet. Die Integration der Speicher in den Modellaufbau ist in Abbildung 33 dargestellt.

Abbildung 33: Aufbau der Simulation und der Modellergebnisse mit integrierten PV-Heimspeichern



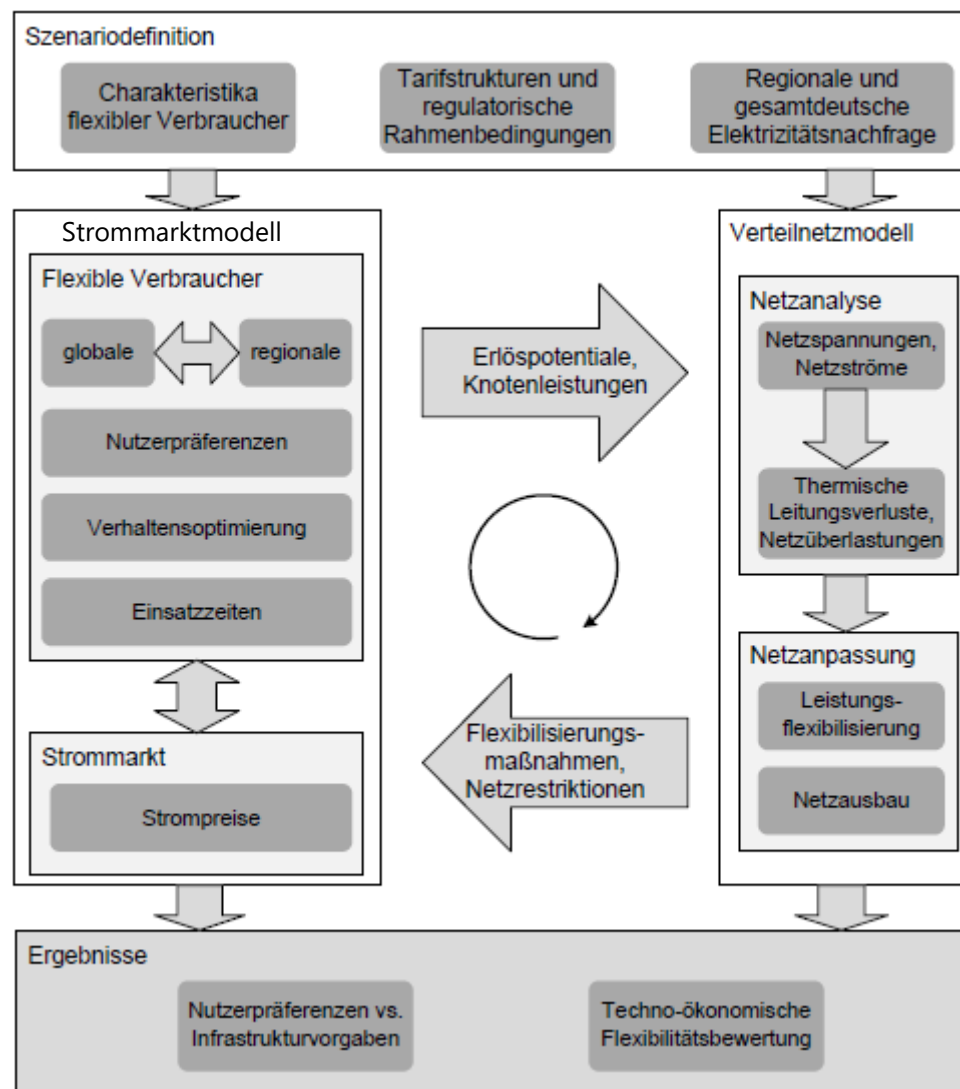
Quelle: (Stute et al. 2019)

5.1.3 Zusammenführung des Strommarkt- und Netzmodells

Um eine technisch-ökonomische Analyse auf Basis des Strommarktmodells und des Netzmodells zu den Auswirkungen der Nachfrageflexibilität im Energiesystem und damit eine integrierte Bewertung von markt- und netzdienlichem Verhaltens machen zu können, werden beide Modelle über einen Soft-Link miteinander gekoppelt. Grundlage bildet jedoch zunächst eine gemeinsame Szenariendefinition, welche wichtige Parameter für die Analysen festlegt. Dies hat sowohl Einfluss auf das Verhalten der flexiblen Verbraucher, die Strompreisentwicklung als auch den Betrieb und Ausbau der Verteilnetze. Für den Soft-Link zwischen den beiden Modellen wurde eine Schnittstelle definiert, die den Austausch zwischen beiden Modellen vereinfacht. Im gekoppelten System wird dann zunächst die Strommarktsimulation durchlaufen. Hierbei wird der Strompreis und insbesondere die Stromnachfrage der flexiblen Verbraucher bestimmt. Die Gesamtstromnachfrage für einen Netzknoten wird dann an das Verteilnetzmodell weitergegeben. Dieses berechnet kritische Netzsituationen und den daraus resultierenden bzw. erforderlichen Netzausbau. Zusätzlich werden die Ausbaukosten als auch die nutzerspezifischen Netznutzungsentgelte berechnet. Die aus dem Verteilnetzmodell ermittelte neue Netztopologie kann dann wieder zurück an das Strommarktmodell gespielt werden, um dann zu prüfen, ob mit den neuen Netzrestriktionen sich das Verhalten der Agenten stark verändert und gegebenenfalls ein erneuter Netzausbau mit dem Verteilnetzmodell erforderlich ist. Über die Ausbaukosten bzw. die nutzerspezifischen Kosten und den Kosteneinsparungen in einer Verhaltensoptimierung der Agenten beim Strombezug, können dann Rückschlüsse gezogen werden, inwieweit die Nachfrageflexibilisierung kostengünstiger ist. Anzumerken hierbei ist, dass der Netzausbau im Verteilnetzmodell meist so durchgeführt wurde, dass keine kritischen Netzsituationen übrigblieben, was zur Folge hat, dass es zu keinen häufigen Schleifen zwischen den Modellen kam.

Einen Gesamtüberblick über ein mögliches Vorgehen inklusive relevanter Elemente der einzelnen Modelle kann zusammenfassend noch einmal der Abbildung 42 entnommen werden.

Abbildung 34: Überblick über das methodische Vorgehen zur Markt- und Netzbetrachtung



Quelle: Fraunhofer ISI

Haendel, M.; Stute, J. (2019): Grid Expansion Costs Considering Different Price Control Strategies of Power-to-X Options Based on Dynamic Tariffs at the Low-Voltage Level. EEM 2019. Ljubljana. (Haendel und Stute)

5.2 Auswirkungen von Nachfrageflexibilität auf das Energiesystem

Flexibilisierungspotential und Kostenreduktionspotential bei unterschiedlichen Verbrauchern

Um die Auswirkungen von flexiblen Verbrauchern in Form von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen näher zu verstehen, wurde eine Parametervariation wichtiger technischer Parameter der flexiblen Verbraucher durchgeführt. Exemplarisch sind in Tabelle 7 die wesentliche Ergebnisse für einen Betrieb der Elektrofahrzeuge an einer öffentlichen Infrastruktur dargestellt. Grundsätzlich sind die Ergebnisse auch auf die anderen Infrastrukturbetrachtungen mit Laden auf der Arbeit und Laden zuhause vergleichbar. Es zeigt sich, dass für das Lastverschiebungspotential insbesondere die Ladeleistung entscheidend ist.

Die unterschiedlichen Fahrzeugtypen mit den unterschiedlichen Batteriegrößen sind dabei zu vernachlässigen. Dennoch ist es so, dass auch bereits mit niedrigen Ladeleistungen erhebliche Energiemengen verschoben werden können. Bezogen auf das Kostenreduktionspotential sieht es so aus, dass zwar ein Unterschied bzgl. der Ladeleistungen auszumachen ist, dieser aber deutlich kleiner ausfällt. Bei der Wärmepumpe sieht es ähnlich aus, wobei die Potentiale grob um 50 % geringer sind. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass bei den Wärmepumpen vorwiegend ein Lastverschiebepotential in der Übergangszeit im Frühjahr und Herbst besteht und damit nicht ganzjährig abgerufen werden kann. Auch scheint es hier so zu sein, dass das Potential mit größeren Häusern und Wohnungen stark zunimmt, sondern sich absolut auf einer ähnlichen Größenordnung befindet. Für das Lastverschiebungspotential spielt die Warmwasserspeichergröße keine entscheidende Rolle. Beim Kostenreduktionspotential kann man im Bereich des Stundenspeichers jedoch beinahe einen linearen Zusammenhang zur Speichergröße feststellen, welches danach nach und nach weniger linear zunimmt. Eine Überdimensionierung der Wärmepumpen zeigt nur beim Lastverschiebungspotential einen positiven aber auch meist geringen Effekt. Zwischen Luft-Wasser und Sole-Wasser-Wärmepumpen sind meist keine großen Unterschiede feststellbar.

Tabelle 7: Lastverschiebungspotential und Kostenreduktionspotential von Elektrofahrzeugen

Von A nach D handelt es sich um Fahrzeuge mit ansteigender Fahrzeuggröße und größeren Batterien; Infrastrukturtyp öffentlich.

Relatives Lastverschiebungspotential				Kostenreduktionspotential für das Basispreissignal			
Elektrofahr- zeugtyp	Ladeleistungen						
	3,7 kW	11 kW	22 kW	3,7 kW	11 kW	22 kW	
	A	72 %	82 %	88 %	17 %	18 %	19 %
	B	65 %	79 %	85 %	17 %	20 %	21 %
	C	61 %	77 %	84 %	17 %	21 %	22 %
	D	59 %	75 %	82 %	17 %	21 %	22 %
	Infrastrukturtyp öffentlich.						

Quelle: Haendel (2018)

Diese Untersuchung für verschiedene Nutzergruppen wurde zudem auch auf einer regionalen Ebene durchgeführt. Hierbei wurden die jährlichen Stromnachfragemengen aus dem Forecast-Modell an das agentenbasierte Strommarktmodell übergeben. Hierbei wurden Regionen identifiziert, die eine Vorreiterrolle im Hinblick auf neue Verbraucher auf der Haushaltsebene spielen könnten. Um Unterschiede zwischen den Regionen zu untersuchen, wurden drei ausgewählte Regionen mit ihren Nachfragemengen und Diffusionsraten an neuen Verbrauchern einzeln abgebildet und mit dem restlichen Gesamtsystem verglichen. In Tabelle 8 sind die wesentlichen Erkenntnisse des Vergleichs aufgezeigt. Es ist hier gut zu erkennen, dass die Lastverschiebungspotentiale sich auf ähnlichem Niveau wie bei der Analyse zuvor bewegen. Das deutlich größere Potential besteht auch hier wieder bei den Elektrofahrzeugen im Vergleich zu den Wärmepumpen. Der relative Unterschied in den einzelnen Regionen ist hierbei gar nicht so groß. Absolut gesehen kann es aber zu größeren Unterschieden kommen. Die Anwendung des angepassten Preissignals mit dynamischen Entgelten reduziert das Lastverschiebungspotential, da mehr Strom nicht verschoben wird und zur Integration erneuerbarer Energien verwendet wird. Insgesamt bewegt sich die zur besseren Integration erneuerbarer Energien zur Verfügung stehende Energiemenge bei um die 5,2-8,5 GWh.

Tabelle 8: Lastverlagerung bei preisoptimiertem Betrieb im Vergleich zu nicht-optimierten Betrieb von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen bzw. Strombedarfsdeckung in der gesamten Region

Die Angaben in % geben den Anteil der verlagerten Energie aufgrund des Preissignals an.

NUTS-3 Region	Preissignal in Variante 1		Preissignal in Variante 2	
	Elektrofahrzeuge	Wärmepumpe	Region	Region
Stade	60 %	25,3 %	39 %	36,8 %
Bayreuth	61,1 %	23,1 %	28,3 %	27,4 %
Schweinfurt	60 %	24,4 %	33 %	31 %

Quelle: Haendel, Elsland (2018)

Haendel, M. (2018): *Flexibility Potential of Power-to-X Options: A German Case Study*. IAEE 2018. Groningen. (Haendel 2018)

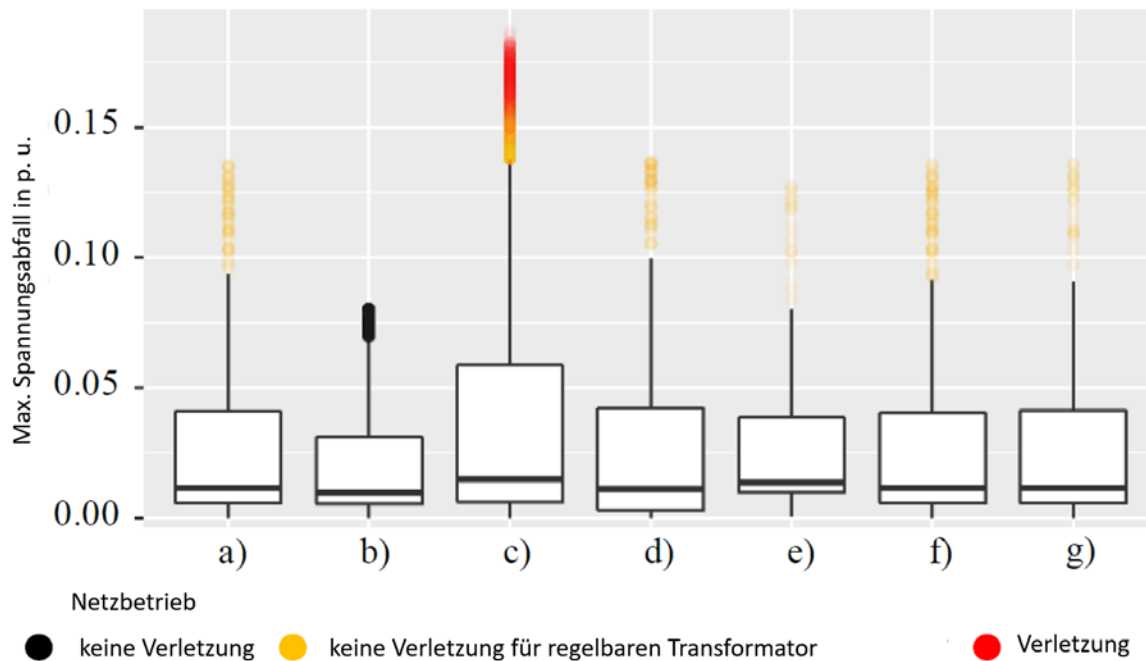
Haendel, M.; Elsland, R. (2018): *Impact assessment of Power-to-X options in the German residential sector*. EEM 2018. Lodz. (Haendel und Elsland 2018)

Preisgesteuerte Betriebsweise von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen

Um eine integrierte Bewertung des markt- und netzdienlichen Verhaltens von flexiblen Verbrauchern durchführen zu können, ist es erforderlich, zu wissen, inwieweit das flexible Verhalten der Verbraucher überhaupt zu einer Vermeidung von Netzrestriktionen beitragen kann. Anhand des dritten Preissignals im agentenbasierten Strommarktmodell wurde für Elektrofahrzeuge die theoretisch weitestgehend beste Verhaltenssteuerung versucht zu ermitteln. Im untersuchten Szenario zeigte sich, dass insbesondere die PV-Einspeisungen Verletzungen der Netzrestriktionen verursachen und auch größere Mengen an Elektrofahrzeuge gut ins System integriert werden können. Die Haushaltsstromnachfrage hat nur einen positiven Effekt, wenn diese die durch PV-Anlagen erzeugten Energiemengen mehr oder weniger direkt weitestgehend verbrauchen können. Abbildung 35 stellt diesen Vergleich noch einmal zusammenfassend dar. Insbesondere in den Sommermonaten zeigt sich in der Analyse, dass die Elektrofahrzeuge gut ihre Nachfrage anpassen können und einen Beitrag zur Integration der erneuerbaren Energien liefern. Wird hingegen vorausgesetzt, dass die Elektrofahrzeuge in den Morgenstunden vollgeladen zur Verfügung stehen sollen, so sinkt ihr Lastverschiebungspotential zur Integration der PV-Einspeisung in der Mittagszeit erheblich, da die Batterien weitestgehend voll sind und nur noch wenig zur Mittagszeit zusätzlich beladen werden können. Die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge spielte keine große Rolle, da diese sehr hoch ist. Anzumerken gilt für diese Untersuchungen, dass eine Umsetzung in der Praxis nicht direkt möglich ist. Einerseits müsste alles in Echtzeit gesteuert werden und andererseits müssten alle Verhaltenswünsche und eintretende Ereignisse bekannt sein.

Abbildung 35: Maximale Spannungsdifferenz im betrachteten LV-Netz für verschiedene Varianten des betrachteten Szenarios

a) Basisszenario, b) geringere PV-Einspeisung, c) höhere PV-Einspeisung, d) geringere Haushaltsstromnachfrage, e) höhere Haushaltsstromnachfrage, f) weniger Elektrofahrzeuge und g) mehr Elektrofahrzeuge.



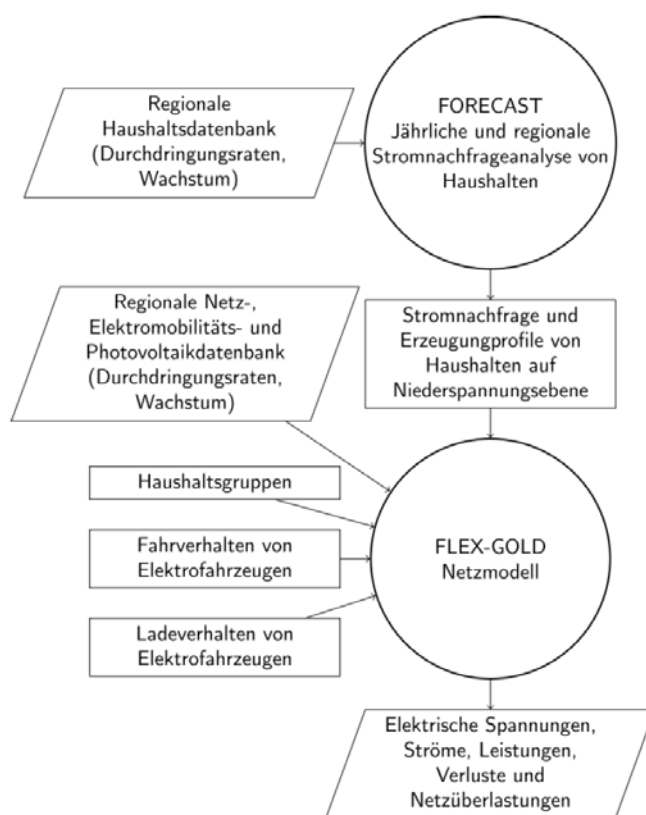
Quelle: (Haendel und Hug 2018)

Haendel, M.; Hug, G. (2018): *Analysis of Electric Vehicle Charging Behavior in Low-Voltage Grids Using a Receding Horizon Control Strategy*. SEST 2018. Sevilla. (Haendel und Hug 2018)

Einfluss des ungesteuerten Betriebs von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen auf die Netzbelastung

Zur Bewertung des Einflusses des Betriebs von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen auf die Netzauslastung wurden die Betrachtungen zur jährlichen und regionalen Stromnachfrage von Haushalten aus Kapitel 2 mit dem Modell FLEX-GOLD kombiniert. Der strukturelle Aufbau des Modellierungsansatzes ist in Abbildung 36 dargestellt.

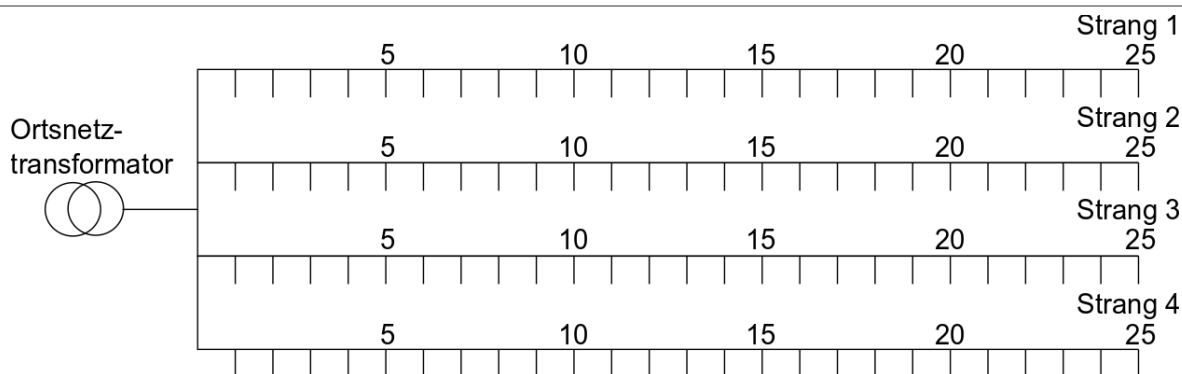
Abbildung 36: Struktureller Aufbau der Kopplung des Stromnachfragemodells FORECAST mit dem Netzmodell FLEX-GOLD



Quelle: (Marwitz und Elsland 2017)

Betrachtet wird ein vorstädtisches Niederspannungsnetz in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050. Hierbei wird die initiale Netztopologie für beide Jahre als gleich angenommen, um eine direkte Vergleichbarkeit zwischen den Stützjahren zu gewährleisten. Die Annahmen für Verbrauch der Haushalte und Elektrofahrzeuge sowie die Erzeugung aus PV-Anlagen werden variiert. Die Topologie und Netzparameter des betrachteten Netzes sind in Abbildung 37 und Tabelle 9 abgebildet.

Abbildung 37: Topologie des vorstädtischen Netzes



Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 9: Übersicht zu Netzparametern des vorstädtischen Netzes

Netzparameter	Wert	Einheit
Transformatorleistung	630	kVA
Kabellänge im Netz gesamt	2820	m
Kabellänge pro Haushalt	28	m/HH
Leiterquerschnitt	150	mm ²
Netzstränge	4	Stk.
Netzknoten	100	Stk.

Quelle: Eigene Darstellung

Im Netzgebiet wird für das Jahr 2030 angenommen, dass zehn Haushalte über eine PV-Anlage verfügen. Bis zum Jahr 2050 steigt die Zahl der Anlagen auf 24. Bezüglich der Elektrofahrzeugdurchdringung werden für das Jahr 2030 46 Fahrzeuge und für das Jahr 2050 90 Fahrzeuge auf die Haushalte im Netzgebiet verteilt. Die betrachteten Varianten bzgl. PV-Anlagengröße und -Ladeleistung der Elektrofahrzeuge sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Untersuchte Szenarien zur Untersuchung des Einflusses des Betriebs von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen auf die Netzauslastung

	Referenzfall	Sensitivitäten
PV-Anlagengröße	6 kW _p	3 kW _p , 12 kW _p , 24 kW _p , 36 kW _p , 48 kW _p
Ladeleistung Elektrofahrzeuge	10,8 kW	3,6 kW, 22 kW

Quelle: Eigene Darstellung

Für den Referenzfall zeigt sich bzgl. der Netzbelastungen, dass bereits im Jahr 2030 in drei der vier Netzstränge Spannungsbandverletzungen (± 4 %) auftreten werden, welche sich für das Jahr 2050 nochmals verstärken. Insgesamt treten zwar starke Spannungsschwankungen auf, sind jedoch selten.

Bei Betrachtung des Jahrs 2030 zeigt sich, dass bei Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge von 3,8 kW das Spannungsband nicht verletzt wird. Bei allen höheren Ladeleistungen ergibt sich eine Spannungsabweichung von bis zu -9,7 %, was einen Netzausbau nötig macht. In Bezug auf PV-Anlagen ist zu erwähnen, dass sich ab einer PV-Anlagenleistung von über 24 kW_p kritische Spannungsbandverletzungen (max. 7,7 %) durch die Einspeisung des PV-Stroms ergeben.

Im Jahr 2050 verstärken sich die Spannungsbandverletzungen. So muss bereits bei einer Ladeleistung der Elektrofahrzeuge von 3,8 kW ein Netzausbau erfolgen. Bei Betrachtung der PV-Anlagenleistung zeigt sich, dass bei einer Anlagenleistung von 24 kW_p kritische Spannungsbandverletzungen auftreten. Insgesamt ergeben sich für alle Sensitivitäten maximale Spannungsbandabweichungen von 10 % bis -13 %.

Für weitere Informationen zum Studienaufbau und zu den Ergebnissen siehe:

Marwitz, Simon; Elsland, Rainer: Analyse zukünftiger Netzbelastungen und Implikationen auf den Netzausbau in vorstädtischen Niederspannungsnetzen. In: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2017). (Marwitz und Elsland 2017)

Einfluss der Ladesteuerungsverfahren von Elektrofahrzeugen auf die Netzbelastung

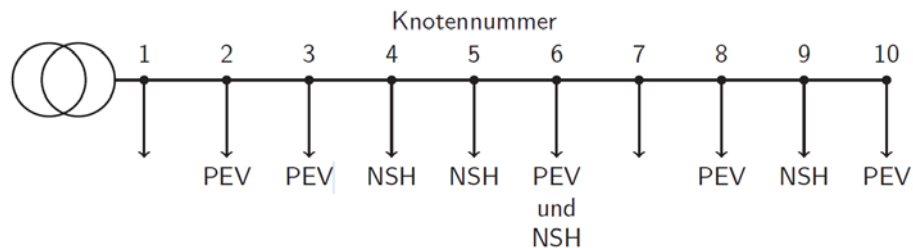
Im Folgenden werden die Auswirkungen der in Abschnitt 5.1.2.2 beschriebenen Ladesteuerungsverfahren von Elektrofahrzeugen auf die Netzbelastung betrachtet.

Die Topologie sowie die Parameter des betrachteten Testnetzes sind in Abbildung 38 und Tabelle 11 gegeben. Zusätzlich werden Nachtspeicherheizungen untersucht. Die Nachtspeicherheizungen haben

eine Nennleistung von 3 kW und werden täglich von 22 bis 4 Uhr betrieben. Haushaltslastgang und Leistungsbezug der Nachtspeicherheizungen werden exogen vorgegeben. Die Elektrofahrzeuge stehen jeweils von 19 bis 7 Uhr an ihren Ladepunkten und benötigen täglich 25 kWh elektrische Energie. Dabei ist eine Ladeleistung von bis zu 18 kVA möglich. Der Ladewirkungsgrad liegt bei 95 %.

Abbildung 38: Topologie des Testnetzes zur Bewertung der Ladesteuerungsverfahren

Je Knoten ist ein Haushalt verbunden; Knoten mit angeschlossenen Elektrofahrzeug (PEV) und/oder angeschlossener Nachtspeicherheizung (NSH) sind mit abgebildet.



Quelle: (Marwitz 2018)

Tabelle 11: Übersicht zu Netzparametern des Testnetzes zur Bewertung der Ladesteuerungsverfahren

Netzparameter	Wert	Einheit
Kabellänge pro Haushalt	30	m/HH
Leiterquerschnitt	35	mm ²
Netzstränge	1	Stk.
Netzknoten	10	Stk.
Elektrofahrzeuge	5	Stk.
Nachtspeicherheizungen	4	Stk.

Quelle: Eigene Darstellung; Daten aus (Marwitz 2018)

Im Testnetz treten im Fall ohne Elektrofahrzeuge keine Spannungsbandverletzungen oder thermische Überlastungen der Kabel auf. Die minimale Netzspannung liegt bei 97 % des Nennwertes. In 75 % der Simulationsschritte liegt die Netzspannung der am stärksten belasteten Netzknoten bei über 98,7 %.

Beim **direkten Ladesteuerungsverfahren mit perfekter Vorausschau** wird durch Einsatz des Aggregators die Netzspannung zu allen Zeitpunkten bei mindestens 97 % der Nennspannung gehalten. Für 75 % der Simulationsschritte wird eine Spannung von mind. 98 % gehalten. Im Vergleich zum Fall ohne Elektrofahrzeuge können hier also kaum negative Veränderungen der Netzbelastung beobachtet werden.

Im Falle des **indirekten Ladesteuerungsverfahrens anhand eines Preissignals** wird eine Niedrigpreis-Phase von 22 bis 6 Uhr angenommen. Da alle Nutzer gleichzeitig auf das Preissignal reagieren, und es keinen zentralen Aggregator gibt, erhöht sich die Netzbelastung deutlich. So sinkt die Netzspannung für einzelne Zeitpunkte unter 94 % der Nennspannung, was einen Netzausbau nötig machen würde. In 75 % aller Simulationsschritte verbleibt die Netzspannung bei über 99,4 %. Diese Erhöhung im Vergleich zum Basisfall ergibt sich durch die gebündelte Last der Elektrofahrzeuge zu bestimmten Simulationsschritten.

Das **autonome Ladesteuerungsverfahren mittels spannungsabhängiger Blindleistungsbereitstellung** sorgt erfolgreich dafür, dass die Netzspannung zu keinem Zeitpunkt unter 96,5 % des Nennwertes fällt. Spannungseinbrüche durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen werden im Vergleich zum indirekten Ladesteuerungsverfahren stark verringert. Im Vergleich zum direkten Ladesteuerungsverfahren treten jedoch stärkere Spannungseinbrüche auf.

Zusammenfassend kann für den betrachteten Fall festgehalten werden, dass vor allem das direkte sowie das autonome Ladesteuerungsverfahren zur Reduktion der Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge geeignet ist. Beim indirekten Verfahren kommt es zu einer Verschlechterung der Netzbelastung durch hohe Gleichzeitigkeiten im Ladeverhalten der Elektrofahrzeugbesitzer.

Alle Annahmen und Ergebnisse zum beschriebenen Untersuchungsfall sind ausführlich beschrieben und öffentlich zugänglich in:

Marwitz, Simon (2018): *Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze*. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-494224.html>. (Marwitz 2018)

Einfluss des Betriebs von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen mit zusätzlichen PV-Heimspeichern auf Netzinvestitionen und Netzentgelte

Zur Untersuchung des zusätzlichen Einflusses von PV-Heimspeichern auf Netzinvestitionen und Netzentgelte wurde das in Abbildung 37 und Tabelle 9 beschriebene Netz genutzt. Es wird ein Szenario für 2030 betrachtet. Analog zur voranstehenden Studie wird angenommen, dass zehn der Haushalte im Netzgebiet über eine PV-Aufdachanlage mit je 6 kW_p verfügen. Die Elektrofahrzeugdurchdringung (Anteil der Haushalte im betrachteten Netzgebiet mit EV), die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge sowie die Ladestrategie werden variiert. Ebenso variiert wird der Anteil der PV-Aufdachanlagen mit zusätzlichem Heimspeicher sowie deren nutzbare Batteriekapazität. Die untersuchten Szenarien sind in Tabelle 12 dargestellt. Das gesteuerte Laden erfolgt hierbei anhand eines Preissignals, welches auf der Residuallast basiert.

Tabelle 12: Parameter zur Untersuchung des Einflusses von PV-Heimspeichern auf Netzinvestitionen und Netzentgelte

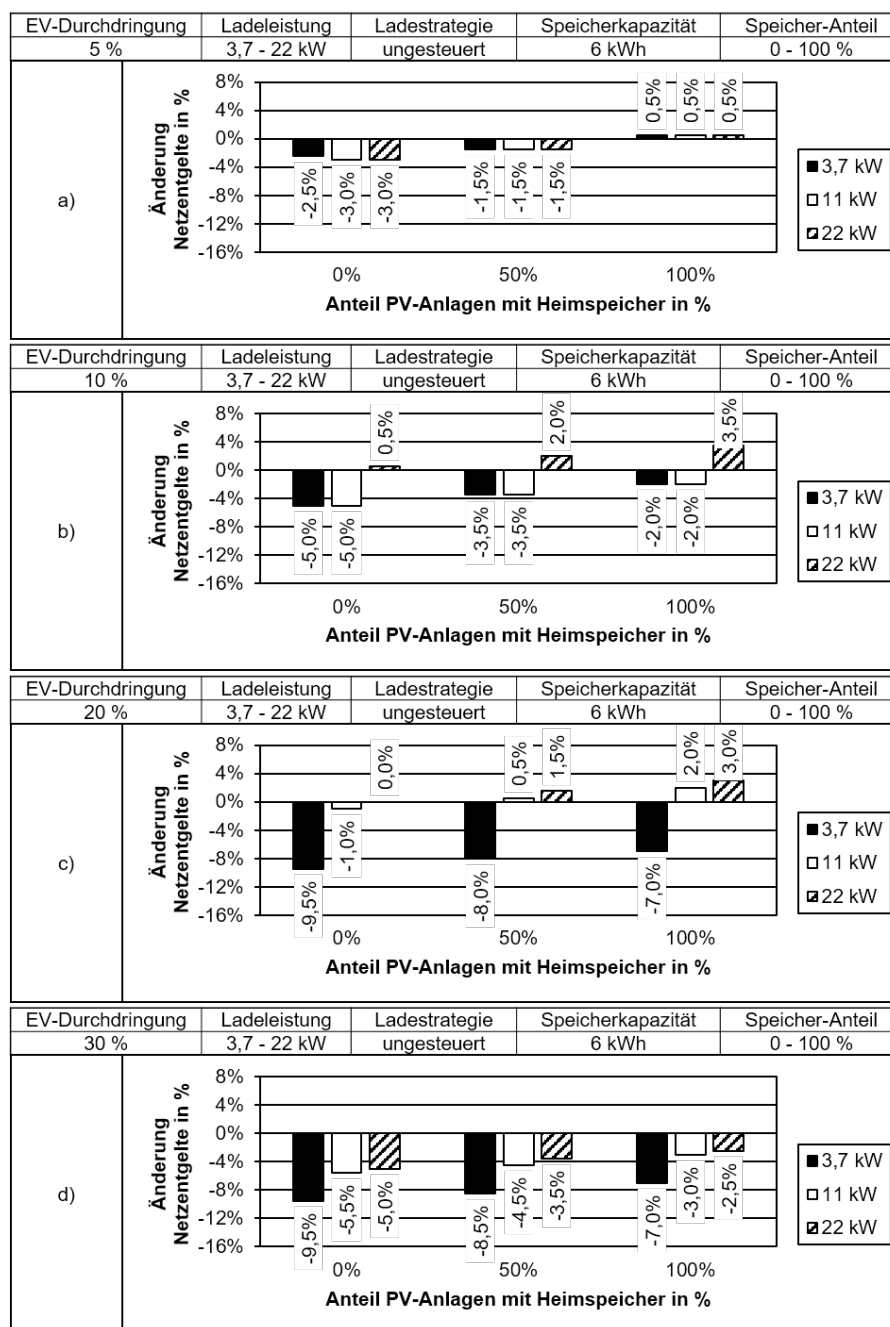
Parameter	untersuchte Werte
Elektrofahrzeugdurchdringung	5 %, 10 %, 20 %, 30 %
Ladeleistung Elektrofahrzeuge	3,7 kW, 11 kW, 22 kW
Ladestrategie	gesteuert, ungesteuert
Nutzbare Batteriekapazität	6 kWh, 8 kWh, 10 kWh
Anteil Speicher an PV-Anlagen	0 %, 50 %, 100 %

Quelle: Eigene Darstellung

Bezüglich der Netzinvestitionen zeigt sich, dass in allen betrachteten Szenarien die Speicherkapazität und auch der Speicheranteil keinen Einfluss auf die maximale Netzbelastung und somit auch keinen Einfluss auf den nötigen Netzausbau haben. Ein Netzausbau aufgrund der Lastspitzen durch Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge ergibt sich für eine Ladeleistung von 3,7 kW erst ab einer Elektrofahrzeug-Durchdringung von 30 %, bei 11 kW Ladeleistung ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 20 % und bei 22 kW Ladeleistung ab 10 % Elektrofahrzeugdurchdringung. Bei der Betrachtung der Netzentgelte ergibt sich jedoch ein großer Einfluss durch PV-Heimspeicher. Dies liegt darin begründet, dass PV-Heimspeicher die Stromnachfrage in einem Netzgebiet – aufgrund der erhöhten Eigenversorgungsrate der betroffenen Haushalte – stark senken können. Der Einfluss der Stromnachfrage auf die spezifischen Netzentgelte wurde bereits in Abschnitt 5.1.2.1 erläutert.

Bei der integrierten Betrachtung von Elektrofahrzeugdurchdringung und PV-Heimspeicheranteilen ergibt sich somit, je nachdem ob die Erhöhung der Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge oder die Senkung der Stromnachfrage durch PV-Heimspeicher überwiegt, ein netzentgeltssenkender oder -anhebender Effekt. In Verbindung mit den ggf. nötigen Investitionen können die Änderungen der spezifischen Netzentgelte somit beziffert werden (siehe Abbildung 39).

Abbildung 39: Einfluss unterschiedlicher Anteile an PV-Anlagen mit Heimspeichern nach Elektrofahrzeugdurchdringung auf Netzentgelte



Quelle: (Stute et al. 2019)

Es ist zu erkennen, dass der Anteil an PV-Heimspeichern im Netz einen großen Einfluss auf die Netzentgelte haben kann. Bei einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 10 % (b) zeigt sich, dass in Kombination mit Netzinvestitionen (22 kW Ladeleistung) die Netzentgelte um bis zu 3,5 % steigen können, wenn alle PV-Anlagen mit Heimspeichern ausgestattet werden. Erst ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von

30 % überwiegt der netzentgeltsenkende Effekt durch die gestiegene Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge die netzentgeltanhebenden Effekte durch PV-Heimspeicher und Netzinvestitionen für alle Speicheranteile und Ladeleistungen.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass PV-Heimspeicher keinen positiven Effekt auf Netzinvestitionen haben und die Stromnachfrage innerhalb eines Netzgebietes senken, was ggf. zu steigenden spezifischen Netzentgelten führen kann.

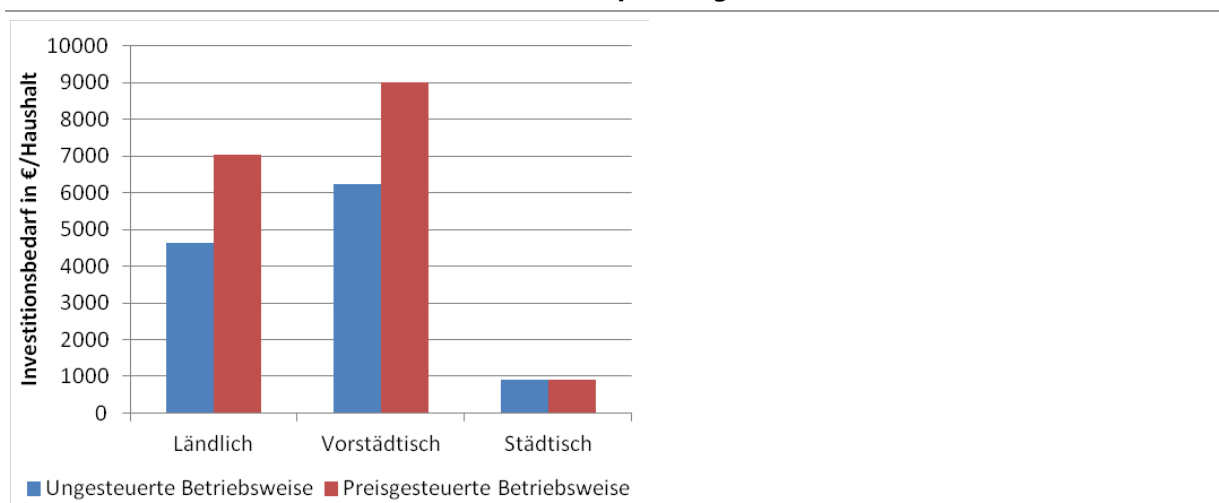
Diese und weitere Ergebnisse zum Einfluss von PV-Heimspeichern auf Netzinvestitionen und Netzentgelte sind in folgendem Papier öffentlich zugänglich:

Stute, Judith; Kühnrich, Matthias; Klobasa, Marian: Elektromobilität in Verbindung mit PV-Heimspeichern – Auswirkungen auf Netzausbau und Netzentgelte. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2019). (Stute et al. 2019)

Einfluss von Wärmepumpen

Analog zum vorherigen Abschnitt wurde auch der Einfluss von verschiedenen Wärmepumpendurchdringungen auf die Netzausbaukosten untersucht. Entgegen dem vorherigen Abschnitt, kam diesmal für die Modellierung des Strombedarfs das agentenbasierte Strommarktmodell zum Einsatz. Hierbei wurde zwischen der ungesteuerten und der preisgesteuerten Betriebsweisen der ersten Variante für ein ländliches, vorstädtisches und städtisches Netz unterschieden. Es zeigt sich, dass Wärmepumpen eine zusätzliche Investition ins Netz und damit einen Netzausbau verursachen. Auch die spezifischen Netznutzungsentgelte werden hierdurch erhöht. Dabei ist es wieder so, dass eine einfach unkoordinierte Preissteuerung zu einer hohen Gleichzeitigkeit im Netz führt, welche höhere Ausbaurkosten verursachen als eine unkoordinierte ungesteuerte Variante. Zwischen den verschiedenen Netztopologien entstehen die höchsten Kosten im vorstädtischen Netz, wohingegen im städtischen Gebiet nur ein geringer Ausbau erforderlich ist. In Abbildung 40 sind exemplarische Ergebnisse hierzu für das Jahr 2050 dargestellt. Löst man die Betrachtung von den durchschnittlichen Werten einer Systembetrachtung, so stellt man fest, dass Ausbaurkosten meist ab einer Diffusion von Wärmepumpen im Verteilnetz von 20 bis 40 % anfallen und sich dann in etwa linear steigern. Bei einem Vollausbau im Netz mit Wärmepumpen ist mit bis zu 9.000 Euro pro Haushalt zu rechnen, wie Abbildung 41 entnommen werden kann.

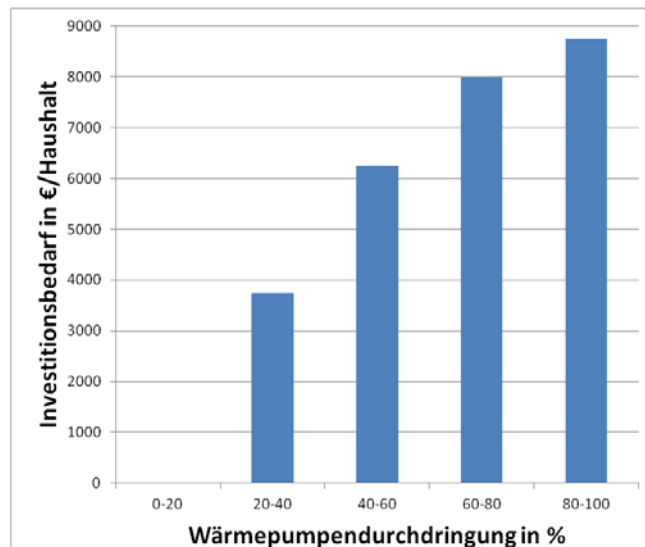
Abbildung 40: Zusätzlicher Investitionsbedarf pro Haushalt für das untersuchte ländliche, vorstädtische und städtische Niederspannungsnetze im Jahr 2050



Quelle: Haedel, Marwitz (2017)

Abbildung 41: Zusätzlicher Investitionsbedarf pro Haushalt im vorstädtischen Netz für verschiedene Wärmepumpendurchdringungen

Wärmepumpendurchdringungen von 0 bis 100 % im Jahr 2050 bei einer ungesteuerten Betriebsweise, ohne die Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen.



Quelle: (Haendel und Marwitz 2017)

Haendel, Michael; Marwitz, Simon: Einfluss von Wärmepumpen auf den Investitionsbedarf in Niederspannungsnetzen. In: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (Haendel, Marwitz 2017).

Auswirkungen der privaten Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland

Bei der integrierten markt- und netzseitigen Betrachtung des Einflusses der Elektromobilität stellen sich mehrere Fragen:

- Wie sieht die Diffusion von privaten batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) in Deutschland bis 2030 aus?
- Wie wirkt sich die Diffusion auf die Stromgestehungskosten aus?
- Wie wirkt sich die Diffusion auf den Netzausbaubedarf in Niederspannungsnetzen aus? Resultiert daraus eine Erhöhung der Netzentgelte?
- Welchen Einfluss haben Ladeleistung und Ladestrategie?
- Wie sind die Auswirkungen der privaten Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland?

Im Folgenden wird mittels Kopplung unterschiedlicher Modelle versucht, eine Antwort auf diese Fragen zu geben. Zunächst wird mit dem Diffusionsmodell ALADIN² der Markthochlauf privater Elektrofahrzeuge bestimmt sowie über eine Simulation des Ladeverhaltens ein aggregierter Lastverlauf privater Elektrofahrzeuge für Deutschland berechnet. Anschließend wird im Modell eLOAD (siehe Abschnitt 2.3) Lastmanagement von Elektrofahrzeugen simuliert und mittels des Modells MiPU³ die Stromgestehungskosten und der CO₂-Ausstoß der Stromerzeugung ermittelt. Die Ergebnisse der Lastmanagementsimulation fließen anschließend in das Modell FLEX-GOLD (siehe Abschnitt 5.1.2) ein, in welchem jeweils für das Szenario ohne und das Szenario mit Lastmanagement die nötigen Netzinvestitionen und sich ändernden Netzentgelte bestimmt werden.

Für die Betrachtungen auf Gesamtsystemebene wird das Laden zu Hause und am Arbeitsplatz simuliert. Als Optimierungssignal für Lastmanagement wird die Residuallast genutzt, sodass die Elektrofahrzeugbesitzer in Zeiten hoher Einspeisung aus EE einen Anreiz haben, ihr Fahrzeug zu laden. Die Annahmen

² Mehr Informationen zu ALADIN sind unter <https://www.aladin-model.eu/> gegeben.

³ Mehr Informationen zu MiPU sind in Wietschel et al. 2018 zu finden.

für die Betrachtungen des Verteilnetzes sind in Abbildung 37, Tabelle 9 und Tabelle 13 gegeben. Auf Verteilnetzebene wird nur das Laden zu Hause betrachtet, da angenommen wird, dass sich die Arbeitsplätze der Bewohner in einem anderen Netzgebiet befinden.

Tabelle 13: Annahmen für die Verteilnetzsimulationen zur Untersuchung der Auswirkungen der privaten Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland

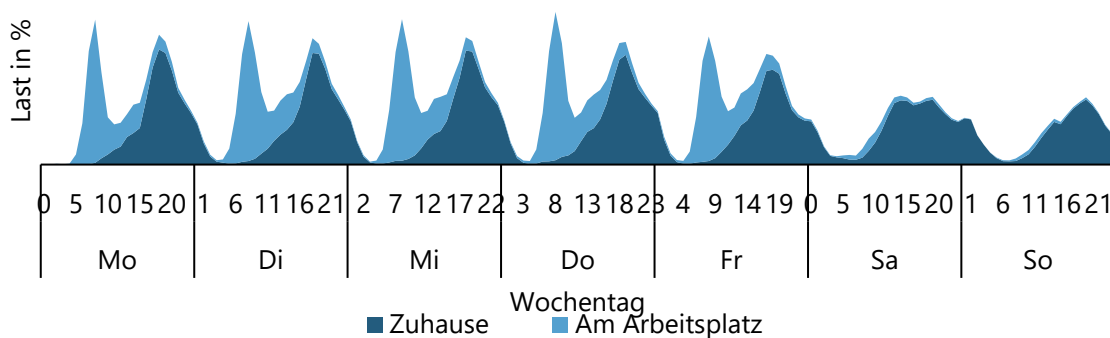
Parameter	untersuchte Werte
Elektrofahrzeugdurchdringung	5 %, 10 %, 20 %, 30 %
Ladeleistung Elektrofahrzeuge	3,7 kW, 11 kW, 22 kW
Ladestrategie	gesteuert, ungesteuert
PV-Anlagenleistung	10 Anlagen à 6 kW _p

Quelle: Eigene Darstellung

Bei der Betrachtung unterschiedlicher Elektrofahrzeugdurchdringungen und Ladeleistungen der Elektrofahrzeuge wird jeweils ein Gleichzeitigkeitsfaktor betrachtet. Dieser liegt für die betrachteten Fälle zwischen 30 und 70 %. Dabei haben Kombinationen aus geringer Ladeleistung und geringer Elektrofahrzeugdurchdringung höhere Gleichzeitigkeitsfaktoren als Kombinationen mit hoher Ladeleistung und hoher Elektrofahrzeugdurchdringung.

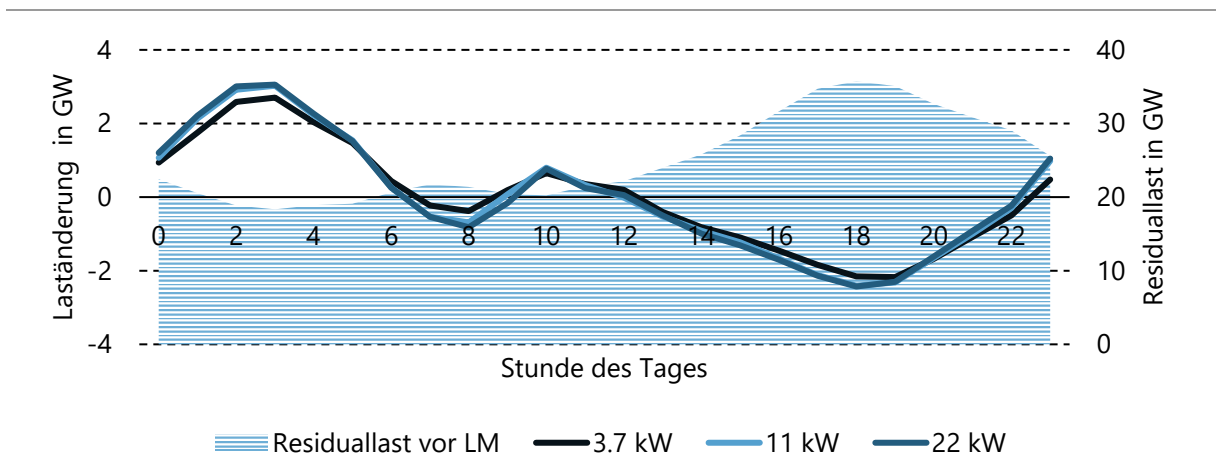
Die Diffusion privater Elektrofahrzeuge ergibt – für alle untersuchten Ladeleistungen – einen Bestand von etwa 4 Mio. Elektrofahrzeugen bis 2030. Dabei ergibt sich der in Abbildung 42 abgebildete Verlauf und ein Anstieg der Stromnachfrage um etwa 2,7 %. Es zeigt sich an Wochentagen eine starke Lastspitze am Abend und ein flacher Lastverlauf am Wochenende. Der Lastverlauf der Elektrofahrzeuge führt zu einer steigenden Systemlastspitze in den Abendstunden.

Abbildung 42: Lastverlauf privater Elektrofahrzeuge im Jahr 2030



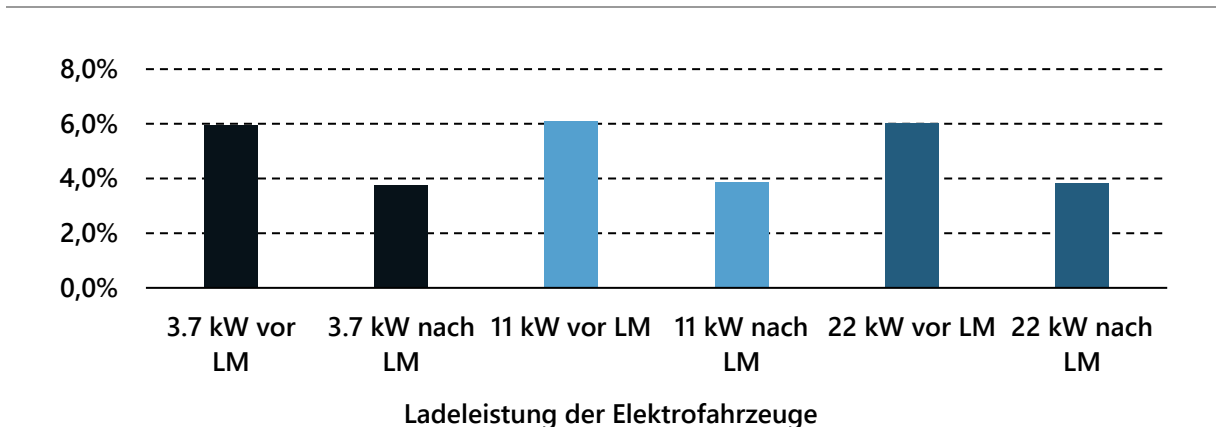
Quelle: Eigene Darstellung

Wird nun mittels eines Preissignals, das auf der Residuallast Deutschlands basiert, Lastmanagement von Elektrofahrzeugen durchgeführt, so verschiebt sich ein großer Teil der Last der Elektrofahrzeuge aus den Morgen- und Abendstunden in die Zeit zwischen 23 und 5 Uhr (siehe Abbildung 43). Bei steigender Ladeleistung kann dabei eine stärkere Konzentration der Verschiebung auf einzelne Stunden beobachtet werden. Die Lastverschiebung führt zu einer Verringerung der Residuallastspitzen um bis zu 2 GW.

Abbildung 43: Mittlere Änderung des Lastprofils privater Elektrofahrzeuge durch Lastmanagement

Quelle: Eigene Darstellung

Bei Betrachtung der durch Lastmanagement veränderten Last der Elektrofahrzeuge in Bezug auf ihren Einfluss auf Stromerzeugung und Stromgestehungskosten ergibt sich eine überproportionale Erhöhung der Grenzkosten der Stromgestehung im Verhältnis zur Erhöhung der Gesamtstromnachfrage. Durch Lastmanagement kann die Erhöhung der Stromgestehungskosten um zwei Prozentpunkte verringert werden (siehe Abbildung 44). Die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge hat dabei wenig Einfluss auf die Änderungen. Zusätzlich zur Senkung der entstehenden Mehrkosten reduziert das Lastmanagement die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung.

Abbildung 44: Steigerung der Grenzkosten der Stromerzeugung (mengengewichtet)

Quelle: Eigene Darstellung

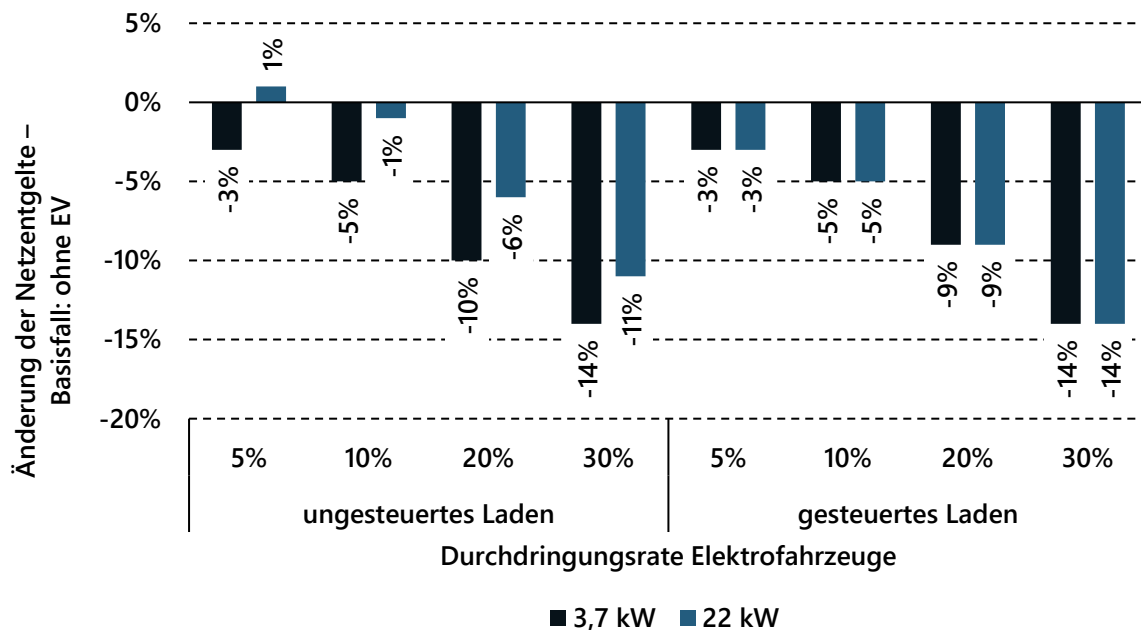
Der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzentgelte im untersuchten vorstädtischen Niederspannungsnetz ist in Abbildung 45 dargestellt. Es lassen sich zwei Effekte auf die spezifischen Netzentgelte beobachten:

- Ein **Anstieg** durch Netzausbau/Netzinvestitionen aufgrund von höheren Lastspitzen im Netz durch Elektrofahrzeuge.
- Eine **Reduktion** durch höhere Netzauslastung aufgrund von Elektrofahrzeugen im Netz.

Im Falle des gesteuerten Ladens der Elektrofahrzeuge ist kein Netzausbau nötig und es ergibt sich ausschließlich der netzentgeltreduzierende Effekt, welcher zu einer Reduktion der spezifischen Netzentgelte von 3 – 14 % führen kann. Beim ungesteuerten Laden der EV wird ab einer Ladeleistung von 11 kW

Netzausbau nötig. Es ist zu erkennen, dass bei einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 5 % der netzentgeltanhebende Effekt durch die Netzinvestitionen überwiegt und sich somit eine Erhöhung der spezifischen Netzentgelte von 1 % ergibt. Im Gegensatz dazu ist ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 10 % der netzentgeltreduzierende Effekt stärker und es ergibt sich eine Reduktion der spezifischen Netzentgelte um bis zu 11 % (22 kW Ladeleistung).

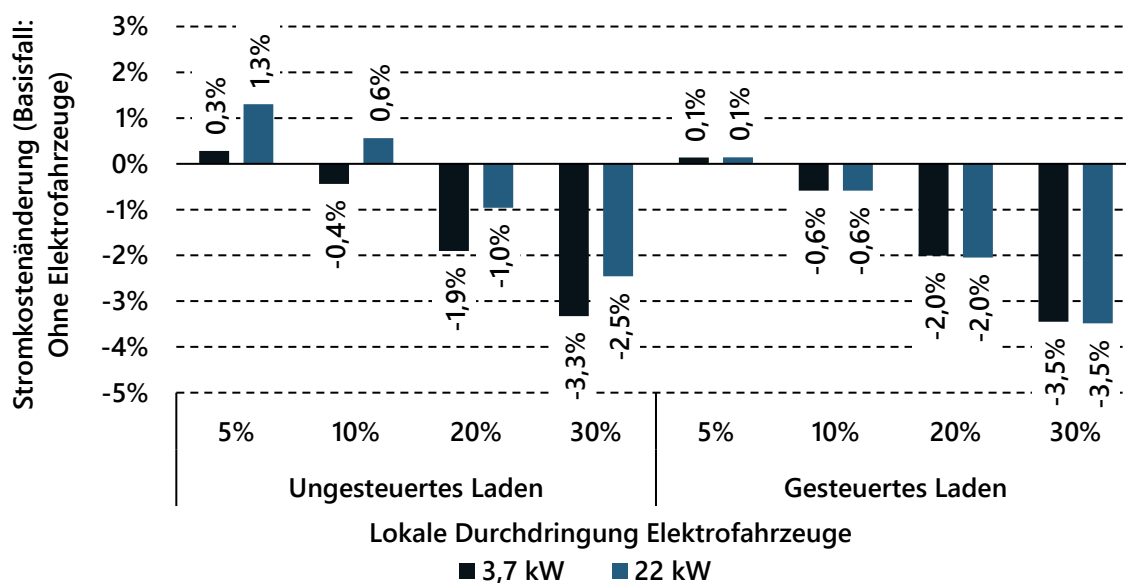
Abbildung 45: Änderung der spezifischen Netzentgelte durch Elektrofahrzeuge für gesteuertes und ungesteuertes Laden



Quelle: Eigene Darstellung

Zur Bewertung der Auswirkungen privater Elektrofahrzeuge auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland werden die gewonnen Erkenntnisse zusammengeführt. Die Stromgestehungskosten werden dabei über den Anteil des Haushaltskundenstrompreises „Beschaffung und Vertrieb“ miteinbezogen. Es wird von einer ausschließlichen Beschaffung am Spotmarkt ausgegangen. Alle weiteren Strompreisbestandteile werden als fix angesehen⁴. Die Änderung der Strompreise für Haushaltskunden ist in Abbildung 46 dargestellt. Es zeigt sich, dass die steigenden Stromgestehungskosten in fast allen Fällen durch sinkende Netzentgelte überkompensiert werden. Insgesamt kann eine Senkung der Strompreise um bis zu 3,7 % (11 kW Ladeleistung) beobachtet werden. Dabei gilt: je höher die Elektrofahrzeugdurchdringung, desto höher die Strompreissenkung. Eine Erhöhung des Strompreises ergibt sich nur bei sehr geringen Elektrofahrzeugdurchdringungsraten.

⁴ EEG-Umlage: 6 ct/kWh; Vertriebskosten und Gewinn der Stromerzeugung: 1,86 ct/kWh (Götz et al. 2013); Alle weiteren Strompreisbestandteile sowie die Stromsteuer: BNetzA und Bundeskartellamt 2016.

Abbildung 46: Gesamtänderung der Strompreise für Haushaltskunden durch Elektromobilität für gesteuertes und ungesteuertes Laden

Quelle: Eigene Darstellung

Die Ergebnisse zeigen, dass auch ein marktdienliches (zentrales) Lastmanagement im untersuchten Szenario zu netzdienlichem Verhalten von Elektrofahrzeugen führen kann. Außerdem wurde gezeigt, dass die Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen eine wichtige Rolle bei der Entwicklung des Strompreises in einzelnen Netzgebieten spielt.

Weitere Informationen zum Studienaufbau, den Annahmen und den Ergebnissen sowie eine ausführliche Diskussion der Ergebnisse sind in den untenstehenden Dokumenten öffentlich zugänglich:

Kühnbach, Matthias; Stute, Judith; Gnann, Till; Wietschel, Martin; Marwitz, Simon; Klobasa, Marian: *Netz- und marktseitige Modellierung der Auswirkungen der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland*. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2019); (Kühnbach et al. 2019).

Wietschel, Martin; Kühnbach, Matthias; Stute, Judith; Gnann, Till; Marwitz, Simon; Klobasa, Marian (2018): *Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland*. Hg. v. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe (Working Paper Sustainability and Innovation, S 21/2018); (Wietschel et al. 2018).

Netzausbaukosten unter Berücksichtigung unterschiedlicher Preiskontrollstrategien von Power-to-X-Optionen auf der Grundlage dynamischer Tarife

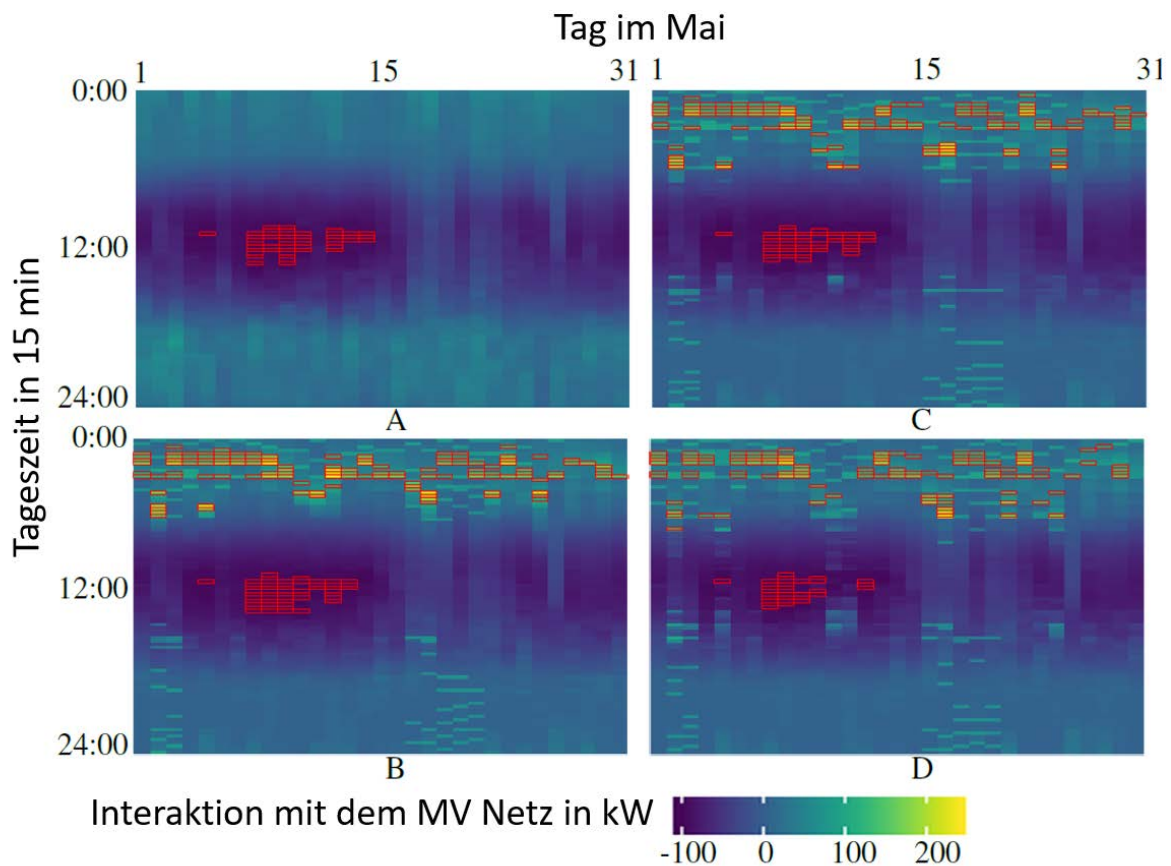
Für eine Bewertung von markt- und netzdienlichem Verhalten von flexiblen Verbrauchern, wird das agentenbasierte Strommarktmodell mit dem Verteilnetzmodell gekoppelt. Dadurch kann untersucht werden, inwieweit verschiedene Steuerungsstrategien für flexible Verbraucher einen Einfluss auf die Netzausbaukosten und die nutzerspezifischen Netznutzungsentgelte haben. Als Steuerungsstrategien kommen eine ungesteuerte (Variante A) und drei preisgesteuerte Betriebsweisen (Variante B,C und D) zum Einsatz. Die preisgesteuerten Strategien verwenden als Preissignale den Strommarktpreis inklusive einer fixen EEG-Umlage und fixer Netzentgelte (Variante B), den Strommarktpreis mit dynamisierten Netzentgelten und fixer EEG-Umlage (Variante C) sowie den Strommarktpreis mit dynamisierten Netzentgelten und EEG-Umlage (Variante D). Die Dynamisierung erfolgt dabei auf Basis der PV-Einspeisung als Indikator für die Netzbelastung.

Hierbei zeigt sich, dass die ungesteuerte Betriebsweise meist zu keiner größeren Netzbelastung führt, aber auch nur bedingt bei der Integration hoher PV-Einspeisungen unterstützen kann. Die preisgesteuerten Verfahren haben gemein, dass sie alle zu mehr Netzbelastung in den Morgenstunden führen, welche einen Netzausbau erfordern. Sie können aber auch helfen, wenn auch in einem deutlich geringeren Maße, Netzbelastungen zur Mittagszeit zu reduzieren. Die dynamischen Preissignale zeigen, dass diese

zu einer leicht besseren Integration der Einspeisespitzen führen können. Je größer der zu dynamisierende fixe Preisbestandteil ist, desto besser. Insgesamt scheint es aber so zu sein, dass der Anreiz noch nicht ausreichend ist, um die Last in die Mittagszeit zu verlagern. Ein Vergleich zur besseren Veranschaulichung für die vier Betriebsweisen ist in Abbildung 47 für den Monat Mai dargestellt.

Abbildung 47: Interaktion zwischen dem LV- und dem MV-Netz für verschiedene Steuerungsverfahren

A ist die ungesteuerte Variante, B ist die preisgesteuerte mit fixer EEG-Umlage und fixen Netzentgelten, C ist die preisgesteuerte Variante mit dynamisierten Netznutzungsentgelten und D ist die Variante mit dynamisierten Netznutzungsentgelten und EEG-Umlagen. Rot eingefärbte Zellen zeigen Verletzungen der Netzrestriktionen auf.

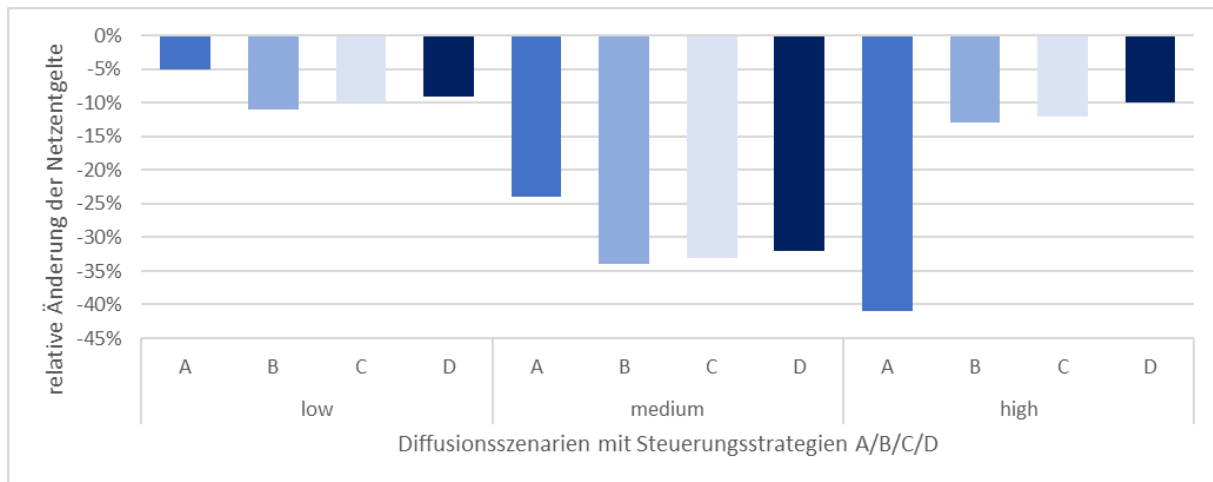


Quelle: Haendel, Stute (2019)

Da sich die Netzausbaukosten nach der höchsten Last im Betrachtungszeitraum richten und ab einer gewissen Grenze neue Leitungen hinzugebaut werden müssen, die wiederum dann auch gewisse Reserven im Netz bereitstellen, unterscheiden sich die eigentlichen Netzausbaukosten im betrachteten Netz nicht so sehr voneinander. Bei der Betrachtung verschiedener Diffusionsszenarien für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zeigt sich, dass diese auf gleichem Niveau sind. Einzig bei dem Szenario mit einer starken Verbreitung von flexiblen Verbrauchern im Netz gibt es noch einmal einen Unterschied zwischen der ungesteuerten und den drei preisgesteuerten Betriebsweisen. Es zeigt sich hier, dass die preisgesteuerten Betriebsweisen einen stärkeren Netzausbau erfordern. Dieser grundsätzliche Effekt bzw. Unterschied in den absoluten Ausbaukosten spiegelt sich auch in den Änderungen in den Netznutzungsentgelten wieder, wie Abbildung 48 entnommen werden kann. Durch die höhere Ausnutzung der Netzinfrastruktur kommt es jedoch dazu, dass die spezifischen Netznutzungsentgelte auch trotz Netzausbau leicht bis stärker fallen können. Anzumerken ist hierbei, dass abhängig vom konkreten Netz und der Stromnachfrage der flexiblen Verbraucher die Ergebnisse sehr unterschiedlich aussehen können.

Abbildung 48: Relative Änderung der Netznutzungsentgelte

A ist die ungesteuerte Variante, B ist die preisgesteuerte mit fixen Preisbestandteilen, C ist die preisgesteuerte Variante mit dynamisierten Netznutzungsentgelten und D ist die Variante mit dynamisierten Netznutzungsentgelten und EEG-Umlagen. Jeweils für die Diffusionsszenarien niedrig, mittel und hoch.



Quelle: Haendel, Stute (2019)

Haendel, M.; Stute, J. (2019): *Grid Expansion Costs Considering Different Price Control Strategies of Power-to-X Options Based on Dynamic Tariffs at the Low-Voltage Level*. EEM 2019. Ljubljana.

5.3 Zusammenfassung zur Auswirkungen von Nachfrageflexibilität im Energiesystem

In diesem Kapitel wurde näher betrachtet, welchen Einfluss und welche Bedeutung ausgewählte Flexibilitätsoptionen netz- und marktseitig haben. Der Fokus lag dabei auf Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen und Speichern. Die beiden Flexibilitätsoptionen Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen zeigen, dass sie bei geeigneter Steuerung einen positiven Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten können und das Netz nicht zusätzlich stark belasten. Während Elektrofahrzeuge ganzjährig Flexibilität anbieten können, beschränkt sich das Angebot bei Wärmepumpen hauptsächlich auf die Übergangszeiten im Frühling und Herbst. Größere Speicher können das Flexibilitätsangebot verbessern sofern eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. PV-Heimspeicher tragen bei eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung nicht zu einer Verbesserung der Netzsituation bei und haben einen negativen Einfluss auf die Netzentgelte. Ein Hauptbedarf an Nachfrageflexibilisierung besteht darin, die PV-Einspeisungen zur Mittagszeit gut ins Energiesystem einzubringen. Ohne Nachfrageflexibilität kann es häufig zu einer Abregelung in den Sommermonaten kommen, sofern nicht ein ausreichender Netzausbau durchgeführt wird. Erhalten Flexibilitätsoptionen falsche Anreize, ihr Verhalten anzupassen, kommt es auch zu Lastspitzen, die Netzrestriktionen im Betrieb verletzen und einen Netzausbau erfordern. Um eine netzdienliche Steuerung der Verbraucher zu erzielen, müssen sich einerseits die Verbraucher ideal verhalten als auch eine umfangreiche IKT-Infrastruktur aufgebaut werden. Über angepasste Tarife ist eine gewisse Anreizsetzung und Steuerung möglich. Bei den hier betrachteten dynamischen Tarifen sind die positiven Effekte jedoch klein. Auch der Einfluss auf den Netzausbau ist gering. Bei gesteuerten Verbrauchern muss darüber hinaus beachtet werden, dass eine gleichzeitige Anreizsetzung zur Nutzung des Stromnetzes möglichst geringgehalten werden muss, da es ansonsten aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten zu starken Lastspitzen kommt und in diesem Fall ungesteuerte Verbraucher deutlich besser für das Energiesystem sind und auch keine direkten zusätzlichen IKT-Kosten verursachen. Grundsätzlich zeigen die Untersuchungen, dass durch eine intelligente Steuerung nur begrenzt Netzausbau verhindert werden kann. Durch unterschiedliche Netztopologien, Betriebsweisen der Netze durch die Netzbetreiber und unterschiedliche

Verbrauchscharakteristiken ist eine allgemeingültige Aussage schlecht möglich und stets eine individuelle Prüfung erforderlich. Generell lässt sich jedoch festhalten, dass es durch eine Zunahme an elektrischen Verbrauchern zu einer besseren Ausnutzung der Netzinfrastuktur kommt und dadurch die Netznutzungsentgelte tendenziell auf Verteilnetzebene fallen können, wenn die nötigen Investitionen in die Netzinfrastuktur nicht zu hoch ausfallen.

6 Implementierung von Vermarktungsmodellen für flexible Nachfrage

Die Diskussion der Ergebnisse mit Industrie-Stakeholdern zeigt die wichtigsten Implementierungsmöglichkeiten für flexible Nachfrage auf. Innerhalb des Vorhabens sind drei Workshops mit Netzbetreibern, Energieversorgern und Vermarktern durchgeführt worden, um die Ergebnisse zu diskutieren und Umsetzungsmöglichkeiten aufzuzeigen. Die wichtigsten Ergebnisse dieser Workshops sind:

Fokus auf große und einfach steuerbare Anwendungen

Bei der Implementierung sollte mit den geeignetsten Anwendungen – „low-hanging fruits“ – begonnen werden, beispielsweise mit großen und einfach zu steuernden Anwendungen im Industriebereich. Auch die Industrieakteure berichten, dass regulatorische Anpassungen notwendig sind, sodass die Flexibilitätsnutzung nicht gehemmt wird. Die flexiblen Anwendungen sollten auf verschiedene Anreize reagieren können, sofern der Netzbetreiber dies aus Netzsicht möglich machen kann. Die Energieversorger und Vermarkter handeln aktuell und geplant auch in Zukunft immer im Sinne des Kunden, d. h. wenn der Strommarkt profitabler ist, optimiert man sich auf diesem. Dies wird von den Industrieakteuren so angestrebt, es sei denn, es bestehen anderweitige Verpflichtungen etwa dem Netzbetreiber gegenüber. Die Stakeholder stimmen zum Großteil darin überein, dass die maximale Flexibilität aus dem System aktiviert werden sollte.

Kleinanlagen und Haushalte sind Zukunftsmarkt

Auf Haushaltsebene ist Lastmanagement am ehesten vorstellbar in Form von Flottenaggregationen, z. B. von Elektrofahrzeugen. Dafür werden jedoch entsprechende Messkonzepte erforderlich. Grundsätzlich ist nur eine große Menge von Anlagen wirtschaftlich, bei der schon die Schnittstellen für Steuerungstechnik vorhanden sind.

Haushaltsbereich und Kleinanlagen stellen aus Sicht der Industriestakeholder Zukunftsmodelle mit wachsendem Markt dar. Ziel ist die Bündelung vieler Akteure zu einer Community, die eine gesamtheitliche Vermarktung ermöglichen kann. Bzgl. der Regulatorik ist eine Folgeregelung für §14a aus Sicht der Stakeholder notwendig. Darüber hinaus bedarf es an Möglichkeiten, Investitionen für mehr Flexibilisierung auf den Markt zu bringen, anstatt dies über den Netzbetreiber zu regeln. Es sollte gefördert werden, wenn man zur Systemstabilität beiträgt, da dies keinen Nachteil für das System darstellt.

Für bisherige Standardlastprofilkunden ist die Flexibilisierung von kleinen Verbrauchern nur ein Gedankenspiel, da dies nur außerhalb des regulatorischen Rahmens von Standardlastprofilen möglich ist. Der Strompreis ist bereits ein dynamisches Preissignal. Wenn man auf Signale dynamisch reagieren möchte, sollte dies daher der Strompreis sein. Zusätzliche bzw. darüber hinausgehende Signale können zu einer Verzerrung führen und ggf. einen zu großen Flexibilitätsbedarf anreizen, der nicht benötigt wird.

Bei steigender Flexibilität wird Gleichzeitigkeit in der Niederspannung relevanter

Wenn Flexibilität bei Haushalten und kleinen Anlagen leichter verfügbar ist, können mehr Nutzer in der Niederspannungsebene auf die gleichen Signale reagieren. So kann es schneller zu unerwünschten Reaktionen kommen. Für Stromlieferanten ist es daher nicht sinnvoll, allen Kunden dasselbe Signal zu schicken. Stattdessen wird variiert zwischen Kundengruppen. Vorbild könnten Handelsportale für größere Kunden sein, die bereits bestehen. Größere Kunden können dort das Preissignal sehen und handeln. Sobald gehandelt wird, ändert sich jedoch auch der Preis. Der Preis sieht bei jedem Lieferanten je nach Einkaufsstrategie anders aus. Daher wird nie jeder den gleichen Preis sehen. Entsprechend gibt es nicht die Gefahr, dass alle gleich reagieren.

Bei einer guten Implementierung kann ein Strommarkt „klüger“ reagieren, da hier viele Kausalitäten berücksichtigt werden können, die ein Regulierer nicht in vollem Umfang integrieren kann. Wenn ein System jedoch zu simpel implementiert ist, etwa wenn es nur auf dem Strommarkt aufsetzt, erreicht man unter Umständen lediglich einen Synchronisierungseffekt. Daher muss die Gestaltung der Regulierung hier vorsichtig stattfinden, da sonst zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht.

7 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Auswirkungen der Elektromobilität auf die Strompreise

Insgesamt zeigt sich, dass die Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen einen bedeutenden Faktor für die Entwicklung der Strompreise darstellt. Eine Erhöhung der Stromnachfrage durch Elektromobilität führt zunächst zu steigenden Strompreisen im Großhandel, da sich die Grenzkraftwerke verändern. Die veränderten Netzkosten und damit auch die Netzentgelte sind von der Durchdringungsrate in den jeweils lokal betrachteten Verteilnetzgebieten abhängig. Die Reduktion der Netzentgelte (bei einer Durchdringung $\geq 20\%$) ist im 11 kW-Szenario bei ungesteuertem Laden am geringsten und im Falle von Lastmanagement am stärksten. Der Effekt aus Veränderungen der Großhandelsstrompreise sowie der Netzentgelte ergibt eine Reduktion des Haushaltsstrompreises von bis zu 3,7 % und ist dabei von der Durchdringung sowie der Ladeleistung stark beeinflusst.

Als wesentliches Ergebnis der Berechnungen zu den Stromgestehungskosten lässt sich festhalten, dass die neue Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen dazu führt, dass Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten eingesetzt werden müssen. Durch ein gesteuertes Beladen von Elektrofahrzeugen in Zeiten niedrigerer Stromnachfrage könnten diese Mehrkosten allerdings merklich abgesenkt werden.

Im Bezug zu den Berechnungen zum Stromverteilnetz ergibt sich, dass relevante zusätzliche Netzinvestitionen durch Elektrofahrzeuge für das untersuchte Versorgungsgebiet nur dann anfallen, wenn eine hohe Ladeleistung (11 kW und mehr) mit ungesteuertem Laden zusammen anfällt. Wenn man das Laden der Elektrofahrzeuge steuert, fallen bei einer Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen bis zu 30 % keine zusätzlichen Netzinvestitionen in den untersuchten Fällen an. Dieses Ergebnis bestätigt damit Ergebnisse aus anderen Studien. Einschränkend muss man allerdings festhalten, dass die Verteilnetze in Deutschland sehr unterschiedlich ausgestaltet sind und es in Einzelfällen deshalb durchaus zu höheren Netzinvestitionen durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen kommen kann.

Flexibilitätpotentiale durch gewerbliche Anwender

Aus den Analysen der Experten- und Breitenbefragungen ergaben sich innerhalb des GHD-Sektors vor allem der Handel, Büros und Restaurants als besonders vielversprechende Zielgruppen – sie verfügen über einen großen Anteil flexibler elektrischer Anwendungen, haben ein vergleichsweise starkes Interesse bzw. Vorerfahrungen mit Energiethemen und sind teilweise bereits mit Energiemanagement-Systemen ausgestattet, die eine Verbrauchsflexibilisierung erleichtern. Das theoretische Potential kann auf etwa 35 % des Stromverbrauchs dieser drei Sektoren geschätzt werden. Die Bereitschaft der Unternehmen zur Lastflexibilisierung beeinflusst dieses Potential. Hier spielen vor allem technische Gegebenheiten der Geräte, Erlöserwartungen, mögliche Unterbrechungen des Tagesgeschäfts und die Erwartung der zukünftigen Relevanz von Lastflexibilität eine Rolle. Insbesondere große Unternehmen zeigen eine höhere Bereitschaft zur Teilnahme am Lastmanagement, die abhängig vom Sektor teilweise bei 60 bis 70 % liegt. In Kleinstunternehmen ist die Bereitschaft mit etwa 6 bis 12 % deutlich geringer. Eine einfache Umsetzung von Lastmanagement-Maßnahmen und positive Imageeffekte gegenüber Kunden steigern das Interesse von Unternehmen Lastmanagement-Maßnahmen umzusetzen. Unter den Unternehmen mit genereller Bereitschaft zur Teilnahme an Lastmanagement-Maßnahmen liegen die jährlichen Erlöserwartungen zur Flexibilisierung von Klima- bzw. Kühltechnologien bei etwa 1.200 bis 2.000 €, abhängig u. a. von der Unternehmensgröße/Jahresstromverbrauch und Auswahl der Zeitfenster für das Lastmanagement. Umgerechnet bedeutet das für die Lastmanagementpotentiale hinsichtlich Lüftungsanlagen beispielsweise Kostenerwartungen von 28,2 Mio. Euro für 36,1 GWh, das entspricht ca. 781 €/MWh (für Zahlung von 1.500 Euro pro Unternehmen). Im Fall von Klimatisierung 25,5 Mio. Euro für 89,3 GWh, entsprechend ca. 286 €/MWh (für Zahlung von 1.500 Euro).

Eigenversorgung und PV-Speicher

Haupttreiber für die Marktverbreitung dezentraler PV-Batteriesysteme ist der hohe Endverbraucherstrompreis.

Neben sinkenden Technologiepreisen ist insbesondere der hohe Endverbraucherstrompreis dafür verantwortlich, dass es für Haushalte zunehmend rentabler wird, den Eigenverbrauchsanteil von Strom aus PV-Anlagen zu erhöhen, auch wenn es zusätzliche Investitionen in z. B. einen Batteriespeicher erfordert. Es gilt zu bedenken, dass in der frühen Phase der Marktdiffusion von PV-Batteriesystemen die hohe Zahlungsbereitschaft der innovativen Haushalte entscheidend für Marktbildung war. Unter günstigen Bedingungen, wie z. B. steigenden Strompreisen oder sinkenden Batteriepreisen, könnte die Installation einer PV-Batterieanlage für alle Haushalte in Ein- und Zweifamilienhäusern in Deutschland, d. h. geschätzte 13,9 Mio. Haushalte, wirtschaftlich sinnvoll werden.

Die Bereitstellung von Flexibilität aus einem PV-Batteriesystem kann für den Nutzer nachteilig sein.

Um die stationäre Batterie eines PV-Batteriesystems systemfreundlich zu betreiben, sind prognostizierte Werte für die PV-Stromerzeugung und die Haushaltslast erforderlich. Allerdings führen Prognosefehler zu einer höheren (vergüteten) Stromeinspeisung und einem geringeren Eigenverbrauch. Da die rentabelste Nutzung des selbst produzierten Stroms in Deutschland derzeit der Eigenverbrauch ist, können die Prognosefehler und damit der systemfreundliche Batteriebetrieb zu einer geringeren Rentabilität führen.

Markt- und Netzsimulationen

Eine hohe Diffusion privater Elektrofahrzeuge kann zu einer Reduktion der spezifischen Strompreise für Haushaltskunden führen.

Relevante Netzinvestitionen in vorstädtischen Niederspannungsnetzen fallen nur dann an, wenn eine hohe Ladeleistung mit ungesteuertem Laden (Laden nach dem letzten Weg) zusammenfällt. Durch die zusätzliche Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen wird die Netzauslastung insgesamt erhöht, wodurch die spezifischen Netzentgelte sinken. Gegenläufig ist der Effekt auf die Stromgestehungskosten, da die zusätzliche Last dazu führt, dass Kraftwerke mit höheren Grenzkosten eingesetzt werden. Mehrkosten können jedoch durch ein die Residuallast optimierendes Ladeverhalten begrenzt werden. Insgesamt wird der Effekt steigender Stromgestehungskosten, insbesondere bei hoher lokaler Fahrzeugdurchdringung, durch sinkende spezifische Netzentgelte überkompensiert. Wesentliche Treiber der Auswirkungen der Elektromobilität auf den Haushaltsstrompreis sind damit die lokal zu erwartende Durchdringung von Elektrofahrzeugen sowie die Ladestrategie.

Hohe Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen sind unkritischer als hohe Durchdringungsraten von PV-Anlagen in Niederspannungsnetzen.

Aufgrund hoher Kosten für die Installation von Ladestationen mit hoher Ladeleistung laden Elektrofahrzeuge vorzugsweise mit kleinen Ladeleistungen. Zudem verteilt sich der Beginn des Ladevorgangs der Elektrofahrzeuge ausreichend über die Zeit, sodass nur eine geringe Mehrlast im Verteilnetz entsteht. Die Einspeisung von PV-Anlagen in einem lokalen Netz erfolgt nahezu zeitgleich und mit höheren Anschlussleistungen, was zu hohen Belastungen in einem nicht für die Erzeugung ausgelegten Netz sorgt. Dabei sorgen hohe PV-Einspeisungen über die Mittagszeit vorwiegend für zu hohe Spannungsbandabweichungen im Verteilnetz.

Dynamische Entgelte und Umlagen, variable Strompreise

Der wirtschaftliche Nutzen von zeitvariablen Entgelten hängt davon ab, welche Nutzer Flexibilitäten bereitstellen und in welchem Maße sie Kosteneinsparungen realisieren können. Grundsätzlich bestehen hierzu unterschiedliche Ansatzpunkte, wie und in welchem Maße dynamische Tarife realisiert werden können. Auf der Verbrauchsseite sind dafür die anfallenden Opportunitätskosten entscheidend, die bei einem Verzicht auf den Strombezug anfallen.

Dynamische Entgelte können die Integration von PV-Anlagen auf lokaler Ebene unterstützen.

Kleinverbraucher wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen beziehen im Falle einer reinen Preissteuerung aktuell vorzugsweise Strom in den frühen Morgenstunden, wenn dieser besonders günstig ist. Hohe PV-Einspeisungen und kritische Netzsituationen treten aber häufiger zur Mittagszeit auf. Eine Dynamisierung der Netzentgelte und der EEG-Umlage können einen Anreiz setzen, dass im preisgesteuerten Fall Verbraucher in der Mittagszeit ihren Verbrauch leicht erhöhen. Für den Einzelverbraucher entstehen hierdurch jedoch leicht höhere Kosten, da der Preisspread über den Tag etwas geglättet wird.

8 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Projektstruktur des Vorhabens.....	6
Abbildung 2:	Vorgehen zur Bestimmung der regionalen Stromnachfrage	9
Abbildung 3:	Prozentuale Veränderung der Stromnachfrage in 2050 in Bezug auf 2015 in den Landkreisen in Deutschland mit (links) und ohne (rechts) neue Anwendungen.....	11
Abbildung 4:	Aufbau des Modells eLOAD zur Simulation der zukünftigen stündlichen Stromnachfrage und von Lastmanagement.....	12
Abbildung 5:	Verteilung der jährlichen Nachfrage pro Region für Sachsen, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen	13
Abbildung 6:	Änderung der durchschnittlichen stündlichen Stromnachfrage ausgewählter Prozesse über den Tagesverlauf – 2030 vs. 2015.....	14
Abbildung 7:	Veränderung von maximaler stündlicher Last pro Region und regionaler Jahresstromnachfrage in den Landkreisen 2030 vs. 2015	15
Abbildung 8:	Mittlere Gesamtlast ausgewählter Regionen über den Tagesverlauf für das Jahr 2030.....	15
Abbildung 9:	Dekomposition ausgewählter Regionen in relevante Prozesse und Anwendungen für zwei beispielhafte Tage (Sommer 2030; Tag 145 = Sonntag, Tag 146 = Montag).....	17
Abbildung 10:	Komponenten des Diffusionsmodells zur Eigenversorgungssimulation von Haushalten und zur Bestimmung der Diffusion von PV-Heimspeichersystemen zur Eigenversorgung von Haushalten.....	19
Abbildung 11:	Adoptergruppen und Mehrzahlungsbereitschaft. Die Gesamtanzahl aller Adopter bezieht sich auf die Besitzer von Ein- oder Zweifamilienhäusern in Deutschland, insgesamt 13,454 Millionen (Klingler 2017)	21
Abbildung 12:	Anteil potentieller Adaptoren von PV-Heimspeichersystemen für die Jahre von 2010 bis 2050 nach Verbrauchertypen.....	21
Abbildung 13:	Schematische Darstellung der beiden Module des prognosebasierten Modells mit Eingangs- und Ausgangsdaten	22
Abbildung 14:	Vorhergesagte vs. tatsächliche PV-Produktion (oberes Diagramm) und vorhergesagte vs. tatsächliche Last (unteres Diagramm) für die Woche vom 1. bis 7. August 2014	23
Abbildung 15:	Clustering-Ergebnisse – normalisierte durchschnittliche Tagesprofile von mehr als 400 Haushalten und mittleres Verbrauchsprofil jedes Clusters.....	24
Abbildung 16:	Simulierte Stromversorgung einer 5 kW _p PV-Aufdachanlage als Funktion des jährlichen Stromverbrauchs.....	25
Abbildung 17:	Simulierte Stromversorgung mithilfe eines 7,5 kWh-Batteriesystems als Funktion des jährlichen Stromverbrauchs	25
Abbildung 18:	Erzielbare Einsparungen für PV-Anlagen mit Batteriespeicher für Haushalte ohne und mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen	26

Abbildung 19:	Anteil potentieller Adaptoren für alle Haushalte in Deutschland unterschieden nach Haushaltstyp (HH = Haushalt; EV = Elektrofahrzeug; HP = Wärmepumpe).....	27
Abbildung 20:	Status quo Lastmanagement nach Unternehmensgröße.....	30
Abbildung 21:	Bereitschaft zur Teilnahme am Lastmanagement nach Subsektoren.....	31
Abbildung 22:	Verfügbarkeit von Gebäudeleittechnik oder Energiemanagement-Systemen nach Subsektoren.....	31
Abbildung 23:	EU Market Monitor für Nachfrageflexibilität	37
Abbildung 24:	Einsatz von abschaltbaren Lasten nach Einsatzgrund von 2014 bis 2019	42
Abbildung 25:	Gründe für den Einsatz von Lastmanagement bei Industriestandorten mit hohem Strombedarf in 2018.....	44
Abbildung 26:	Ergebnisse der Unternehmensbefragung zu Anzahl und Jahresstromverbrauch von Standorten mit und ohne Lastmanagementsystem nach Branchen.....	45
Abbildung 27:	Entwicklung der mittleren monatlichen Base-Strompreise an der EPEX Spot 2017 bis 2019	47
Abbildung 28:	Entwicklung des gleitenden durchschnittlichen Preisspreads am EPEX-Spot-Day-Ahead-Markt von 2017 bis 2020.....	47
Abbildung 29:	Flussdiagramm zum direkten Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge	53
Abbildung 30:	Flussdiagramm zum indirekten Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge.....	54
Abbildung 31:	Blindleistung-Netzspannungsstatik für das autonome Ladesteuerungsverfahren	55
Abbildung 32:	Flussdiagramm zum autonomen Ladesteuerungsverfahren für Elektrofahrzeuge	55
Abbildung 33:	Aufbau der Simulation und der Modellergebnisse mit integrierten PV-Heimspeichern	56
Abbildung 34:	Überblick über das methodische Vorgehen zur Markt- und Netzbetrachtung.....	57
Abbildung 35:	Maximale Spannungsdifferenz im betrachteten LV-Netz für verschiedene Varianten des betrachteten Szenarios.....	60
Abbildung 36:	Struktureller Aufbau der Kopplung des Stromnachfragemodells FORECAST mit dem Netzmodell FLEX-GOLD.....	61
Abbildung 37:	Topologie des vorstädtischen Netzes	61
Abbildung 38:	Topologie des Testnetzes zur Bewertung der Ladesteuerungsverfahren	63
Abbildung 39:	Einfluss unterschiedlicher Anteile an PV-Anlagen mit Heimspeichern nach Elektrofahrzeugdurchdringung auf Netzentgelte.....	65
Abbildung 40:	Zusätzlicher Investitionsbedarf pro Haushalt für das untersuchte ländliche, vorstädtische und städtische Niederspannungsnetze im Jahr 2050	66
Abbildung 41:	Zusätzlicher Investitionsbedarf pro Haushalt im vorstädtischen Netz für verschiedene Wärmepumpendurchdringungen	67
Abbildung 42:	Lastverlauf privater Elektrofahrzeuge im Jahr 2030	68

Abbildung 43:	Mittlere Änderung des Lastprofils privater Elektrofahrzeuge durch Lastmanagement	69
Abbildung 44:	Steigerung der Grenzkosten der Stromerzeugung (mengengewichtet)	69
Abbildung 45:	Änderung der spezifischen Netzentgelte durch Elektrofahrzeuge für gesteuertes und ungesteuertes Laden	70
Abbildung 46:	Gesamtänderung der Strompreise für Haushaltskunden durch Elektromobilität für gesteuertes und ungesteuertes Laden	71
Abbildung 47:	Interaktion zwischen dem LV- und dem MV-Netz für verschiedene Steuerungsverfahren	72
Abbildung 48:	Relative Änderung der Netznutzungsentgelte	73

9 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Technologien, Anreize, Hemmnisse und Ansatzpunkte für Lastmanagement im GHD-Sektor.....	29
Tabelle 2:	Zusammensetzung der Stichprobe nach Sektor und Unternehmensgröße.....	30
Tabelle 3:	Ermittlung der mittleren Zahlungserwartung für Lastmanagement	34
Tabelle 4:	Präqualifizierten Leistungen für Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung in Deutschland.....	39
Tabelle 5:	Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten am Spotmarkt.....	40
Tabelle 6:	Anzahl Rahmenverträge und präqualifizierte Leistung für abschaltbare Lasten Ende 2019	41
Tabelle 7:	Lastverschiebungspotential und Kostenreduktionspotential von Elektrofahrzeugen.....	58
Tabelle 8:	Lastverlagerung bei preisoptimiertem Betrieb im Vergleich zu nicht-optimierten Betrieb von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen bzw. Strombedarfsdeckung in der gesamten Region	59
Tabelle 9:	Übersicht zu Netzparametern des vorstädtischen Netzes	62
Tabelle 10:	Untersuchte Szenarien zur Untersuchung des Einflusses des Betriebs von Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen auf die Netzauslastung.....	62
Tabelle 11:	Übersicht zu Netzparameter des Testnetzes zur Bewertung der Ladesteuerungsverfahren	63
Tabelle 12:	Parameter zur Untersuchung des Einflusses von PV-Heimspeichern auf Netzinvestitionen und Netzentgelte.....	64
Tabelle 13:	Annahmen für die Verteilnetzsimulationen zur Untersuchung der Auswirkungen der privaten Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland	68

10 Literaturverzeichnis

- BNetzA; Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt. Bonn.
- Boßmann, Tobias (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Bundesnetzagentur (2019): Monitoringbericht 2019. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html#Inhalt, zuletzt geprüft am 20.01.2020.
- Elsland, Rainer; Klingler, Anna-Lena; Degner, Patrick; Oswald, Yannick; Wietschel, Martin (2015): Are current regionalisation approaches sufficient to decompose electricity demand? – A German case study. In: TU Dresden (Hg.): ENERDAY 2015, 10th Conference on Energy Economics and Technology. 16-17 April 2015.
- EPEX-Spot (2020): Market Data. Online verfügbar unter www.epexspot.com, zuletzt geprüft am 20.01.2020.
- Fleiter, Tobias; Rehfeldt, Matthias; Herbst, Andrea; Elsland, Rainer; Klingler, Anna-Lena; Manz, Pia; Eidelloth, Stefan (2018): A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector. The FORECAST model. In: *Energy Strategy Reviews* 22, S. 237–254. DOI: 10.1016/j.esr.2018.09.005.
- Götz, Philipp; Henkel, Johannes; Lenck, Thorsten (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Studie im Auftrag der Agora Energiewende. Hg. v. Energy Brainpool GmbH & Co. KG. Berlin.
- Haendel, Michael (2018): Flexibility Potential of Power-to-X Options: A German Case Study. In: International conference of energy economics. IAEE 2018. Groningen.
- Haendel, Michael; Elsland, Rainer (2018): Impact assessment of Power-to-X options in the German residential sector. In: 2018 15th International Conference on European Energy Markets. EEM 2018. Lodz.
- Haendel, Michael; Hug, Gabriela (2018): Analysis of Electric Vehicle Charging Behavior in Low-Voltage Grids Using a Receding Horizon Control Strategy. In: SEST 2018. Sevilla.
- Haendel, Michael; Marwitz, Simon (2017): Einfluss von Wärmepumpen auf den Investitionsbedarf in Niederspannungsnetzen. In: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. IEWT 2017. Wien.
- Haendel, Michael; Stute, Judith (2019): Grid Expansion Costs Considering Different Price Control Strategies of Power-to-X Options Based on Dynamic Tariffs at the Low-Voltage Level, S. 1–6. DOI: 10.1109/EEM.2019.8916475.
- Klingler, Anna-Lena (2017): Self-consumption with PV + Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences. In: *Applied Energy* 205, S. 1560–1570. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.159.
- Klingler, Anna-Lena (2018): The effect of electric vehicles and heat pumps on the market potential of PV + battery systems. In: *Energy* 161, S. 1064–1073. DOI: 10.1016/j.energy.2018.07.210.

- Klingler, Anna-Lena; Elsland, Rainer; Boßmann, Tobias (2017): Where are the electricity load hotspots in 2035? A load curve analysis considering demographic and technological changes. In: 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM). Online verfügbar unter <http://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=7970794>.
- Klingler, Anna-Lena; Schuhmacher, Florian (2018): Residential photovoltaic self-consumption: Identifying representative household groups based on a cluster analysis of hourly smart-meter data. In: *Energy Efficiency* 11 (7), S. 1689–1701. DOI: 10.1007/s12053-017-9554-z.
- Klingler, Anna-Lena; Teichtmann, Lukas (2017): Impacts of a forecast-based operation strategy for grid-connected PV storage systems on profitability and the energy system. In: *Solar Energy* 158, S. 861–868. DOI: 10.1016/j.solener.2017.10.052.
- Klobasa, Marian; Eßer, Anke; Haendel, Michael (2016): Möglichkeiten für grenzüberschreitenden Handel mit lastseitigen Flexibilitäten in Deutschland, Frankreich, Schweiz und Österreich im Rahmen des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI. Karlsruhe.
- Kühnbach, Matthias; Stute, Judith; Gnann, Till; Wietschel, Martin; Marwitz, Simon; Klobasa, Marian (2019): Netz- und marktseitige Modellierung der Auswirkungen der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2019).
- Marwitz, S.; Olk, C. (2018): Extension algorithm for generic low-voltage networks. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 977, S. 12006. DOI: 10.1088/1742-6596/977/1/012006.
- Marwitz, Simon (2018): Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze. Stuttgart: Fraunhofer Verlag. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-494224.html>.
- Marwitz, Simon; Elsland, Rainer (2017): Analyse zukünftiger Netzbelastungen und Implikationen auf den Netzausbau in vorstädtischen Niederspannungsnetzen. In: 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. IEWT 2017. Wien.
- Olsthoorn, Mark; Schleich, Joachim; Wohlfarth, Katharina; Klobasa, Marian (2018): How much load flexibility can a euro buy? Findings from a choice experiment with companies in the German commerce and services sector. Hg. v. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe (Working Paper Sustainability and Innovation, S 20/2018).
- Parag, Yael; Sovacool, Benjamin K. (2016): Electricity market design for the prosumer era. In: *Nature Energy* 1, 16032 EP -. DOI: 10.1038/nenergy.2016.32.
- regelleistung.net (2020): Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. 50hertz; amprion, Tennet, Transnet BW. Online verfügbar unter www.regelleistung.net, zuletzt aktualisiert am 20.01.2020.
- Stute, Judith; Kühnbach, Matthias; Klobasa, Marian (2019): Elektromobilität in Verbindung mit PV-Heimspeichern – Auswirkungen auf Netzausbau und Netzentgelte. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2019).
- Wietschel, Martin; Kühnbach, Matthias; Stute, Judith; Gnann, Till; Marwitz, Simon; Klobasa, Marian (2018): Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland. Hg. v. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe (Working Paper Sustainability and Innovation, S 21/2018).
- Wohlfarth, K.; Klobasa, M.; Eßer, A. (2019a): Setting course for demand response in the service sector. In: *Energy Efficiency* 12 (1), S. 327–341. DOI: 10.1007/s12053-018-9728-3.
- Wohlfarth, Katharina (2019): Energy efficiency and demand flexibility in companies : Potentials, approaches and synergies to contribute to the energy transition. Dissertation. Stuttgart: Fraunhofer Verl, Stuttgart.

- Wohlfarth, Katharina; Klingler, Anna-Lena; Eichhammer, Wolfgang (2020a): The flexibility deployment of the service sector – A demand response modelling approach coupled with evidence from a market research survey. In: *Energy Strategy Reviews* 28, S. 100460. DOI: 10.1016/j.esr.2020.100460.
- Wohlfarth, Katharina; Klobasa, Marian; Gutknecht, Ralph (2020b): Demand response in the service sector – Theoretical, technical and practical potentials. In: *Applied Energy* 258, S. 114089. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114089.
- Wohlfarth, Katharina; Worrell, Ernst; Eichhammer, Wolfgang (2019b): Energy efficiency and demand response – two sides of the same coin? In: *Energy Policy*, S. 111070. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.111070.

A.1 Anhang

Der Anhang umfasst folgende im Rahmen des Vorhabens entstandene Working Paper und Konferenzbeiträge:

Working Paper

Wietschel, Martin; Kühnbach, Matthias; Stute, Judith; Gnann, Till; Marwitz, Simon; Klobasa, Marian (2018): Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland. Hg. v. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe (Working Paper Sustainability and Innovation, S 21/2018).

Olsthoorn, Mark; Schleich, Joachim; Wohlfarth, Katharina; Klobasa, Marian (2018): How much load flexibility can a euro buy? Findings from a choice experiment with companies in the German commerce and services sector. Hg. v. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe (Working Paper Sustainability and Innovation, S 20/2018).

Konferenzbeiträge

Stute, Judith; Kühnbach, Matthias; Klobasa, Marian (2019): Elektromobilität in Verbindung mit PV-Heimspeichern – Auswirkungen auf Netzausbau und Netzentgelte. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT 2019).

Haendel, Michael (2018): Flexibility Potential of Power-to-X Options: A German Case Study. In: International conference of energy economics. IAEE 2018. Groningen.

Working Paper Sustainability and Innovation
No. S 21/2018



Martin Wietschel
Matthias Kühnbach
Judith Stute
Till Gnann
Simon Marwitz
Marian Klobasa

Auswirkung der Elektromobilität auf die
Haushaltsstrompreise in Deutschland

Fördervermerk

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts „Flexible Nachfrage als wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse – EnSYS-FlexA“ gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Seite

1	Einleitung	1
2	Markthochlauf und Ladeverhalten.....	4
3	Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Systemlast und Auswirkungen auf die Großhandelsstrompreise.....	6
3.1	Modellierung von Systemlast, Lastmanagement und Großhandelsstrompreisen	6
3.2	Annahmen und Datenbasis für die Lastmanagementsimulation und die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes	7
3.3	Auswirkungen der Elektromobilität auf die Systemlast.....	8
3.4	Lastmanagement von Elektrofahrzeugen	9
3.5	Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromgestehungskosten	10
4	Auswirkungen auf Stromverteilnetze und Netzentgelte.....	13
4.1	Das Simulationsmodell zu Netzentgelten.....	14
4.2	Untersuchungsfall: Elektrofahrzeuge an einem vorstädtischen Niederspannungsnetz.....	15
4.2.1	Haushalts-, Photovoltaik- und Elektromobilitätszenario.....	15
4.2.2	Anwendungsfall elektrisches Niederspannungsnetz	17
4.3	Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzentgelte.....	18
4.3.1	Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzinvestitionsbedarf	18
4.3.2	Der Einfluss zusätzlicher Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge auf die Refinanzierung bestehender Netzinfrastuktur	19
4.4	Diskussion der Effekte.....	20
4.5	Vergleich der Ergebnisse mit anderen Studien	21
5	Gesamtbetrachtung des Einflusses auf die Haushaltstrompreise.....	22
5.1	Netzentgelte und Stromgestehungskosten	22
5.2	Diskussion	24
6	Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und weitere Forschungsfragen	25
7	Quellen	28

1 Einleitung

Weltweit verzeichnen Elektrofahrzeuge derzeit deutliche Zuwachsraten und in den meisten Studien wird künftig ein weiter deutlich steigender Marktanteil bei den Neufahrzeugen gesehen (siehe IEA 2017). Auch in Deutschland zeichnet sich der Trend zur Elektromobilität ab¹. Durch diese Fahrzeuge werden konventionelle Kraftstoffe (Benzin und Diesel) durch elektrischen Strom substituiert. Daraus resultieren Fragen nach den Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem.

Eine Reihe von Studien quantifiziert den zusätzlichen Strombedarf für Deutschland². Für 2030 kann man bei einer Marktdurchdringung von 4 Mio. Elektrofahrzeugen einen zusätzlichen Nettostrombedarf³ von rund 12 TWh berechnen, wobei der gesamte Nettostrombedarf in Deutschland im Jahre 2016 525 TWh (AGEB 2017) betrug.

Verschiedene Studien beschäftigen sich auch mit dem Bedarf an zusätzlichen Netzinvestitionen, der möglicherweise durch das Laden von Elektrofahrzeugen hervorgerufen werden kann. In den Studien wird auf den möglichen hohen Investitionsbedarf in Netze hervorgerufen durch die Elektromobilität hingewiesen. In (Robinius et al. 2018) werden die Investitionen in allen Netzebenen bei einer 50 %-igen Elektrifizierung der Pkw (ca. 20 Mio. Fahrzeuge) für Deutschland mit rund 17,5 Mrd. Euro quantifiziert⁴. In einer Studie von Oliver Wyman (2018) mit dem Titel *Blackout – Elektromobilität setzt Netzbetreiber unter Druck* wird der Investitionsbedarf nur in Verteilnetze bei derselben Elektrifizierungsquote auf 11 Mrd. Euro berechnet, wenn die Fahrzeuge ungesteuert geladen werden. Auch in einer aktuellen Studie von McKinsey (Vahlenkamp et al. 2018) mit dem Titel *Die Verkehrswende kommt – eine Herausforderung vor allem für die Verteilnetze* werden die möglichen hohen Investitionen in Verteilnetze durch die Elektromobilität deutlich hervorgehoben.

Nach dem Wissenstand der Autoren fehlt allerdings bisher eine Analyse der Frage, welche Auswirkungen Elektrofahrzeuge auf die Entwicklung der Strom-

¹ Siehe u.a. BDI (2018), Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015), Öko-Institut et al. (2016), Plötz et al. (2013)

² Siehe z. B. BDI (2018), Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015), Öko-Institut et al. (2016), Plötz et al. (2013)

³ Stromproduktion ohne Eigenverbrauch ab Kraftwerk, schließt Netzverluste und Ladeverluste mit ein (neben dem Verbrauch während des Fahrens).

⁴ Für den Fall von Batteriefahrzeugen mit einer Batteriekapazität von 75 kWh.

preise für Haushalte in Deutschland haben können. Um die einzelnen Einflussgrößen aufzuzeigen ist in Abbildung 1 die historische Entwicklung der Strompreise für Haushaltskunden in einzelne Komponenten zerlegt dargestellt.

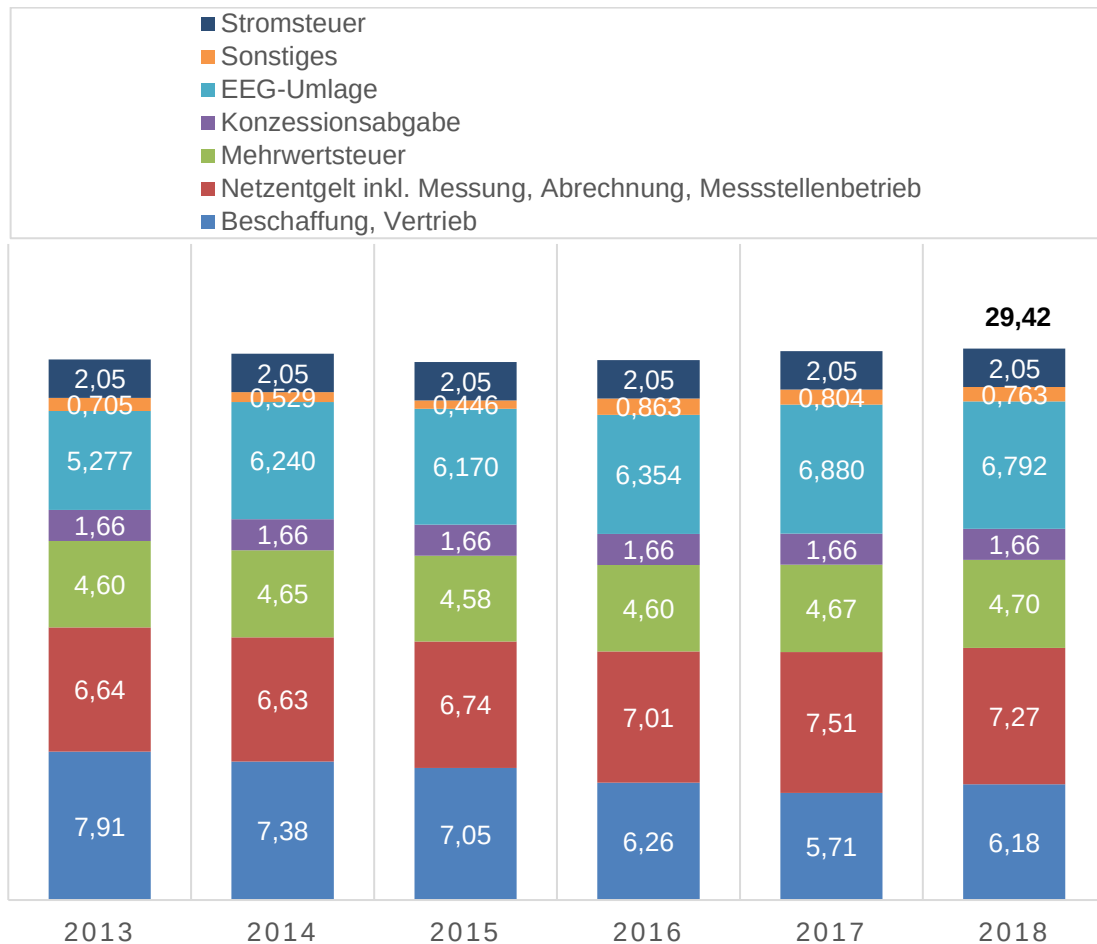


Abbildung 1: Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh – Strompreis für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (Daten aus BDEW 2018)

Alle relevanten Strompreiskomponenten sind nach derzeitigen Regulierungsrahmen weitgehend variabel, d. h. sie werden über die kWh Strom umgelegt. Elektrofahrzeuge können, wie oben gezeigt, die Stromnachfrage signifikant beeinflussen und somit kann die Elektromobilität einen großen Einfluss auf die verschiedenen Strompreiskomponenten haben.

Im Hinblick auf die Stromerzeugung stellt die Elektromobilität eine zusätzliche zu deckende Nachfrage dar. Darüber hinaus ist der Lastgang von Elektrofahrzeugen nicht gleichmäßig über den Tag verteilt. Insofern stellt sich die Frage, inwieweit

hierdurch bedingte, neue Anforderungen Auswirkungen auf die Erzeugungsstruktur und die Stromgestehungskosten haben, beispielsweise, weil teure Spitzenlastkraftwerke benötigt werden.

Während die Berechnung der Beschaffung und des Vertriebs von Strom über die Kilowattstunde weitgehend der realen Kostenstruktur entspricht, ist dies bei anderen Strompreiskomponenten nicht oder nur bedingt der Fall. So sind beispielsweise über 90 % der Kosten des Stromnetzes fixe Kosten. Diese Kosten werden von Netznutzern über die sogenannten spezifischen Netzentgelte⁵ (NE) getragen, die über die bezogene Strommenge sowie der Leistungsentnahme aus dem Netz den Verbrauchern in Rechnung gestellt werden. Eine bessere Auslastung der Stromnetze durch Elektromobilität könnte möglicherweise zu einer Reduktion der spezifischen Entgelte und somit zu einer Reduktion der Strompreise sowie damit zu wirtschaftlichen Vorteilen für die Stromkunden führen.

Die aus der Problemstellung resultierende Fragenstellung ist: Welchen Einfluss hat die Elektromobilität auf den Haushaltstrompreis in Deutschland?⁶

Das Arbeitspapier gliedert sich wie folgt. Im nächsten Kapitel wird ein MarkthochlaufszENARIO für Elektrofahrzeuge, das mögliche Ladeverhalten von Nutzern der Elektrofahrzeuge sowie der Einfluss einer höheren Ladeleistung auf die Mobilität dargestellt. Aufbauend auf dem entwickelten Szenario werden in Kapitel 3 auf der Basis einer Energiesystemmodellierung für Deutschland die möglichen Auswirkungen der Elektromobilität auf die Erzeugungspreise von Strom berechnet. Dabei werden auch die Effekte des Lastmanagements von Elektrofahrzeugen auf die Stromerzeugung betrachtet. Dann wird in Kapitel 4 der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Stromverteilnetze und die Netzentgelte simuliert. Hierzu wird ein Untersuchungsfall definiert, der aus einem Photovoltaik- und Netzszenario besteht. Verschiedene Fälle mit unterschiedlicher Ladeleistung der Elektrofahrzeuge sowie gesteuertem und ungesteuertem Laden werden dabei untersucht. Anschließend (Kapitel 5) werden die Auswirkungen auf den gesamten Strompreis für Haushaltskunden analysiert. Im letzten Kapitel erfolgt eine Zusammenfassung und anschließend werden Schlussfolgerungen für die Politik gezogen.

⁵ Netzentgelte setzen sich für lastganggemessene Netznutzer aus einem Leistungspreis und einen Arbeitspreis zusammen. Von nicht leistungsgemessenen Nutzern (z. B. Haushalten auf der Niederspannungsebene) wird anstatt eines Leistungspreises ein Arbeitspreis sowie ein Grundpreis verlangt.

⁶ Die Elektrofahrzeuge werden überwiegend zu Hause geladen und öffentliches (Schnell-)laden und seine Auswirkungen werden hier nicht betrachtet.

2 Markthochlauf und Ladeverhalten

Das Ladeverhalten wird in einer Simulation mit dem Markthochlaufmodell ALADIN (www.aladin-model.eu) abgebildet. Mit ALADIN wird kein empirisches Ladeverhalten verwendet, da derzeit noch ungenügend repräsentative Daten für das zukünftige Ladeverhalten mit verschiedenen Infrastrukturoptionen (zu Hause, bei der Arbeit, öffentlich) vorliegen. Stattdessen wird die zukünftige Diffusion von Elektrofahrzeugen und ihr Ladeverhalten auf Basis des Fahrverhaltens von konventionellen Fahrzeugen simuliert. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in (Plötz et al. 2014, Gnnann 2015).

In der vorliegenden Analyse werden drei Szenarien mit Lademöglichkeiten zu Hause und bei der Arbeit verwendet, die sich ausschließlich in der Ladeleistung unterscheiden. Es wird ungesteuert mit 3,7 kW, 11 kW oder 22 kW Ladeleistung jeweils am heimischen und am Arbeitsstandort geladen. Zudem werden ausschließlich Privatfahrzeuge analysiert. Für eine zusätzliche Lademöglichkeit an öffentlichen Ladesäulen sowie Lastverlagerungspotenziale sei auf Gnnann et al. (2018) verwiesen. In allen drei Szenarien erhält man eine Durchdringung von ca. vier Millionen Fahrzeugen im Bestand Jahr 2030, was etwa 10 % des Pkw-Bestands entspricht. Diese Fahrzeuge benötigen 11,6 TWh Strom im Jahr 2030. Zudem ergibt sich ein sehr ähnlicher Lastverlauf, der in Abbildung 2 dargestellt ist. Die unterschiedlichen Leistungen haben dabei keinen nennenswerten Einfluss auf den Markthochlauf und den Lastverlauf in den viertelstündlichen Analyseintervallen.

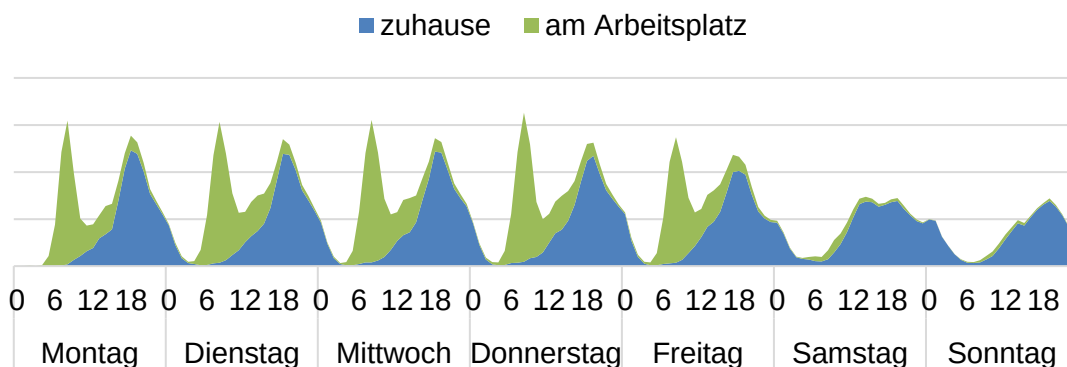


Abbildung 2: Lastverlauf von privaten Elektrofahrzeugen, wenn Lademöglichkeiten zu Hause und am Arbeitsplatz bestehen (hier 3,7 kW)

In Abbildung 2 ist der Lastverlauf mehrerer Fahrzeuge über den Wochenverlauf dargestellt, der aber auch für ein typisches Fahrzeug angenommen werden kann. Die blauen Flächen zeigen das Laden am heimischen Standort, die grünen das

Laden am Arbeitsplatz. An Wochentagen ist beim Laden zu Hause eine Lastspitze in den frühen Abendstunden zu erkennen, wenn viele Fahrzeuge nach der Arbeit geladen werden. Mit dem Laden am Arbeitsplatz wird an Wochentagen die Abendspitze reduziert, aber eine zusätzliche Spitze in den Morgenstunden nach Erreichen des Arbeitsplatzes erzeugt. Am Wochenende ist der Lastverlauf flacher und über den Tag verteilt. Der beschriebene Lastverlauf dient in den Analysen in Kapitel 3 und 4 als typischer Lastverlauf eines Elektrofahrzeugs. Die Jahresstromnachfrage eines Elektrofahrzeugs liegt bei etwa 2,9 MWh. In Kapitel 3 wird die Gesamtstromnachfrage von 11,6 TWh der vier Millionen Elektrofahrzeuge angesetzt.

Bei weitergehenden Analysen wird auch deutlich, dass die Erhöhung der Ladeleistung keinen nennenswerten Einfluss auf den Einsatz eines BEV oder PHEV hat. Hierfür werden mehrere Tausend Fahrprofile von Fahrzeugen, die die Grundlage von ALADIN bilden, hinsichtlich ihrer technischen Machbarkeit durch ein reines Batteriefahrzeug (BEV) und bezüglich des potenziellen elektrischen Fahranteils eines Plug-in-Hybrid-Fahrzeugs (PHEV) untersucht. Abbildung 3 verdeutlicht, dass eine Steigerung der Ladeleistung weder zu einer klaren Erhöhung des Anteils der Fahrzeuge, die für einen BEV infrage kommen, führt, noch zu einer Erhöhung des mittleren elektrischen Fahranteils. Aus techno-ökonomischer Sicht reichen für die Alltagsmobilität also geringe Ladeleistungen aus.

Sogenannte Fernverkehrsereignisse sind selten (Eisenmann 2018) und erfordern deutlich höhere Ladeleistungen (Schnellladen ab 50 kW). Diese sind nicht Gegenstand dieser Betrachtung, da sie aller Voraussicht nach ans Mittelspannungsnetz angeschlossen werden (Funke 2018).

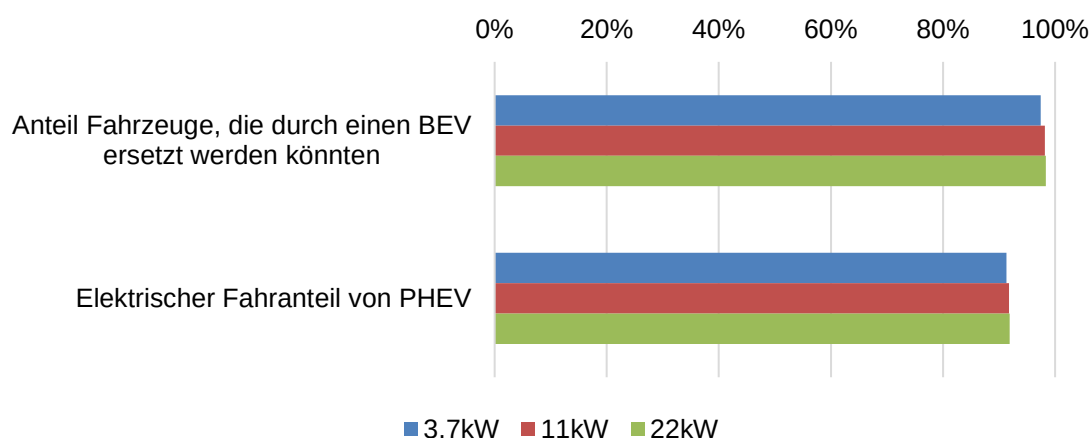


Abbildung 3: Einfluss der Ladeleistung auf den Einsatz von BEV und PHEV aus technischer Sicht mit Annahmen für 2030

3 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Systemlast und Auswirkungen auf die Großhandelsstrompreise

Für eine ganzheitliche Analyse der Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf das Elektrizitätssystem ist einerseits der Einfluss auf das Verteilnetz zu analysieren. Über lokale Effekte hinaus sind jedoch auch die Konsequenzen auf nationaler Ebene zu evaluieren. Dies betrifft die Auswirkungen auf die Struktur der Gesamtelektrizitätsnachfrage und die Systemlast sowie die Erzeugungsstruktur und -kosten für Strom.

3.1 Modellierung von Systemlast, Lastmanagement und Großhandelsstrompreisen

Zur Betrachtung von Auswirkungen der Elektromobilität auf nationaler Ebene wird die Elektrizitätsnachfrage in stündlicher Auflösung modelliert und bis in das Jahr 2030 projiziert. Dabei wird die Last der Elektromobilität zunächst als ungesteuert angenommen. Im zweiten Schritt wird das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen gesteuert (Lastmanagement). Auf diese Weise können Effekte auf die Systemlast identifiziert und analysiert werden. Parallel werden Auswirkungen auf der Stromangebotsseite quantifiziert, indem die zur Deckung der Last notwendige Stromerzeugung ohne Elektromobilität und unter deren Berücksichtigung (jeweils im ungesteuerten als auch im gesteuerten Fall) modelliert wird.

Für die aufgezeigten Prozessschritte wird das Simulationsmodell eLOAD verwendet und mit dem Fundamentalmodell MiPU gekoppelt.

Das Modell eLOAD („energy load curve adjustment tool“) ist gegliedert in ein Projektions- sowie ein Lastmanagement-Modul. In ersterem wird die historische Systemlast auf Basis von mehr als 1.000 technologiespezifischen Prozesslastprofilen (stündliche Auflösung) zerlegt und die Prozesslastkurven individuell mithilfe von jährlichen, prozessspezifischen Nachfrageprojektionen für das Jahr 2030 skaliert. Die Prozesslastkurven für 2030 werden anschließend zur Systemlast re-aggregiert. Auf diese Weise wird beispielsweise technologischer Wandel mit strukturellen Auswirkungen auf die Systemlast implizit berücksichtigt. Im Lastmanagement-Modul des Modells eLOAD ist die Möglichkeit gegeben, die Last geeigneter Prozesse, in diesem Fall privat genutzter Elektrofahrzeuge, als flexibel anzunehmen und deren Einsatz für Lastmanagement zu optimieren. Dafür wird die Gesamtlast der Elektrofahrzeuge durch eine gemischt-ganzzahlige Kostenminimierung allokiert. Ziel des Vorganges ist die bessere Auslastung des Kraftwerkssystems und die Vermeidung der Abregelung von überschüssiger Strom-

erzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE). Aus diesem Grund wird die Residuallast (Systemlast minus Erzeugung aus EE) als Preissignal für den Optimierungsvorgang herangezogen und geglättet. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in Boßmann (2015) bzw. Gnann et al. (2018).

Das Fundamentalmodell MiPU („Minimal Cost Allocation of Power Units“) bildet den deutschen Kraftwerkspark detailliert ab und berechnet innerhalb der Systemgrenzen Deutschlands eine Merit-Order mit stündlicher Auflösung. Dabei wird die mit dem Modell eLOAD modellierte stündliche Stromnachfrage als Input verwendet. Diese wird durch die zur Verfügung stehenden Erzeugungstechnologien gedeckt, wobei die kraftwerksspezifischen Grenzkosten unter Beachtung von Brennstoff- und CO₂-Zertifikationskosten, dem Kraftwerkstyp und Alter sowie von Anfahrzeiten, Anfahrkosten und Stillstandszeiten berechnet werden. Für weitere Informationen zum Fundamentalmodell MiPU wird auf Michaelis (2018) verwiesen.

3.2 Annahmen und Datenbasis für die Lastmanagement-simulation und die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes

Für die Berechnungen wird das Jahr 2030 gewählt. Zu diesem Zeitpunkt ist die Transformation des Energiesystems sowie die Diffusion der Elektromobilität und weiterer Sektorkopplungstechnologien ins Stromsystem bereits fortgeschritten. Neue strombasierte Anwendungen machen somit einen substantziellen Teil der Stromnachfrage aus.

Die jährlich aufgelöste Nachfrage auf Prozessebene sowie die Elektrizitätseinspeisung aus EE, der verwendete Kraftwerkspark sowie Brennstoff- und CO₂-Preise sind dem Basisszenario der *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* entnommen (Pfluger et al. 2017). Stromimporte werden nicht betrachtet. Die Elektrizitätsnachfrage des Basisjahres 2012, welche für die Projektion der Systemlast herangezogen wird, ist ENTSOE (2017) entnommen.

Im Rahmen der Simulation des Lastmanagements Einsatzes von Elektrofahrzeugen werden ausschließlich private Pkw, d. h. keine Flottenfahrzeuge berücksichtigt. Letztere gehen jedoch in die Projektion der Systemlast ein. Darüber hinaus wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die vollständige Last der privaten Elektrofahrzeuge grundsätzlich flexibel ist. Restriktionen ergeben sich jedoch einerseits durch den Aufenthaltsort der Elektroautos und andererseits durch die Speichergröße und die Lastgrenzen für den Ladevorgang. Die durch die Elektromobilität bedingte Stromnachfrage beträgt 11,6 TWh (siehe Kapitel 2).

Diese wird für die Berechnung von Lastmanagementpotenzialen und Kraftwerkseinsatz aus Gründen der Konsistenz für alle Szenarien als konstant angenommen. Für Privatfahrzeuge ist Laden zu Hause und am Arbeitsplatz erlaubt. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass im Rahmen des simulierten Lastmanagements der Strombezug von Elektrofahrzeugen (unter Einhaltung sonstiger technischer Restriktionen) dann verschoben werden kann, wenn diese sich am Arbeitsplatz oder am Wohnort befinden.

3.3 Auswirkungen der Elektromobilität auf die Systemlast

Für das Jahr 2030 wird von einem Jahresstrombedarf von 446,4 TWh ausgegangen (Pfluger et al. 2017). Bis 2030 ergibt sich, bedingt durch Effizienzgewinne, vor allem im Bereich der Beleuchtung im Haushalts- und GHD-Sektor, ein leichter Rückgang der Gesamtstromnachfrage. Dadurch sinkt die stündliche Last insbesondere zwischen 8 und 20 Uhr leicht ab. Wie aus Abbildung 2 hervorgeht, verteilt sich der Strombezug für den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen vor allem in die Zeit von 6 Uhr morgens bis 22 Uhr. Der beschriebene Effekt schlägt sich, dies zeigt Abbildung 4, entsprechend auf die Struktur der Systemlast nieder.

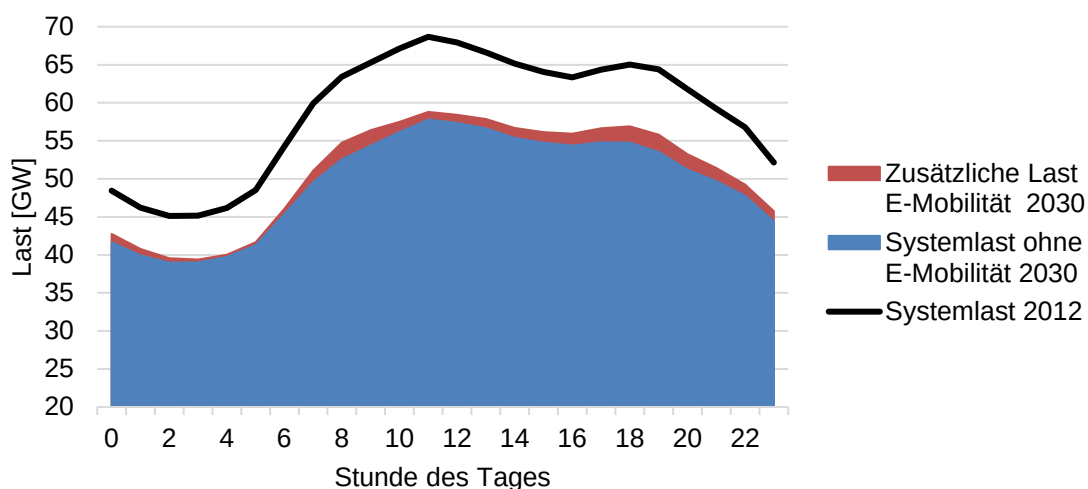


Abbildung 4: Mittlere Systemlast Deutschlands für die Jahre 2012 (Linie) und 2030 (Fläche). Für das Jahr 2030 zeigt die rote Fläche die Last privater Elektrofahrzeuge (3,7 kW-Szenario)

Durch den hohen Anteil von Fahrzeugen, die unmittelbar nach dem letzten Weg des Tages laden, steigt die Lastspitze auch unter Berücksichtigung von Ladevorgängen am Arbeitsplatz abends zusätzlich an und unterscheidet sich in seiner Höhe nur noch geringfügig von der Mittaglastspitze. Insgesamt verändert die Elektromobilität somit – auch in den 2030 nachfolgenden Jahren – die Struktur

der Systemlast und verschiebt diese in die Mittags- und Abendstunden. Im Mittel erhöht sich die Systemlast im Jahr 2030 (im ungesteuerten Fall) bedingt durch private Elektrofahrzeuge um 1,3 GW. Durch die unterschiedliche Ladeleistung innerhalb der untersuchten Szenarien ergeben sich aus Sicht der Systemlast (in stündlicher Auflösung) lediglich geringfügige Unterschiede.

3.4 Lastmanagement von Elektrofahrzeugen

Der vorangegangene Abschnitt zeigt den substanziellen Anteil der E-Mobilität an der Gesamtstromnachfrage auf. Da Elektrofahrzeuge gleichzeitig hohe Stillstandszeiten aufweisen, innerhalb derer die Ladeleistung verschoben werden könnte, sind diese grundsätzlich geeignet für den Einsatz von Lastmanagement. Indem das Laden von privaten Elektrofahrzeugen gesteuert wird, wird innerhalb dieser Studie ein Anreiz geschaffen, den Ladevorgang in Zeiten von geringer Residuallast zu verschieben. Abbildung 5 zeigt das Ergebnis der Lastoptimierung für die drei betrachteten Szenarien (3,7 kW, 11 kW und 22 kW) in aggregierter Form. Hierbei ist die Änderung der Last von privaten Elektrofahrzeugen durch Lastmanagement dargestellt. Einerseits in den Morgenstunden und andererseits von 12 Uhr bis 22 Uhr ergibt sich eine negative Laständerung. Das bedeutet, dass Last aus diesen Stunden herausgeschoben wird. Der Ladevorgang findet stattdessen insbesondere in den Nachtstunden zwischen 23 und 5 Uhr statt. Dies gilt für alle Szenarien.

Indes zeigt sich im Vergleich der Szenarien, dass sich die Änderung zwischen den Stunden mit Zunahme der Ladeleistung verstärkt und auf eine geringere Anzahl von Stunden konzentriert, je höher die angelegte Ladeleistung ist. Dies ist auf die verkürzte Ladedauer bei höherer Ladeleistung zurückzuführen. Abbildung 6 zeigt systemische Auswirkungen des modifizierten aggregierten Ladeprofils: Indem die Residuallast als Anreizsignal für die Optimierung herangezogen wurde, können Residuallastspitzen deutlich – im Maximum um über 2 GW – verringert werden.

Teile des Strombedarfs werden durch die Optimierung in Zeiten verlagert, in denen die Residuallast gering ist oder sogar ein Überschuss an Erneuerbaren Energien, d. h. eine negative Residuallast, vorliegt. Dies trägt entsprechend zur Systemintegration von EE bei. Sowohl Abbildung 5 als auch Abbildung 6 weisen darüber hinaus auf Unterschiede hin, die sich durch die unterstellte Ladeleistung ergeben: Da die Flexibilität der Elektrofahrzeuge bei höherer Ladeleistung auch unter Einhaltung der Randbedingungen steigt, können Phasen, in denen ein hoher Anreiz zur Lastverschiebung besteht, besser ausgenutzt werden. Dies hat

höhere Änderungsraten des Lastprofils von Elektrofahrzeugen und in der Konsequenz höhere Maximallasten zur Folge, kann aber aus systemischer Sicht vorteilhaft sein, da die Residuallast geglättet wird und Residuallastspitzen auf diese Weise vermieden oder reduziert werden können.

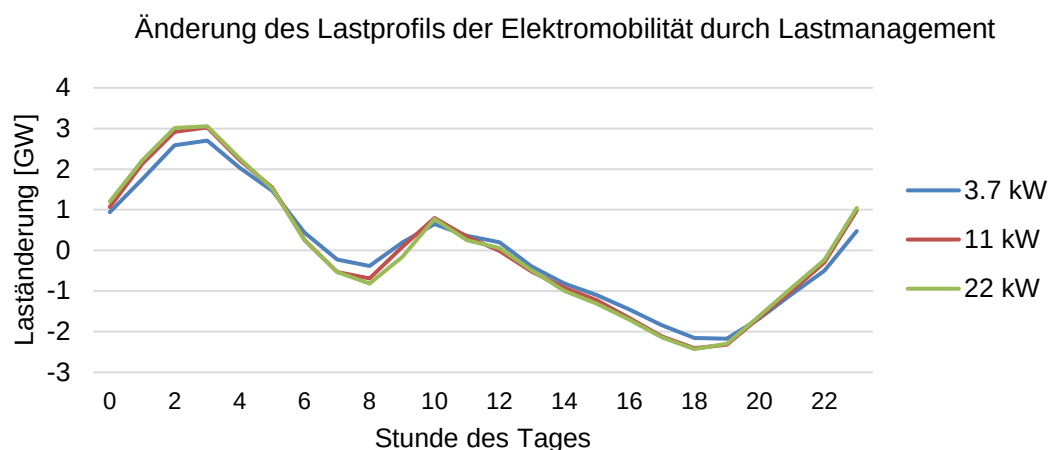


Abbildung 5: Laständerung von privaten Elektrofahrzeugen nach Lastmanagementoptimierung unter Berücksichtigung der Ladeleistung

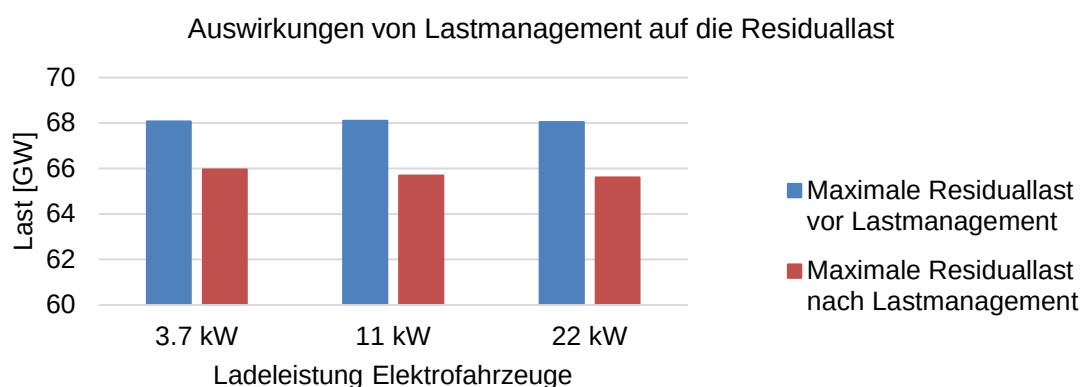


Abbildung 6: Maximale Residuallast vor und nach dem Lastmanagementsinsatz von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der Ladeleistung

3.5 Auswirkungen der Elektromobilität auf die Stromgestehungskosten

Im vorangegangenen Abschnitt wurden die Effekte der Diffusion der Elektromobilität auf die Struktur der Nachfrage betrachtet. An dieser Stelle soll auf die Perspektive der Elektrizitätserzeugung eingegangen werden.

Die Diffusion privater Elektrofahrzeuge hat – dies wurde bereits aufgezeigt – zunächst einen Anstieg der Elektrizitätsnachfrage um 2,7 % bis zum Jahr 2030 für die simulierte Marktpenetration zur Folge. Diese zusätzliche Energienachfrage wirkt sich – auch dies in Abschnitt 3.4 aufgezeigt – entsprechend auf die Systemlast aus und bedeutet zusätzliche Anforderungen an die Stromerzeugung. An dieser Stelle sei erneut darauf hingewiesen, dass die nationale Durchdringung der Elektromobilität für die Berechnung der Nachfrage und damit einhergehende Analysen der Stromerzeugung bei etwa 10 % des PKW-Bestands liegt und nicht variiert wird.

Mithilfe des Fundamentalmodells MiPU ermittelten Grenzkosten der Stromgestehung reflektieren diesen Zusammenhang. Durch die zusätzlich zu erbringende Last steigen die Grenzkosten der Stromerzeugung um bis zu 6 % (mengengewichtet; siehe Abbildung 7). Dies bedeutet, dass sich die Diffusion privater Elektrofahrzeuge auch auf die Gesamtheit der Verbraucher auswirkt. Dabei ist berücksichtigt, dass die Struktur der Last einerseits durch die Ladeleistung innerhalb der betrachteten Szenarien und andererseits durch Lastmanagement beeinflusst wird.

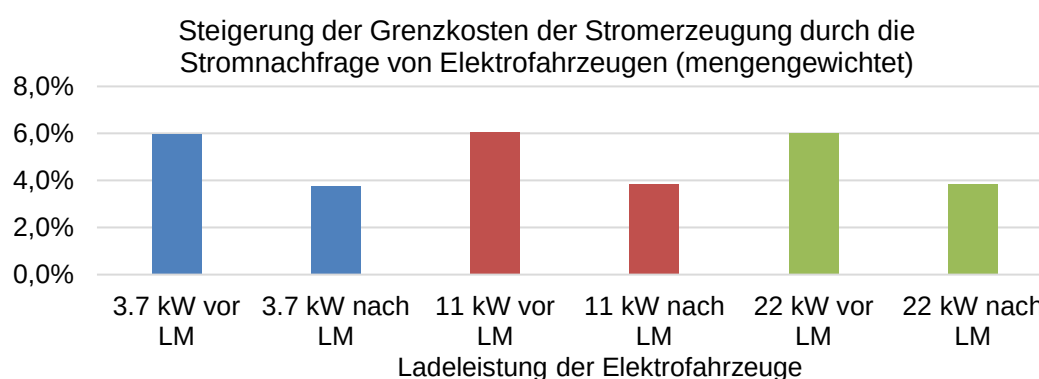


Abbildung 7: Ermittlung der prozentualen Zunahme der Grenzkosten der Stromerzeugung unter Berücksichtigung von Ladeleistung und Lastmanagement (LM)

Von Bedeutung ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Grenzkosten der Stromerzeugung zwar in ähnlichem Maße ansteigen, hinsichtlich des Anstiegs jedoch geringfügige Unterschiede bestehen. Die stärkste Erhöhung ist dabei im Szenario 11 kW zu beobachten (siehe hierzu Abbildung 7). Dies betrifft sowohl den Fall vor als auch nach Lastmanagement. Dabei verändert sich bedingt durch die höhere Ladeleistung im 22 kW-Szenario das aggregierte Lastprofil aller Elektrofahrzeuge dahingehend, dass im Vergleich zum 11 kW-Szenario der Strombezug insgesamt geringfügig günstiger ist.

Es ist festzuhalten, dass sich der Anstieg der Grenzkosten der Stromerzeugung im Vergleich zur zusätzlichen Nachfrage in allen Szenarien überproportional auswirkt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Last der Elektromobilität über den Tag nicht gleichverteilt ist, sondern insbesondere um die Mittags- und Abendzeit überproportional stark ansteigt, sofern diese nicht gesteuert wird. In der Konsequenz kommen verstärkt Kraftwerke zum Einsatz, die höhere Grenzkosten aufweisen, beispielsweise Gaskraftwerke (siehe Abbildung 8). Dieser Umstand führt entsprechend zu hohen Durchschnittsgestehungskosten. Insgesamt führt die zusätzliche Nachfrage der Elektromobilität zu einem höheren Einsatz aller konventionellen Kraftwerke.

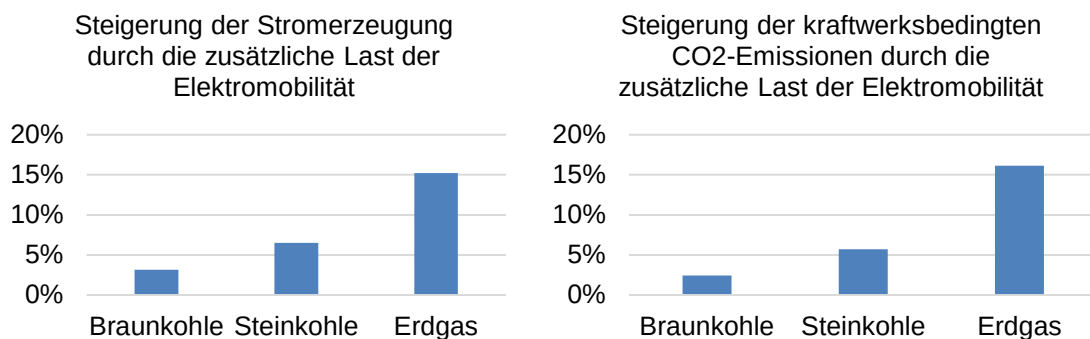


Abbildung 8: Auswirkungen der Diffusion der Elektromobilität und der damit einhergehenden zusätzlichen Stromnachfrage auf die Stromerzeugung. Vergleich der Stromerzeugung exkl. privater Elektrofahrzeuge mit dem Szenario 3,7 kW ohne Lastmanagement

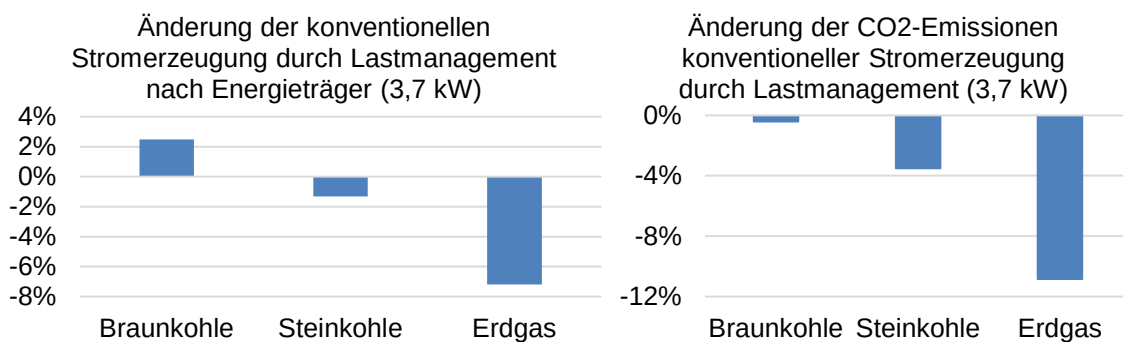


Abbildung 9: Auswirkungen von Lastmanagement auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke sowie die kraftwerksbedingten CO₂-Emissionen im Szenario 3,7 kW

Während sich aus der Ladeleistung von Elektrofahrzeugen, d. h. zwischen 3,7 kW, 11 kW und 22 kW Ladeleistung in den betrachteten Szenarien, lediglich

geringfügige Effekte auf die Stromgestehungskosten ergeben, führt deren gezielte Steuerung zu einer merklichen Änderung der Stromerzeugungsstruktur, wie Abbildung 9 unterstreicht.

Lastverschiebungen aus dem Nachmittag/Abend heraus in die Nacht- bzw. frühen Morgenstunden führen dabei zu einer Verstetigung der Systemlast. Dadurch werden Kraftwerke mit höheren Grenzkosten seltener eingesetzt, was eine Reduktion der Stromerzeugung aus Gas- und Steinkohlekraftwerken und eine höhere Auslastung von Braunkohlekraftwerken zur Folge hat. Die Reduktion der Emissionen von Braunkohlekraftwerken trotz Steigerung der Stromerzeugung ist ebenfalls bedingt durch den verstetigten Kraftwerkseinsatz sowie den reduzierten Einsatz von Kraftwerken mit einer vergleichsweise geringeren Effizienz. Diese führt innerhalb des Modells zu höheren Grenzkosten und damit zu geringeren Einsatzzeiten des Kraftwerks.

4 Auswirkungen auf Stromverteilnetze und Netzentgelte

Eine der offenen Fragen im Zusammenhang mit Elektromobilität sind die potenziellen Auswirkungen auf das Stromnetz. Empirische Erhebungen über das heutige Ladeverhalten sowie Studien über das mögliche künftige Laden zeigen, dass Elektrofahrzeuge in Deutschland überwiegend – zu 80 % bis 90 % – zu Hause geladen werden (siehe Gnann et al. 2017 und Hardman et al. 2018). Somit stellt sich insbesondere die Frage, welche Auswirkungen die Elektromobilität auf das Niederspannungsnetz (Verteilnetz) hat. Das Laden von Elektrofahrzeugen hat möglicherweise auch Auswirkungen auf das vorgelagerte Mittel- und Hochspannungsnetz. Nach Robinius et al. (2018) sind diese aber eher als gering einzustufen. Weiterhin wurden im Jahr 2016 etwa 3,7 Mrd. Euro von den deutschen Verteilnetzbetreibern in die Netzinfrastruktur investiert (BNetzA 2017).

Die sich durch Netzausbau ergebenden Investitionen werden über die spezifischen Netzentgelte auf die Letztverbraucher im Verteilnetz umgelegt. Die spezifischen Netzentgelte machen etwa 23 % des Strompreises für Haushalte aus und haben somit einen hohen Einfluss auf diesen (siehe Abbildung 1).

In diesem Kapitel wird der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Stromnetze und die Netzentgelte für das Jahr 2030 untersucht. Hierzu wird im Abschnitt 4.1 zunächst das verwendete Modell Flexible Grid and Stakeholders (FLEX-GOLD)

vorgestellt. Zur Parametrisierung des Modells ist in Abschnitt 4.2 ein Untersuchungsfall definiert, in dem die Analysen aus Kapitel 2 integriert sind. Der Untersuchungsfall beinhaltet auch ein Netzszenario und ein PV-Ausbauszenario und ist hierbei an Marwitz (2018) angelehnt. In Marwitz (2018) befindet sich auch eine detaillierte Beschreibung des Modells FLEX-GOLD.

4.1 Das Simulationsmodell zu Netzentgelten

Im Modell FLEX-GOLD werden Lastflussrechnungen von elektrischen Niederspannungsnetzen durchgeführt. Um die anliegende Last im Jahr 2030 auf dem Verteilnetz möglichst realitätsnah abbilden zu können, erfolgt eine Simulation von Haushaltslastgängen, dem Fahr- und Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen und der Einspeisung durch dezentrale PV-Anlagen, die zukünftig neben Elektrofahrzeugen die Netzbelastung wesentlich bestimmen werden. Zusätzlich ist in diesem Modell ein Algorithmus zur Abbildung von Netzinvestitionsmaßnahmen implementiert, welche notwendig werden, wenn Netzüberlastungen beispielsweise durch das Laden von Elektrofahrzeugen auftreten. Hierbei wird in Anlehnung an (dena 2012) zwischen spannungsbedingten und thermisch bedingten Netzüberlastungen unterschieden. Spannungsbedingte Netzüberlastungen sind definiert als eine Spannungsabweichung an einem Netzknoten von über 4 % der Nennspannung. Im Fall einer spannungsbedingten Netzüberlastung baut der Algorithmus dem Netz ein Kabel vom Ortsnetztransformator bis zum letzten Drittel des überlasteten Netzstrangs hinzu. Eine thermische Überlastung liegt vor, falls der elektrische Strom den Nennstrom von Betriebsmitteln im Netz überschreitet. Im Falle einer thermischen Überlastung wird vom Ortsnetztransformator bis zur Hälfte des überlasteten Netzabschnitts ein neues Kabel mit 300 mm² Leiterquerschnitt zugebaut. Der Algorithmus ist unter Marwitz und Olk (2018) öffentlich zugänglich.

Zur ökonomischen Bewertung von Netzinvestitionen werden gewichtete Kapitalkosten (WACC) bestimmt. Hierbei wird ein Mischzinssatz aus der Eigenkapitalverzinsung des Verteilnetzbetreibers (6,91 % in der 3. Regulierungsperiode (BNetzA 2016)) und einer Fremdkapitalverzinsung angesetzt. Mittels der Annuitätenmethode werden die Kapitalkosten auf insgesamt 40 Jahre verteilt. Hieraus lassen sich dann die Änderungen bei den Netzentgelten berechnen.

4.2 Untersuchungsfall: Elektrofahrzeuge an einem vorstädtischen Niederspannungsnetz

Im folgenden Abschnitt ist ein Untersuchungsfall für das Jahr 2030 definiert. Es werden zuerst ein Haushalts-, PV- und ein Elektrofahrzeug (EV: Electric Vehicle)-Szenario vorgestellt, um die generelle Entwicklung dieser Einflussgrößen darzustellen. Die Auswirkungen der Szenarien werden anschließend an einem vorstädtischen Netz untersucht (siehe Abschnitt 4.2.2).

4.2.1 Haushalts-, Photovoltaik- und Elektromobilitätszenario

Es wird ein vorstädtisches Gebiet mit Einfamilienhäusern angenommen, in welchem im Schnitt in jedem Haushalt 2,5 Personen leben. Es ergibt sich somit ein Jahresstromverbrauch von 5.000 kWh pro Haushalt (VDI 2008).

Die PV-Durchdringung folgt der Annahme, dass bis zum Jahr 2030 in Deutschland jährlich 500 MW PV-Aufdach-Anlagenleistung zugebaut wird (Marwitz 2018). Umgerechnet auf das untersuchte Netzgebiet sind dort 60 kWp PV-Anlagenleistung installiert. Diese Leistung wird auf zehn PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von je 6 kWp verteilt (Marwitz 2018). Die Leistung jeder PV-Anlage ist auf 70 % der maximalen Anlagenleistung begrenzt (EEG 2017, § 9 Art. 2).

In Kapitel 2 wurde die Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 mit rund 10 % im Bestand unabhängig von der Ladeleistung ermittelt. Es ist jedoch möglich, dass Elektrofahrzeuge zukünftig sehr konzentriert in einzelnen Netzen bzw. an einzelnen Netzsträngen geladen werden. Daher wird die Elektrofahrzeugdurchdringung, welche an dieser Stelle als der Anteil von Elektrofahrzeugen am Bestand im betrachteten Netz definiert wird, im untersuchten Niederspannungsnetz variiert, um auf diese Weise verschiedene Fälle abzubilden. Es werden hierbei die Fälle untersucht, in denen 5 %, 10 %, 20 % und 30 % aller Fahrzeuge Elektrofahrzeuge sind. Da unklar ist, mit welcher Leistung Elektrofahrzeuge im Jahr 2030 an Hausanschlüssen geladen werden, wird zudem die Ladeleistung der Fahrzeuge variiert. Hier werden analog zu Kapitel 3 Ladeleistungen von 3,7 kW, 11 kW und 22 kW untersucht.

Die Anzahl der sich im Netz befindlichen Elektrofahrzeuge spielt eine große Rolle bei der Planung von elektrischen Verteilnetzen. Bei einer geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen muss mit simultanem Laden und somit einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge gerechnet werden. Steigt die Zahl der sich im Netz befindlichen Elektrofahrzeuge an, so entstehen hohe Durchmischungseffekte, wel-

che den Gleichzeitigkeitsfaktor reduzieren (ef.Ruhr 2017). Die für das hier betrachtete Szenario angenommenen maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren liegen je nach Ladeleistung und Durchdringung zwischen 30 und 75 % (siehe Abbildung 10). Die maximale Gleichzeitigkeit wird auch von der Ladeleistung beeinflusst, da sich hierbei unterschiedliche Ladedauern bei gleicher täglicher Fahrleistung ergeben und somit z. B. bei 3,7 kW Ladeleistung die Wahrscheinlichkeit, dass mehrere Autos zeitgleich laden höher ist, als bei einer Ladeleistung von 22 kW. Es wird weiterhin angenommen, dass jedes Elektrofahrzeug einmal pro Tag abends nach dem letzten Weg zu Hause lädt⁷. Die Ladezeitpunkte werden anhand der kumulierten Ladeleistung aller Elektrofahrzeuge in Deutschland sowie der genannten maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt. Die Ladedauer ergibt sich aus der täglich zurückgelegten Strecke. Da Elektrofahrzeuge überwiegend abends nach dem letzten Weg zu Hause laden, ergibt sich eine hohe Korrelation zwischen der Lastspitze der Haushalte (19:15 Uhr) und der maximalen Last der Elektrofahrzeuge.

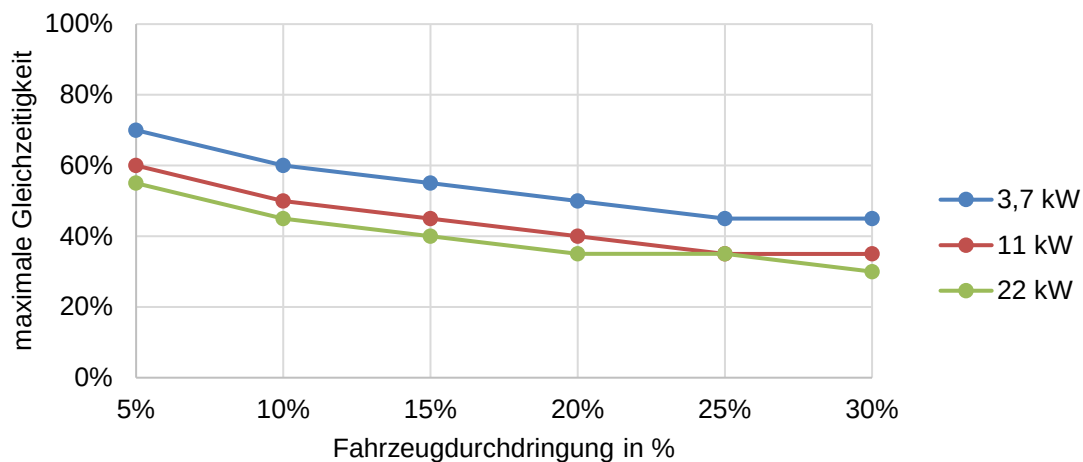


Abbildung 10: Maximale Gleichzeitigkeit für verschiedene Ladeleistungen und Elektrofahrzeugdurchdringungen (ef.Ruhr 2017, Nobis 2016)

Als weiteres Szenario werden die optimierten Ladeverläufe durch Lastmanagement für Elektrofahrzeuge aus Kapitel 3 untersucht. Bei optimierten Ladeverläufen fällt die Lastspitze der Haushalte (19:15 Uhr) und der Maximalwert des Leistungsbezugs der Elektrofahrzeuge nicht mehr, wie im nicht-optimierten Szenario, auf denselben Zeitbereich. Für diese optimierten Ladezeiten werden wiederum

⁷ In den Simulationen wird angenommen, dass das Laden am Arbeitsplatz in einem anderen Niederspannungsnetz erfolgt. Somit wird hier nur das Laden zu Hause betrachtet.

alle oben genannten Varianten bezüglich Ladeleistung und Durchdringung von Elektrofahrzeugen betrachtet.

4.2.2 Anwendungsfall elektrisches Niederspannungsnetz

Die Untersuchung wird anhand eines vorstädtischen Niederspannungsnetzes für das Jahr 2030 durchgeführt. Ein derartiges Netz wird als typisch ausgewählt, weil Studien über heutige Käufer von Elektrofahrzeugen bzw. Kaufinteressierte zeigen, dass sie eher aus dem kleinstädtischen bzw. ländlichen Umfeld stammen⁸.

Zur Parametrierung des Netzes werden Netzstrukturdaten aus Deutschland verwendet (ene't 2016). Jedes Kabel weist eine Länge von etwa 28 m auf. Dies entspricht der mittleren Länge von Niederspannungskabeln und Leitungen in Regionen mit mittlerer Bevölkerungsdichte in Deutschland (Marwitz 2018). Das Netz wird von einem 630 kVA Ortsnetztransformator gespeist und setzt sich aus vier Strängen mit je 25 Netzknoten zusammen. Die wesentlichen Netzparameter sind in Abbildung 11 zusammengefasst.

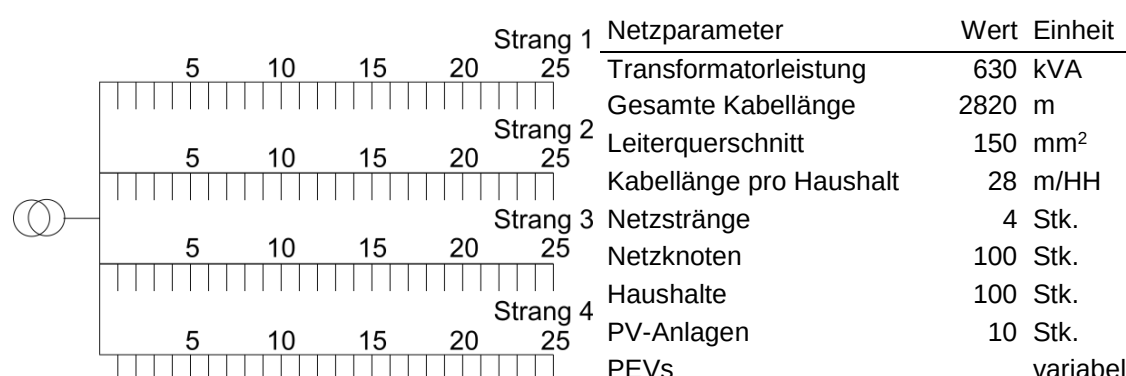


Abbildung 11: Topologie des vorstädtischen Netzes sowie die verwendeten Netzparameter

Mit jedem Netzknoten wird ein Haushalt (Einfamilienhaus) mit elektrischer Energie versorgt. Die Zuordnung der PV-Anlagen und der PEVs zu den Netzknoten erfolgt stochastisch. Die Netzknoten sind untereinander mit Kabeln des Typs NAYY-J mit einem Leiterquerschnitt von 150 mm² verbunden.

Für den Untersuchungsfall wird davon ausgegangen, dass der Verteilnetzbetreiber zur Umsetzung der Investition 40 % Eigenkapital einsetzt, dass mit 6,91 % (vor Steuer) verzinst wird (BNetzA 2016). Das restliche Fremdkapital wird mit 2,72 % verzinst (nach § 7 S. 7 StromNEV). Mit dem Mischzinssatz werden hier

⁸ Siehe Wietschel et al. (2012), Frenzel et al. (2015), Figenbaum et al. (2016).

die Kapitalkosten auf 40 Jahre verteilt, da dies die minimale regulatorische Abschreibungsdauer für diese Kabel ist (siehe StromNEV, Anlage 1).

4.3 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzentgelte

4.3.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf Netzinvestitionsbedarf

Für den betrachteten, nicht optimierten, Untersuchungsfall besteht bei einer sehr geringen Ladeleistung von 3,7 kW der Elektrofahrzeuge kein Investitionsbedarf in das Niederspannungsnetz. Bei höheren Ladeleistungen ergibt sich für alle betrachteten EV-Durchdringungen ein Investitionsbedarf für das betrachtete Netzgebiet von 61.000 – 65.000 Euro (siehe Abbildung 12). Dies bedeutet Investitionen von 1.800 Euro (30 % Durchdringungsrate EV) bis 10.900 Euro (5 % Durchdringungsrate EV) pro im Netz befindlichen Elektrofahrzeug. Dass der Ausbaubedarf bei höheren Durchdringungsraten nicht steigt, ist begründet durch die steigenden Durchmischungseffekte bei einer höheren Anzahl Elektrofahrzeugen im Netz und die somit, wie in Abbildung 10 beschriebene, sinkende Gleichzeitigkeit.

Im Szenario mit gesteuerten Ladezeitpunkten ergibt sich für keine der untersuchten Varianten ein Ausbau- und somit Investitionsbedarf in das betrachtete Verteilnetz (siehe Abbildung 12).

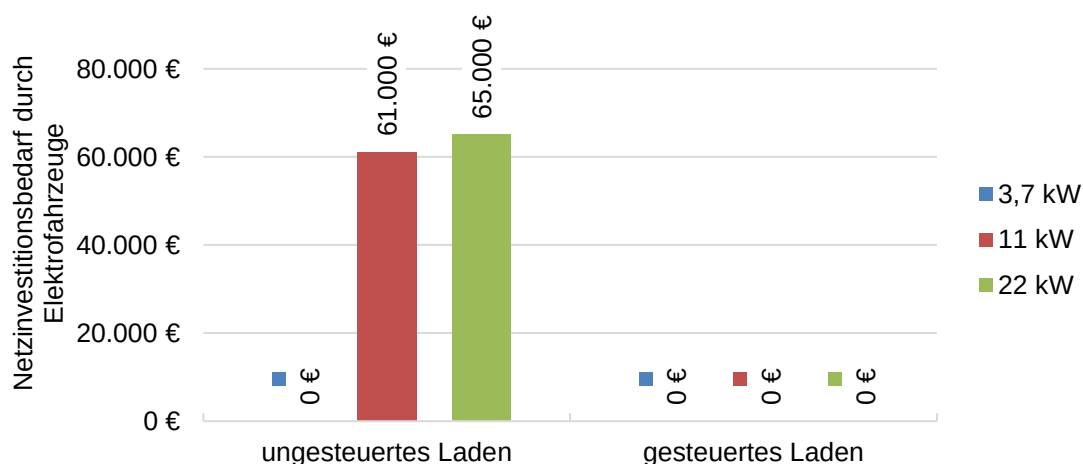


Abbildung 12: Investitionsbedarf für das Netz aus Abbildung 11 in Abhängigkeit der Elektrofahrzeugdurchdringung und der Ladeleistung der Fahrzeuge

Es lässt sich festhalten, dass eine niedrige Ladeleistung (3,7 kW) oder gesteuertes Laden für das gewählte Beispielnetz eine Investition in das Niederspannungsnetz vermeiden können.

4.3.2 Der Einfluss zusätzlicher Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge auf die Refinanzierung bestehender Netzinfrastuktur

Die sich durch Netzausbau ergebenden Investitionen im Niederspannungsnetz werden zum Großteil über einen Arbeitspreis pro Kilowattstunde, welcher anhand des Jahresstromverbrauchs ermittelt wird, auf die Letztverbraucher der Niederspannung im Verteilnetz umgelegt (spezifische Netzentgelte). Trotz möglicher höherer Investitionen in die Verteilnetze führt eine höhere Netzauslastung zur Senkung der Netzentgelte, weil diese auf eine größere Entnahmemenge verteilt werden. Es besteht nach § 14a EnWG die Möglichkeit, für Elektrofahrzeuge spezifische Netzentgelte anzubieten. Diese Option wird in der folgenden Analyse nicht berücksichtigt.

Für den in Abschnitt 4.2 definierten Untersuchungsfall tritt eine zusätzliche Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge von 13.800 kWh/a am Netz auf, falls 5 % aller Fahrzeuge Elektrofahrzeuge sind. Im Fall, dass 20 % aller Fahrzeuge elektrisch betrieben werden, steigt die Stromnachfrage um 50.500 kWh/a. Bei einer sehr hohen Durchdringung (30 % aller Fahrzeuge sind EVs) werden 77.800 kWh/a zusätzlich aus dem Netz benötigt. Da, wie in Kapitel 1 beschrieben, ein hoher Anteil der Netzkosten fixe Kosten sind und der variable Anteil nur sehr gering ist, führt eine höhere Auslastung der Netze zu sinkenden spezifischen Netzentgelten.

Die sich für den betrachteten Untersuchungsfall aus der Kombination der höheren Netzauslastung sowie des benötigten Netzausbaus durch Elektrofahrzeuge ergebenden geänderten spezifischen Netzentgelte sind in Abbildung 13 dargestellt.

Da bei einer Ladeleistung von 3,7 kW im betrachteten Netz kein Ausbaubedarf besteht, ergeben sich für diesen Fall in beiden Szenarien für alle EV-Durchdringungsraten sinkende spezifische Netzentgelte von 3 % bei einer Durchdringung von 5 % EV bis zu 14 % bei einer Durchdringung von 30 % EV. Dieselben Werte ergeben sich für das Szenario mit optimierten Ladezeitpunkten, da auch hier – für alle betrachteten Sensitivitäten – kein Ausbaubedarf besteht. Im Fall des ungesteuerten Ladens steigen die Netzentgelte bei einer Durchdringung von 5 % EV und einer Ladeleistung von 11 kW um 1 % an. Bei einer Ladeleistung von 22 kW kann ebenfalls eine Erhöhung um 1 % beobachtet werden. Steigt der Anteil der Elektrofahrzeuge auf 10 %, so sinken die spezifischen Netzentgelte für 11 kW und 22 kW um 2 % bzw. 1 % gegenüber dem Ausgangswert. Für die betrachteten höheren Durchdringungsraten sinken die Netzentgelte mit steigendem

Anteil von Elektrofahrzeugen im Netz um bis zu 11 % (Ladeleistung 11 kW), da nun die verbesserte Netzauslastung gegenüber den Netzinvestitionen überwiegt.

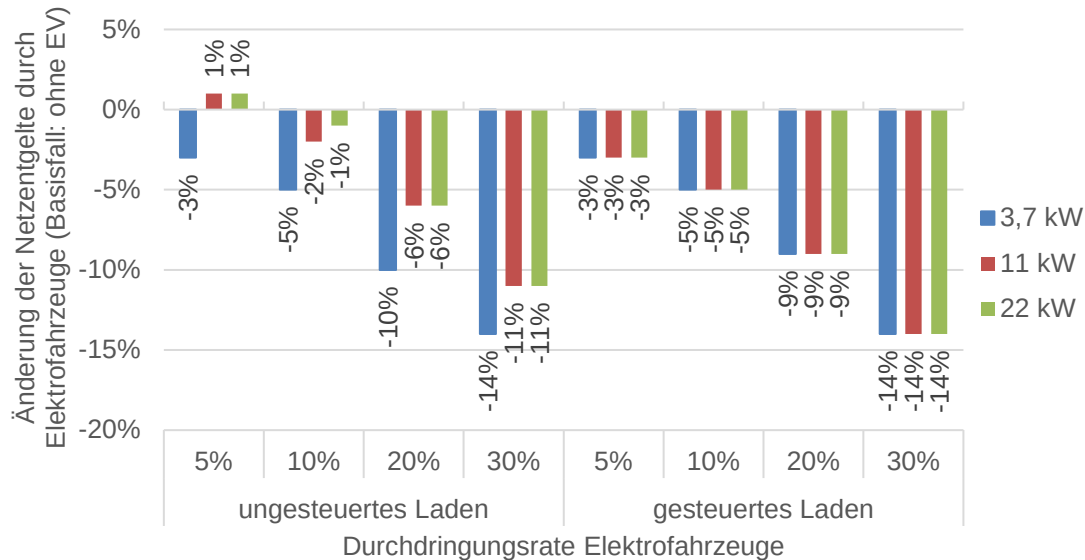


Abbildung 13: Einfluss der zusätzlichen Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge auf Netzentgelte in einem vorstädtischen Netz

Somit lässt sich für den untersuchten Fall bilanzieren, dass die spezifischen Netzentgelte, die aktuelle Regulierung vorausgesetzt, durch die Elektromobilität in fast allen Fällen deutlich sinken.

Durch die sinkenden Netzentgelte zahlen alle Haushalte ohne Elektrofahrzeuge auch in der Summe einen niedrigeren Betrag für Strom. Haushalte mit Elektrofahrzeugen benötigen zwar deutlich mehr Strom mit entsprechenden Auswirkungen auf die Höhe der Stromrechnung, aber auch sie profitieren von niedrigeren Strompreisen.

4.4 Diskussion der Effekte

Elektrofahrzeuge führen zu einer veränderten Stromnachfrage in elektrischen Netzen. Dies kann, abhängig von der Zahl der Elektrofahrzeuge, zu hohen Lastspitzen führen, auf die die Netze ursprünglich nicht ausgelegt wurden. Als Folge der hohen Lastspitzen kann daher ein zusätzlicher Netzinvestitionsbedarf entstehen, der wiederum über Netzentgelte refinanziert wird. Durch gesteuerte Ladezeiten können die sich ergebenden Lastspitzen verringert und somit der Netzausbaubedarf reduziert oder sogar vermieden werden.

Die zusätzliche Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen führt jedoch auch dazu, dass elektrische Netze, in die kapitalintensiv investiert wurde, besser ausgelastet werden können. Falls durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen keine zusätzlichen Netzkosten entstehen, verändern sich die absoluten Netzkosten zunächst nicht. Gleichzeitig sinken die spezifischen Netzentgelte durch die erhöhte Stromnachfrage aufgrund der Elektrofahrzeuge, da die Verteilungsgrundlage für die Netzkosten größer wird. Die dargestellte Analyse stellt ein typisches vorstädtisches Netz dar. Eine Übertragung auf alle Verteilnetze in Deutschland ist daher nur mit einem entsprechenden Vorbehalt zu machen, da sich die Netzstrukturen z. T. sehr deutlich unterscheiden.

4.5 Vergleich der Ergebnisse mit anderen Studien

In letzter Zeit haben Studien den möglichen Einfluss von Elektromobilität auf den Netzausbau in Deutschland analysiert.

Diese Studien weisen i. d. R. einen unterschiedlichen methodischen Ansatz und unterschiedliche Verteilnetzauslegungen bzw. Versorgungsgebiete sowie Marktdurchdringungsraten von Elektrofahrzeugen auf. Nobis (2016) kommt bei seinen Analysen zum Fazit, dass bei einer Beschränkung der Ladeleistungen zu Hause auf 3 kW selbst bei einer Marktdurchdringung mit EV von 100 % i. d. R. keine Probleme mit den Ortsnetztransformatoren auftreten werden. Geringere Marktdurchdringungen erlauben eine deutlich höhere Ladeleistung. Die positive Rolle einer Blindleistungsregelung für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen wird hervorgehoben.

In Lui (2018) wird als ein Fazit gezogen, dass generell das deutsche Mittelspannungsnetz und die untergeordneten Niederspannungsnetze in der Kleinstadt gut genug ausgelegt sind. Somit verursachen die Elektrofahrzeuge hier kaum technische Probleme. Bei Vorhandensein von Schwachstellen in Netzen innerhalb einer Großstadt und eines ländlichen Gebiets sollten gegebenenfalls Netzverstärkungsmaßnahmen zum Einsatz kommen. Bei einer Überlastung des Ortsnetztransformators wird dessen jährlicher Lebensdauerverbrauch deutlich erhöht. Dies kann allerdings nur dann unterdrückt werden, wenn die Batterien der Elektrofahrzeuge gesteuert geladen werden können.

In Oliver Wyman (2018) wird darauf verwiesen, dass eine Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen dazu führt, dass bis 2030 kaum Netzinvestitionen in Deutschland notwendig werden, selbst wenn höhere Marktdurchdringungsraten von Elektrofahrzeugen unterstellt werden.

Somit bestätigen die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit die Ergebnisse von anderen aktuellen Studien zum Ausbaubedarf von Stromnetzen. Ergänzend zu den Ergebnissen dieser Studien betrachtet die hier vorliegende Arbeit auch die Effekte, die sich durch die Elektromobilität auf die Netzentgelte ergeben. Neben kostensteigernden Wirkungen durch notwendige Investitionen können sich auch spezifische Kostensenkungen ergeben, wenn die Auslastung der Netze erhöht wird. Nach Wissen der Autoren ist dieser Effekt bisher wenig in Studien untersucht worden.

5 Gesamtbetrachtung des Einflusses auf die Haushaltstrompreise

5.1 Netzentgelte und Stromgestehungskosten

Im Rahmen dieser Studie werden mehrere Effekte unter Berücksichtigung des aus der unterstellten Ladeleistung resultierenden Ladeverhaltens untersucht. Auf Seiten der Netze wird unter Beachtung des Anteils von Elektrofahrzeugen innerhalb des beschriebenen Netzgebiets zusätzlich betrachtet, inwieweit die Diffusion von Elektrofahrzeugen die Entwicklung der Netzentgelte bedingt. Im Hinblick auf die Stromgestehungskosten wird analysiert, wie die zusätzliche elektrische Last durch Elektrofahrzeuge die stündlichen Stromgestehungskosten beeinflusst. Beide Aspekte, die Gestehungskosten sowie die Ausgaben für Netzausbau, wurden sowohl für ungesteuertes als auch für gesteuertes Laden quantifiziert. Zum Vergleich der Effekte wird die Änderung des Strompreises in Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh) für Haushaltskunden berechnet⁹. Während die Stromgestehungskosten durch die zusätzliche Stromnachfrage der Elektromobilität in allen Szenarien steigen, führt die Diffusion von Elektrofahrzeugen bereits bei einer geringen Durchdringung ($\geq 5\%$) lokal zu sinkenden Netzentgelten. Insgesamt ist der Anstieg der Stromgestehungskosten, im Detail dargestellt in Abschnitt 3.5, bei einem Elektrofahrzeuganteil über 10 % geringer, als die Veränderung der

⁹ Hierbei werden neben Stromgestehungskosten und Netzentgelten auch die sonstigen Strompreisbestandteile miteinbezogen. Grundsätzlich wird von einer ausschließlichen Beschaffung am Spotmarkt, d. h. zu den berechneten Stromgestehungskosten, ausgegangen. Dabei wird eine EEG-Umlage von 6 ct/kWh verwendet. Für Vertriebskosten und Gewinn der Stromerzeugung wird von 1,86 ct/kWh ausgegangen. Dies entspricht dem Mittel der für die Jahre 2010 – 2013 für Haushaltskunden angenommenen Kosten für Vertrieb (Energy Brainpool (2013). Alle weiteren Preisbestandteile sowie die Stromsteuer sind BNetzA (2016) entnommen und werden als konstant angenommen.

Netzentgelte (siehe hierzu Abbildung 14). Dadurch werden die steigenden Stromgestehungskosten bereits bei geringer lokaler Durchdringung durch die sinkenden Netzentgelte überkompensiert. Die Ausgaben für Strom von Haushalten ohne Elektrofahrzeug sinken daher bereits bei geringer Durchdringung von Elektrofahrzeugen um bis zu 3,7 %. Lediglich bei einer lokal geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen ist mit einer relativen Steigerung des Strompreises zu rechnen.

Insgesamt zeigt sich, dass die Durchdringungsrate von Elektrofahrzeugen einen bedeutenden Faktor für die Entwicklung des Strompreises darstellt. In diesem Zusammenhang muss betont werden, dass die Gesamtjahresstromnachfrage der Elektromobilität in allen betrachteten Szenarien konstant bleibt. Die Durchdringungsrate wird lediglich lokal im betrachteten Verteilnetzgebiet variiert. Aus Abbildung 14 geht zudem hervor, dass die Reduktion des Haushaltsstrompreises (bei einer Durchdringung $\geq 20\%$) im 11 kW-Szenario bei ungesteuertem Laden am geringsten und im Falle von Lastmanagement am stärksten ist. Dieser Effekt, auf den bereits in Abschnitt 3.5 eingegangen wird, ist auf das Ladeprofil der Elektrofahrzeuge in den jeweiligen Szenarien zurückzuführen.

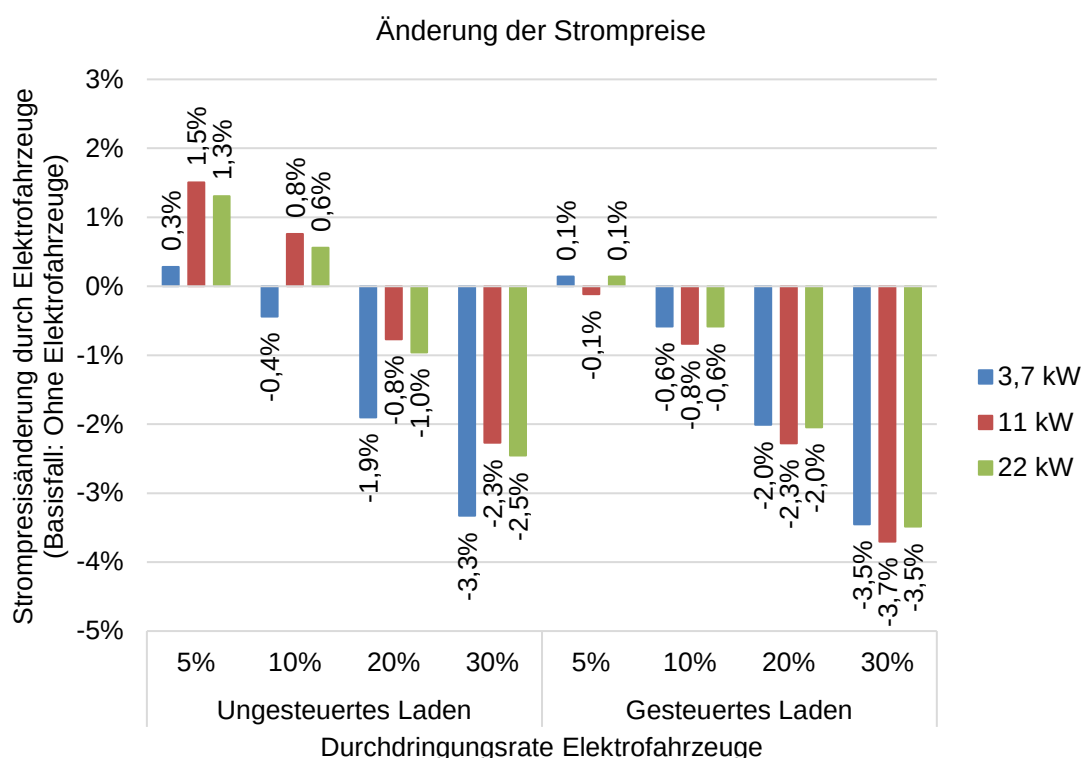


Abbildung 14: Gesamtänderung der Strompreise für Haushaltskunden, für gesteuertes/ungesteuertes Laden

Hervorzuheben ist, dass das Lastmanagement von Elektrofahrzeugen mit dem Ziel der Residuallastglättung auf nationaler Ebene durchgeführt wurde, wobei Anreiz- oder Engpasssignale aus dem betrachteten Verteilnetz nicht berücksichtigt wurden. Dennoch zeigen die Ergebnisse, dass die Laststeuerung zu einem netzdienlichen Verhalten der Elektrofahrzeuge führt.

5.2 Diskussion

In dieser Arbeit wurde der Einfluss der beiden wichtigen Preisbestandteile für den Haushaltsstrompreis, die Netzentgelte auf dem Niederspannungsnetz sowie die Strombeschaffungskosten analysiert. Die Netzentgelte auf den höheren Spannungsebenen wurden nicht untersucht, sie liegen aber auch deutlich unter denen des Niederspannungsnetzes. Die EEG-Umlage zur Finanzierung des Ausbaus von Erneuerbaren hat ebenfalls einen großen Einfluss (siehe Abbildung 1) und auch sie kann durch die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen deutlich beeinflusst werden. Auf der einen Seite wird es einen deutlich dämpfenden Effekt geben, weil die Umlage dann auf eine deutlich größere Menge an Strom umgelegt wird. Auf der anderen Seite müssen zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele aufgrund der steigenden Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge mehr Erneuerbare zugebaut werden. Dies könnte zu steigenden Grenzkosten führen. Welcher der beiden gegenläufigen Effekte überwiegt, konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht werden.

Die anderen Preisbestandteile des Stroms für Haushaltskunden dürften durch die Elektromobilität weniger tangiert werden.

Bei einer Gesamtbetrachtung aller Effekte der Elektromobilität müsste eine weit- aus umfassendere Betrachtung angestellt werden. So sind beispielsweise auch die Effekte durch den Rückgang der Benzin- und Dieselnachfrage einschließlich der hieraus resultierenden Verluste bei den Steuereinnahmen zu kalkulieren. Dies schließt auch Betrachtungen wie den Rückgang an Exportausgaben für Erdöl und die zusätzlichen Gewinne an Wertschöpfung und Steuereinnahmen durch die zusätzliche Stromproduktion in Deutschland ein. Auch müssten die Effekte durch die geänderte Wertschöpfung in der Automobilproduktion betrachtet werden.

Eine derartige Gesamtbetrachtung ist komplex und wird im Rahmen dieser Studie nicht vorgenommen. Verwiesen wird aber darauf, dass eine Analyse von ganzheitlichen Studien zeigt, dass kein einheitliches Bild hierzu gezeichnet wird und dass die Effekte stark von verschiedenen Annahmen determiniert werden.

Allerdings kommt die Mehrheit der Studien zu dem Fazit, dass die volkswirtschaftlichen Effekte der Elektromobilität auf Deutschland eher positiv sein könnten (siehe Wietschel et al. (2017) und European Climate Foundation (2017)).

6 Zusammenfassung, Schlussfolgerungen und weitere Forschungsfragen

Die Studie untersucht den möglichen Einfluss von Elektrofahrzeugen auf den Haushaltsstrompreis in Deutschland. Die beiden großen Einflussfaktoren auf den Strompreis, die Preise durch die Strombeschaffung auf dem Strommarkt sowie die Netzentgelte, werden detailliert für das Jahr 2030 untersucht. Die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten werden dabei mit einem stundenbasierten Kraftwerkseinsatzmodell quantifiziert. Der Einfluss auf die Netzentgelte wird über eine Lastflussrechnung in einem typischen vorstädtischen Netzgebiet für Deutschland untersucht.

Als wesentliches Ergebnis der Berechnungen zu den Stromgestehungskosten lässt sich festhalten, dass die neue Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen dazu führt, dass Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten eingesetzt werden müssen. Durch ein gesteuertes Beladen von Elektrofahrzeugen in Zeiten niedrigerer Stromnachfrage könnten diese Mehrkosten allerdings merklich abgesenkt werden.

Im Bezug zu den Berechnungen zum Stromverteilnetz ergibt sich, dass relevante zusätzliche Netzinvestitionen durch Elektrofahrzeuge für das untersuchte Versorgungsgebiet nur dann anfallen, wenn eine hohe Ladeleistung (11 kW und mehr) mit ungesteuertem Laden zusammen anfällt. Wenn man das Laden der Elektrofahrzeuge steuert, fallen bei einer Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen bis zu 30 % keine zusätzlichen Netzinvestitionen in den untersuchten Fällen an. Dieses Ergebnis bestätigt damit Ergebnisse aus anderen Studien. Einschränkend muss man allerdings festhalten, dass die Verteilnetze in Deutschland sehr unterschiedlich ausgestaltet sind und es in Einzelfällen deshalb durchaus zu höheren Netzinvestitionen durch Ladevorgänge von Elektrofahrzeuge kommen kann.

Nach Wissen der Autoren wird in der Studie erstmalig der Effekt einer Marktdurchdringung auf die Netzentgelte, die den größten Anteil an den Strompreisen von deutschen Haushalten ausmachen, untersucht. Durch den höheren Stromabsatz durch Elektrofahrzeuge wird das Stromnetz deutlich besser ausgelastet.

Auf Basis der aktuellen Stromnetzregulierung, können die durchschnittlichen spezifischen Strompreise von Haushalten hierdurch zum Teil (gegenläufig zum Effekt bei den Stromgestehungskosten) deutlich gesenkt werden.

Nimmt man beide Effekte zusammen, so überwiegen i. d. R. die entgeltensenkenden Effekte der Netzentgelte und in der Summe können je nach unterstelltem Fall die spezifischen Strompreise für deutsche Haushalte um bis zu 4 % im günstigsten Fall gesenkt werden. Dies mag man als nicht sehr relevant einordnen, aber im Rahmen der öffentlichen Diskussion, in welcher häufig warnend auf die möglichen hohen Netzinvestitionen durch Elektrofahrzeuge verwiesen wird, kann die Studie zur Versachlichung der Diskussion beitragen.

Als Handlungsempfehlung an die Politik lässt sich folgern, dass ein gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen durch einen entsprechenden Ordnungsrahmen unterstützt und angereizt werden sollte. Auch kann bei einer höheren Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen die Begrenzung der Ladeleistung auf 11 kW sinnvoll sein. Wie Untersuchungen zeigen, haben höhere Ladeleistungen zu Hause i. d. R. kaum einen positiven Effekt auf die Fahrleistung von Elektrofahrzeugen, wodurch eine Begrenzung der Ladeleistung die Mobilität der Fahrzeugnutzer so gut wie nicht einschränkt. Zu überlegen wäre auch, ob eine hohe Ladeleistung (22 kW und mehr) von Haushalten mit Elektrofahrzeugen, die zu höheren Netzinvestitionen führt, über das übliche Umlagesystem von allen Haushalten getragen werden sollte. Alternativ kann man darüber nachdenken, ob diese nicht alleine von den Elektrofahrzeugnutzern zu tragen wären. Dabei sind Abwägungen bezüglich möglicher Auswirkungen auf den Markthochlauf von Elektrofahrzeugen einzubeziehen.

Wichtig ist weiterhin, dass bei der Strompreisregulierung die möglichen positiven Effekte der Elektromobilität berücksichtigt werden und so die möglichen Preissenkungen des Haushaltsstrompreises in Deutschland durch die Elektromobilität erreicht werden können.

Künftige Untersuchungen sollten auch die Effekte von Elektrofahrzeugen auf die elektrischen Übertragungsnetze sowie die möglichen Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die EEG-Umlage mit einbeziehen. Weiterhin bieten sich ergänzende Untersuchungen zu Verteilnetzen an, weil diese sehr heterogen sind und die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen deshalb sehr unterschiedlich sein können. Weiterhin kann ein Untersuchungsgegenstand sein, wie sich mögliche Änderungen bei der Ausgestaltung der Netzentgelte auswirken würden. Dies kann sich beispielsweise auf spezielle Netzentgelte für Elektrofahrzeuge beziehen, die

unter denen der regulären Netzentgelte liegen, oder eine Umstellung der Netznutzungsgebühren in Richtung einer Finanzierung über die Leistung und nicht mehr über die gelieferte Strommenge.

Eine weitere Fragestellung, die hier nicht untersucht wurde, sind die Auswirkungen der Nutzung von öffentlichen Schnelladesäulen auf die elektrischen Verteil- und Übertragungsnetze.

7 Quellen

- AGEB (2017): Energieverbrauch in Deutschland in Jahr 2016. Download vom 10.11.2018: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&file-Name=ageb_jahresbericht2016_20170301_interaktiv_dt.pdf
- BDEW (2018): Strompreisanalyse Mai 2018 für Haushalte und Industrie. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Download vom 09.06.2018: https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf.
- BDI (2018): Klimapfade für Deutschland. Boston Consulting Group, Prognos. Studie im Auftrag des BDI.
- Boßmann, Tobias (2015): The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe.
- Bundesnetzagentur (2016): Beschluss – BK4-16-160 – Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen nach §7 Abs. 6 StromNEV.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2017): Monitoringbericht 2017. Download vom 29.10.2018. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2016. Download vom 29.03.2017. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Capros, P.; De Vita, A.; Tasios, N.; Siskos, P.; Kannavou, M.; Petropoulos, A.; Evangelopoulou, S.; Zampara, M.; Papadopoulos, D.; Nakos, Ch.; Paroussos, L.; Fragkiadakis, K.; Tsani, S.; Karkatsoulis, P.; Höglund-Isaksson, L.; Winiwarter, W.; Purohit, P.; Gomez-Sanabria, A.; Frank, S.; Kesting, M. (2016): EU Reference scenario 2016 – Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2030. doi: 10.2833/001137.
- dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH; Hrsg.) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie).
- Deutsche Bundesbank (2018): "Zeitreihe BBK01.WU0017: Umlaufrenditen inländischer Inhaberschuldverschreibungen / Insgesamt / Monatsdurchschnitte. URL: https://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Zeitreihen_Datenbanken/Makrooekonomische_Zeitreihen/its_details_value_node.html?tsId=BBK01.WU0017 (abgerufen am: 29.05.2018)
- ef.Ruhr GmbH (2017) (Hrsg.): Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg. Dortmund, 2017.
- Eisenmann, C. (2018): Mikroskopische Abbildung von Pkw-Nutzungsprofilen im Längsschnitt. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie.

- Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Agora Energiewende. Download am 30.07.2018. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/Zusammenhang-Stromboersen-Preise-Endkundenpreise/Agora_Studie_Stromboersen-Endkundenpreise_EnergyBrainpool_V1-1-28032013.pdf.
- ene't Netznutzung Strom – ene't GmbH (2016): URL: <https://www.enet.eu/portfolio/marktdaten/netznutzung-strom>.
- ENTSOE (2017): Consumption Data. European Network of Transmission System Operators for Electricity. Download am 31.01.2018. Online verfügbar unter <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>.
- Figenbaum, E; Kolbenstvedt, M. (2016): Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users – Results from a survey of vehicle owners. TØI Report 1492/2016
- Frenzel, I. et al. (2015): Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland – Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung. DLR Institut für Verkehrsforschung.
- Funke, S. Á. (2018): Techno-ökonomische Gesamtbewertung heterogener Maßnahmen zur Verlängerung der Tagesreichweite von batterieelektrischen Fahrzeugen. Dissertation, Universität Kassel.
- Gnann, T. (2015): Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure. Dissertation. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag. <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-364342.html>
- Gnann, T.; Plötz, P.; Globisch, J.; Schneider, U.; Dütschke, E.; Funke, S. Wietschel, M.; Jochem, P.; Heilig, Mi.; Kagerbauer, M.; Reuter-Oppermann, M. (2017): Öffentliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Ergebnisse der Profilregion Mobilitätssysteme Karlsruhe. Fraunhofer-ISI: Karlsruhe
- Gnann, T.; Klingler, A.; Kühnbach, M. (2018): The load shift potential of plug-in electric vehicles with different amounts of charging infrastructure, Journal of Power Sources, Vol 390, p. 20-29, doi: 10.1016/j.jpowsour.2018.04.029.
- Hardman, S.; Jenn, A.; Tal, G.; Axsen, J.; Beard, G.; Daina, N.; Figenbaum, E.; Jakobsson, N.; Jochem, P.; Kinnear, N.; Plötz, P.; Pontes, J.; Refa, N.; Sprei, F.; Turrentine, T.; Witkamp, B. (2018): A review of consumer preferences of and interactions with electric vehicle charging infrastructure. In Transport Reserach Part D. (2018), 508 -523.
- IEA (2017): Energy Technology Perspectives 2017. International Energy Agency (IEA), Paris.
- Lui, L. (2018): Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze, Technische Universität Darmstadt, Dissertation.
- Marwitz, S. (2018): Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze. Dissertation. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag. <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/N-494224.html>.
- Marwitz, S.; Olk, C. (2018): Extension Algorithm for Generic Low-Voltage networks. Journal of Physics: Conference Series 977 012006, doi: 10.1088/1742-6596/977/1/012006

- Michaelis, Julia (2018): Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsbewertung von Betriebskonzepten für Elektrolyseure in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Stuttgart: Fraunhofer Verlag (ISI-Schriftenreihe Innovationspotenziale).
- Nobis, P.R.R. (2016): Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation.
- Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Zusammenfassung des 2. Endberichts. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2441/2015-598-de.pdf>, zuletzt aufgerufen am 15.02.2017.
- Öko-Institut et al. (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, durchgeführt von Kasten, P.; Mottschall, M.; Köppel, W.; Degünther, Ch.; Schmied, M.; Wüthrich, Ph. Öko-Institut e.V., DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), INFRAS. Berlin: Öko-Institut
- Pfluger, Benjamin; Tersteegen, Bernd; Franke, Bernd; Bernath, Christiane; Boßmann, Tobias; Deac, Gerda et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Download am 21.01.2018. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Plötz, P.; Gnann, T.; Kühn, A.; Wietschel, M. (2013): Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge. Studie im Auftrag der acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und der Arbeitsgruppe 7 der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe.
- Plötz, P.; Gnann, T.; Wietschel, M. (2014): Modelling market diffusion of electric vehicles with real world driving data — Part I: Model structure and validation Elsevier, Ecological Economics Vol 107, Nov 2014, pages 411-421.
- Robinius, M.; Linßen, J.; Grube, Th.; Reuß, M.; Stenzel, P.; Syranidis, K.; Kuckertz, P.; Stolten, D. (2018): Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 408. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Vahlenkamp, T.; Ritzenhofen, I.; Gersema, G.; Engel, H.; Beckmann, N. (2018): Energiewende-Index: Die Verkehrswende kommt – eine Herausforderung vor allem für die Verteilnetze. McKinsey-Studie, et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 9/2018.
- Verein Deutscher Ingenieure VDI (Hrsg.) (2008): VDI 4655:2008-05 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Beuth Verlag, Berlin.
- Wietschel, M. et al. (2012): Kaufpotenzial für Elektrofahrzeuge bei sogenannten „Early Adoptern“. Studie für das BMWi. Fraunhofer ISI, IREES.

- Wietschel, M.; Thielmann, A.; Plötz, P.; Gnann, T.; Sievers, L.; Breitschopf, B.; Doll, C.; Moll, C. (2017): Perspektiven des Wirtschaftsstandorts Deutschland in Zeiten zunehmender Elektromobilität. Working Paper Sustainability and Innovation No. S 09/2017. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: Karlsruhe.
- Oliver Wyman (2018): Blackout – Elektromobilität setzt Netzbetreiber unter Druck. TU München.



Autorinnen und Autoren

Martin Wietschel, Matthias Kühnbach, Judith Stute, Till Gnann, Simon Marwitz,
Marian Klobasa

Fraunhofer ISI
Competence Center Energietechnologien und Energiesysteme

Kontakt: Martin Wietschel

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Breslauer Str. 48

76139 Karlsruhe

E-Mail: martin.wietschel@isi.fraunhofer.de

www.isi.fraunhofer.de

Karlsruhe, November 2018

Working Paper Sustainability and Innovation
No. S 20/2018



Mark Olsthoorn
Joachim Schleich
Katharina Wohlfarth
Marian Klobasa

How much load flexibility can a euro buy?

Findings from a choice experiment with
companies in the German commerce and
services sector

Abstract

Demand-side load management is considered a cost-efficient solution for accommodating growing shares of intermittent renewable electricity production. Here, we use double-bounded dichotomous choice (DBDC) contingent valuation (CV) to estimate the effectiveness of a subsidy for companies to make available their HVAC and cooling systems for automated load management. Our sample includes 1131 companies in the German commerce and services sector with ≥ 10 employees of which we elicit the willingness to accept (WTA) automated load management in exchange for an annual subsidy payment. To our knowledge, our study is the first CV study on load management among companies.

Key words: load management, demand response, subsidies, contingent valuation

Table of Contents	Page
1 Introduction.....	1
2 Methodology.....	3
2.1 Analytical model of subsidy effectiveness	3
2.2 Survey.....	5
2.3 Choice experiment.....	7
2.4 Econometric model	10
2.5 Data	12
2.5.1 Choices.....	12
2.5.2 Covariates.....	14
3 Results.....	16
3.1 Econometric results for reservation subsidy levels	16
3.2 Econometric results for determinants of the reservation subsidy.....	17
3.2.1 HVAC.....	17
3.2.2 Cooling.....	19
3.3 Subsidy effectiveness simulations	22
4 Discussion and conclusions.....	25
4.1 Findings	26
4.2 Limitations.....	27
4.3 Implications	27
References.....	28

1 Introduction

Demand-side load management is considered a key and cost-efficient strategy to help integrate fluctuating renewable energy sources into the electricity system and thus to meet climate and energy security targets in many countries (e.g. Barton et al. 2013; Siano 2014). For example, the energy “Winter Package” proposed by the European Commission in 2016 also highlights the importance of load management while generally foreseeing a more active role for consumers to play in the future electricity market (EC COM(2016) 864 final 2). The value of load management will be particularly high at times when the feed-in from renewables is low while electricity demand is high, and when the feed-in from renewables is high but electricity demand is low. Load flexibility potentials may be offered at the spot or the balancing markets. Special importance is also given to the building sector, where users should be encouraged to use ICT and smart technologies to ensure an efficient operation of the building (EC COM(2016) 765 final).

Supply of such flexible loads may be incentivized via time-of-use (TOU) pricing, i.e. dynamic pricing, real time pricing or critical peak pricing (CPP). With CPP, customers receive prior notice when they will face particularly high prices during certain times of some days. Thus, CPP provides particular incentives to shift loads. TOU pricing involves voluntary demand responses and has mostly been studied for the residential sector¹. In contrast, with controllable demand response such as direct load control and interruptible load programs, customers allow their system operator to automatically curtail their electricity demand under certain, pre-specified conditions. For example, to support the German energy transition (*Energiewende*), which foresees an 80% share of renewable energy sources in the power mix by 2050, the recent Ordinance on Agreements on Sheddable Loads (Sheddable Loads Act, AbLaV 2016) incentivizes electricity consumers to offer their flexible loads.² To qualify, providers of flexible loads have to comply with certain requirements such as a prequalification of the flexible appliances and minimum bids. Thus, only large companies are currently

¹ For an overview see Faruqui and Sergici (2010). The empirical studies analyzing the response of industrial and small commercial electricity usages to TOU pricing include Hirshberg and Aigner (1983), Jessoe and Rapson (2014), Faruqui et al. (2015), and Qiu et al. (2018).

² Accordingly, industrial electricity consumers may receive €500 per MW per day and €400 per MWh offered.

offering loads under this ordinance. While TOU pricing primarily affects the wholesale spot market, load management primarily affects the balancing market.

Several engineering-economic studies have assessed the technical potential for load shift in Germany, thereby typically focusing on electricity-intensive production processes in large manufacturing (e.g. Dena 2010; Apel 2012; Klobasa et al., 2013a; Ausfelder et al. 2018). The findings suggest that these companies may provide flexible loads of up to ca 5 GW, corresponding to ca. 2.5 percent of total installed electricity generation capacity in Germany. Few studies have explored the technical flexibility potential in the commerce and services sector, which contributes to 29% to the electricity consumption in Germany (AGEB, 2015)³. While production processes determine the flexibility potential in the industrial sector, cross-sectional technologies define the load flexibility potential in commerce and services sector. Ventilation, air-conditioning and cooling/freezing services appear to offer the largest potentials for load management (Klobasa 2007; Apel 2012; Gils 2014). So far though, only a small fraction of these technical potentials is realized. Barriers to realization include inadequate regulation (e.g. Rüster et al., 2014), and, especially for the manufacturing sector, the perceived risk of disruption of production operations, negative impacts on product quality, investment costs, and uncertainty about cost savings (Olsthoorn et al. 2015).

For load flexibility from cross-cutting ancillary technologies or for cooling/freezing services, little is known about the potential, its responsiveness to financial incentives, or to particular design features of controllable demand response contracts. Also, no study has yet explored the factors explaining heterogeneity in company response to incentive payments. Aiming to fill this gap, this paper explores the required financial incentives to promote flexibility measures, and how these incentives relate to duration and to the frequency of the measure, whether it can be activated any time or only during agreed-upon times, and how the required incentives vary with company characteristics such as experience with load shift. The flexibility measures considered provide ventilation, air-conditioning, cooling and freezing services in the commerce and services sector.

³ The German energy balances partitions final energy consumption into four end-use sectors: industry, private households, transportation, and the combined commerce and services sector.

Methodologically, our empirical analysis relies on contingent valuation choice experiments carried out in a survey of nearly 1600 companies in Germany in 2017. With the large and fast-growing share of renewable electricity resulting from its *Energiewende*, realizing cost-efficient load flexibility potentials is particularly relevant in Germany (Müller and Möst, 2018). Respondents' choices are used to estimate (for each technology) the probability that companies participate in the proposed load shift measure as a function of the subsidy offered, and to construct curves for the specific subsidy costs – i.e. the costs of load shift (in €/MWh). Further simulations explore the potential of these load shift measures for Germany. Our estimates for the subsidies required to offer demand flexibility are also compared to the prices at the balancing markets, and to the costs of other flexibility options such as battery systems. Thus, our findings are expected to provide tentative guidance for designing efficient controllable demand response programs and to contribute to an overall cost-efficient supply of flexibility options.

The remainder of the paper is organized as follows. Section 2 presents the methodology, describing an analytical model to evaluate the effectiveness of a subsidy policy, the company survey, and the choice experiment. Section 3 presents the results, showing findings for subsidy levels across technologies and for the determinants of the subsidy level. Section 3 also includes simulation analyses on the efficiency of subsidies across technologies and compares findings with prices on the markets for flexibility. Finally, section 4 summarizes and discusses our main findings and identifies policy implications.

2 Methodology

In this section, we first present a simple analytical model for evaluating the effectiveness of a subsidy payment for load shift/curtailment in firms. Then, we describe our survey, the choice experiment, and the econometric model that we employed to estimate the subsidy level and to conduct simulations. Finally, we present the data by including the descriptive statistics of the choice experiment and the firm characteristics used as covariates in our econometric model.

2.1 Analytical model of subsidy effectiveness

The model presented in this section will be parameterized with econometric estimates based on a contingent valuation survey and from information on participants' load flexibility measures elicited from the survey and the literature. Specific cost curves will then be constructed as a function of the subsidy level,

which allows simulating the effects of a subsidy/controllable demand response program for various load shift measures (here: ventilation, air conditioning, cooling and freezing).

For a particular measure, the specific payment c are the subsidy level S per average load shift Δl (curtailment) per adopted measure

$$(1) \quad c = \frac{S}{\Delta l}$$

The total expenditure for payments C is then

$$(2) \quad C = N_{adopt} \times S$$

where N_{adopt} is the total number of firms adopting a particular load management measure if $S > 0$. $N_{adopt} = 0$ if $S = 0$, i.e. we assume that firms would not implement those measures if there was no subsidy payment. This also means that there is no free riding.

We denote the number of adopters as:

$$(3) \quad N_{adopt}(S) = N_{pop} \times b(S), \text{ for } S > 0$$

Where N_{pop} stands for the population of firms, and $b(S)$ is the probability of adoption, i.e. $\Pr(\text{adoption} | S)$; $b(S)$ is a function of the subsidy S with $b'(S) > 0$ (for $S > 0$).

Total program costs are then:

$$(4) \quad C = N_{pop} \times b(S) \times S$$

The load shift potential by all adopters ΔL can be written as:

$$(5) \quad \Delta L = b(S) \times N_{pop} \times \Delta l$$

Note that dividing total costs C , i.e. equation (4), by the total load shifted via the subsidy program ΔL , i.e. equation (5) yields specific subsidy costs c , i.e. equation (1).

As further detailed in section 2.4., we employ a double-bounded willingness-to-accept choice experiment and interval data model estimation to predict the probability of adoption and to estimate $b(S)$.

2.2 Survey

A standardized quantitative survey on companies of the German commerce and service sector was conducted between May and July 2017, with the help of a market research institute (Gesellschaft für Konsumforschung, GfK). Our focus was on companies from the subsectors displayed in Table 1. These account for more than 50% of electricity consumption of the commerce and services sector (Schlomann et al, 2015). In addition, these subsectors avail of large shares of flexible cross-sectional appliances. A total of 1587 companies completed the survey. We made sure to achieve at least 100 responses in each of the subsectors office-type firms, retail/wholesale, and hospitality. Sampling prioritized medium-size and large companies because we expect larger firms to possess most load management potential.

The interviews took about 30 minutes and were conducted with the person in charge of energy issues at each company by trained interviewers via computer assisted telephone interviews (CATI). The items of the survey covered, among others, companies' characteristics, experiences with load management, perception and readiness towards load management, technical information on availability of flexibility options and a hypothetical choice experiment to elicit participants' willingness to participate in a controllable load management program for varying subsidy payments. Before leading the participants to the choice experiment, more general questions about electricity consumption and appliances were asked.

The survey also included a question to rate participating companies' willingness to implement automated load management. Only participants who expressed some willingness to implement (a rating between "maybe" and "definitely yes") were asked to participate in the choice experiment. This left us with 342 companies considered to be "in the market" for automated load management and to respond, with increased probability, from an informed position.

Table 1 shows the structure of our subsample of interested companies compared to the total of Germany. The numbers show that companies from the sectors trade with food and companies including restaurants are overrepresented in our subsample compared to the distribution of companies in Germany.

Table 1: Structure of the subsample in comparison the total in Germany

Sector	Number of employees	Companies in subsample	Share within Subsectors	Companies in Germany (2015)	Share within Subsector	Share in subsample	Share in Germany
Office-type	1 - 9	16	13.6%	1,061,984	93.5%		
	10 - 49	42	35.6%	54,678	4.8%	34.5%	60.3%
	≥ 50	60	50.8%	19,024	1.7%		
Retail food	1 - 9	3	7.9%	60,190	89.7%		
	10 - 49	22	57.9%	5,844	8.7%	11.1%	3.6%
	≥ 50	13	34.2%	1,074	1.6%		
Retail Non-Food	1 - 9	11	36.7%	298,214	92.3%		
	10 - 49	11	36.7%	21,623	6.7%	8.8%	17.2%
	≥ 50	8	26.7%	3,375	1.0%		
Wholesale Food	1 - 9	2	13.3%	17,296	81.7%		
	10 - 49	6	40.0%	3,053	14.4%	4.4%	1.1%
	≥ 50	7	46.7%	831	3.9%		
Wholesale Non-Food	1 - 9	4	14.3%	72,190	79.5%		
	10 - 49	8	28.6%	14,334	15.8%	8.2%	4.8%
	≥ 50	16	57.1%	4,306	4.7%		
Hotel with restaurant	1 - 9	10	20.8%	26,986	86.2%		
	10 - 49	28	58.3%	3,520	11.2%	14.0%	1.7%
	≥ 50	10	20.8%	805	2.6%		
Hotel without restaurant	1 - 9	2	28.6%	16,002	88.1%		
	10 - 49	5	71.4%	2,060	11.3%	2.0%	1.0%
	≥ 50	0	0.0%	103	0.6%		
Restaurants	1 - 9	19	32.8%	185,215	95.1%		
	10 - 49	27	46.6%	8,508	4.4%	17.0%	10.3%
	≥ 50	12	20.7%	1,018	0.5%		
Total		342		1,882,233			

We excluded the smallest category of companies (1-9 employees) from our analyses, because they are considered to have relatively low potential. This improves representation but reduces the subsample to 275 companies.

2.3 Choice experiment

With the subsample of 275 firms, we conducted a choice experiment on automated load management. Each company was asked to answer choice questions regarding two randomly selected technologies from a set of six with potential flexibility: ventilation, air conditioning, refrigeration, freezing, heat pump, cogeneration. If a company did not avail of a selected technology, the observation was recorded as missing.

Table 2 shows how many of the eligible companies responded by technology. Of the 275 eligible companies, 34 did not have any of the two randomly selected technologies and 112 availed of only one of the two. Very few companies appeared to have a heat pump or a cogeneration installation. The small number prohibits application of econometric analysis to those two technologies, which is why they are excluded from our analyses. That leaves us with 237 companies that participated in the choice experiment for at least one of four technologies: ventilation, air conditioning, cooling, and freezing.

Table 2: Distribution of eligible, responding companies across combinations of technologies.

<i>1st technology</i>	<i>2nd technology</i>						Total
	Air con- ditioning	Refrige- ration	Freezing	Heat pump	Cogene- ration	None	
Ventilation	46	32	11	1	5	18	113
Air conditioning	0	15	6	2	5	50	78
Refrigeration	0	0	34	0	5	6	45
Freezing	0	0	0	0	1	0	1
Heat pumps	0	0	0	0	0	1	1
Cogeneration	0	0	0	0	0	3	3
None	0	0	0	0	0	34	34
Total	46	47	51	3	16	112	275

For each type of measure the structure of our choice experiment questions is outlined in Figure 2. The choice experiment design is similar to Alberini and Bigano (2015) and Olsthoorn et al. (2017) to analyze rebates and free riding, respectively, in the context of heating system replacement by private households.

The experiment part of the survey first described a hypothetical load curtailment measure. Respondents were asked to imagine that one of the six energy-using

technologies, say the ventilation system, was switched off regularly for a certain period of time. In return the respondents would receive a yearly compensation payment from their electricity provider. To this end, the ventilation system would be equipped with control technology enabling external controlling of the ventilation system. The participating firms were informed that they would not have to bear any of the costs for these control technologies. They were further told that all air quality standards (or equivalent for other applications) would be met, but that tolerance levels would be exploited more flexibly. The firms were assured that, in case of need, they would be able to take back control over their systems at any time. In this case, compensation payment would be adjusted downward pro rata. The subsidy is therefore assumed to reflect respondents' perceived net costs of shifting these loads.

To contain a potential hypothetical bias, we used a cheap talk design. Prior to making their choices, respondents were told that people in general respond differently when asked to make hypothetical choices. They were asked to put themselves into the situation of their firm when answering to the subsequent questions.

The choice experiment proposed a load curtailment measure which was characterized by a given *frequency* and a given *duration* in addition to a given annual *payment*. *Frequency* referred to the number of times (per day or week) the measure would be implemented. *Duration* referred to the length (in minutes) the measure would be effective if implemented. In addition, any load curtailment was either restricted to agreed time slots only or could be activated any time.⁴ Table 3 shows the levels of the attribute for each application.

Table 3: Attribute levels by application

Attribute	Ventilation	Air conditioning	Refrigeration	Freezing
Payment (Euros)	250/500/1000/1500/ 2500	250/500/1000/1500/ 2500	500/1000/2000/ 4000/8000	500/1000/2000/ 4000/8000
Frequency	2 times daily / daily / weekly			
Duration (minutes)	30 / 60 / 90			
Time constraint	Can be activated any time / at agreed time slots only			

⁴ These attributes were identified in the literature as being relevant features of load management options (e.g. Klobasa et al. 2013b).

Since data on the costs of providing flexibility is not available for these measures, they had to be estimated. Regarding the payments, we based our assumption on the findings of a study on load management in the German industry (Klobasa et al., 2013b). Accordingly, to participate in load management measures, companies expect incentive payments corresponding to about 15% of their annual electricity costs. To transfer these findings to our case, we estimated the share of electricity costs of each appliance using the data available on energy consumption of the tertiary sector (Schlomann et al., 2015). For the technologies considered in our study, this resulted in incentive payments ranging between 5% and 25% of the annual electricity costs for the companies considered.

Besides the subsidy, the duration and the frequency of the load curtailment were chosen as additional attributes of the proposition. We expected both attributes to have an influence on the willingness to accept the required payment to use the specific appliance for load management. Both attributes influence the degree to which the load management affects the regular operation of the appliance as well as the value of the appliance for load management measures in general, being a proxy for the share of shiftable electricity. The fourth attribute concerned the absence or presence of a constraint on the times load management actions would be allowed. This attribute varies the potential surprise factor and thus the risk on the part of the company. These attribute levels result in 18 different load management propositions (treatments).

Each respondent was shown, at random, a first proposition $S1$ and could either accept or reject it. In a follow up question, respondents who rejected the initial proposition were offered a second proposition $S2$, where the initial subsidy payment was doubled. Similarly, respondents who accepted the initial proposal were offered a second proposition, where the initial subsidy payment was halved. The levels for *duration* and *frequency* and the *time constraint* were the same in both propositions. Since the values for the levels of the subsidy, frequency, duration, and the time constraint were all randomly assigned to respondents, our design mimics a randomized controlled experiment.

The choice options yielded four types of respondents:

Type 1: Respondents who accepted both the initial and the second proposition. For this type of respondent, the latent reservation incentive is between $-\infty$ and $S2 (= \frac{1}{2} S1)$.

Type 2: Respondents who accepted the initial proposition but rejected when the subsidy was halved. For this type of respondent, the latent reservation incentive is between $S1$ and $S2$ ($= \frac{1}{2} S1$).

Type 3: Respondents who rejected the initial proposition but accepted when the subsidy was doubled. For this type of respondent, the latent reservation incentive is between $S1$ and $S2$ ($= 2 S1$).

Type 4: Respondents who rejected both the initial and the second proposition. For this type of respondent, the latent reservation incentive is between $S2$ ($= 2 S1$) and ∞ .

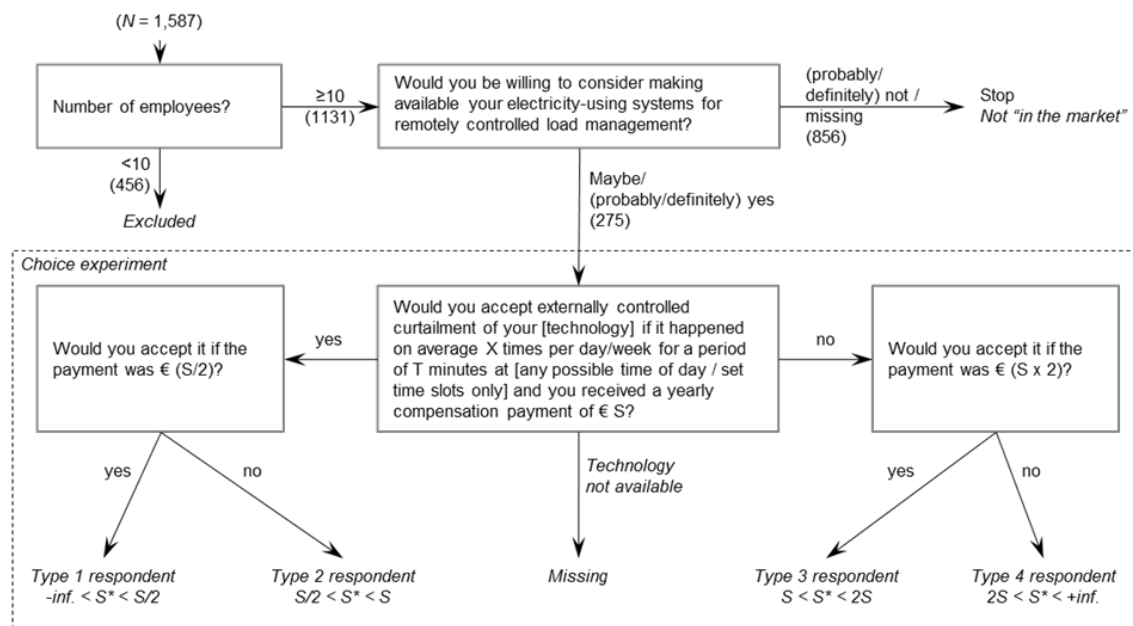


Figure 1: Structure of the choice experiment questions.

2.4 Econometric model

We use an adapted double-bounded willingness-to-pay approach (Cameron and James 1986; Hanemann et al. 1991) to estimate the probability of adopting a load management measure as a function of the subsidy offered. Similar to Alberini and Bigano (2015) and Olsthoorn et al. (2017), the adaptation reflects a focus on willingness-to-accept a subsidy rather than on willingness-to-pay and a follow-up subsidy question with a halved or doubled subsidy, depending on whether the first subsidy was accepted or rejected, respectively (e.g. Cameron and Quiggin 1994).

We assume that a firm (represented by the survey participant) i has a reservation subsidy level S_i^* . A subsidy $S_i \geq S_i^*$ would lead a firm to adopt the proposed load management measure; a subsidy $S_i < S_i^*$ would lead to rejection. S_i^* is a function of both the load management package and characteristics of the firm. It can be written as:

$$(9) \quad S_i^* = \alpha + \mathbf{x}_i\boldsymbol{\beta} + \mathbf{z}_i\boldsymbol{\delta} + \varepsilon_i$$

where $\mathbf{x}_i$ defines the load management package consisting of the frequency f_i , the duration of the measure t_i , and whether or not load can only be curtailed on agreed-upon time slots; $\mathbf{z}_i$ is a set of control variables defining a firm's characteristics; and ε_i is the normally distributed error term with standard deviation σ and an expected value of $E(\varepsilon) = 0$. This means that the model implicitly assumes that respondents know their opportunity costs of the load management measure and that their choices do not suffer from a starting-point (anchoring) bias, i.e. the possibility that respondents adjust their WTA between choices, anchoring it to the first subsidy level (Herriges and Shogren, 1996)⁵. The firm characteristics comprise a firm's stated intention to accept and experience with load management, its size and sector, and, for cooling, specific attributes of the cooling installations. Firm characteristics are described in section 2.5 and Table 5.

S_i^* cannot be observed, but it can be estimated in a double-bounded contingent valuation model. The probability that S_i^* lies between the lower (S_i^L) and upper bound (S_i^U) obtained from the respondent's answers in the choice experiment is written as the following interval data model:

$$(10) \quad Pr(S_i^L < S_i^* \leq S_i^U) = Pr(S_i^L < \alpha + \mathbf{x}_i\boldsymbol{\beta} + \mathbf{z}_i\boldsymbol{\delta} + \varepsilon_i \leq S_i^U) =$$

$$Pr\left(\frac{(S_i^L - (\alpha + \mathbf{x}_i\boldsymbol{\beta} + \mathbf{z}_i\boldsymbol{\delta}))}{\sigma} < \varepsilon_i/\sigma \leq \frac{(S_i^U - (\alpha + \mathbf{x}_i\boldsymbol{\beta} + \mathbf{z}_i\boldsymbol{\delta}))}{\sigma}\right) =$$

$$\Phi\left(\frac{(S_i^U - E(S_i^*))}{\sigma}\right) - \Phi\left(\frac{(S_i^L - E(S_i^*))}{\sigma}\right) = \Phi^U - \Phi^L$$

⁵ Hanemann et al. (1991) illustrate the efficiency gains obtainable by moving from a single bounded dichotomous choice, thus substantially tightening the confidence interval around the parameter estimates. Efficiency gains of higher order bounded dichotomous choice approaches appear to diminish quickly (Cooper and Hanemann 1995; Scarpa and Bateman, 2000) Prasenjit (2009) shows that for a systematic choice of bid vectors efficiency gains from using a DBDC may outweigh the biases.

where Φ denotes the standard normal cumulative density function, and $E(S_i^*)$ is the expected value of the reservation subsidy level.

For the four types of respondents (Figure 2), Φ^U and Φ^L are as follows:

For type 1 respondents, $\Phi^U = \Phi\left(\frac{\frac{1}{2}S1_i - E(S_i^*)}{\sigma}\right)$ and $\Phi^L = \Phi(-\infty) = 0$.

For type 2 respondents, $\Phi^U = \Phi\left(\frac{S1_i - E(S_i^*)}{\sigma}\right)$ and $\Phi^L = \Phi\left(\frac{\frac{1}{2}S1_i - E(S_i^*)}{\sigma}\right)$

For type 3 respondents, $\Phi^U = \Phi\left(\frac{2S1_i - E(S_i^*)}{\sigma}\right)$ and $\Phi^L = \Phi\left(\frac{S1_i - E(S_i^*)}{\sigma}\right)$.

For type 4 respondents, $\Phi^U = \Phi(\infty) = 1$ and $\Phi^L = \Phi\left(\frac{2S1_i - E(S_i^*)}{\sigma}\right)$.

We estimate the coefficients α , β , and δ via a maximum likelihood procedure. With these coefficients, we can predict the probability of adoption for the sample.

2.5 Data

In this section, we present the descriptive results of the choice experiment (Table 4, Figure 4) and the firm characteristics used in our econometric model (Table 5).

2.5.1 Choices

Table 4 shows that, unlike expected, the likelihood of agreeing to the hypothetical load management proposition does not clearly increase with the level of the subsidy, except for freezing.

Table 4: Proportion of “yes” responses by subsidy offered and by load management measure.

Subsidy (€)	Ventilation	Air conditioning	Subsidy (€)	Refrigeration	Freezing
250	64.0	53.6	500	59.1	20.0
500	66.7	46.2	1000	62.5	45.5
1000	45.5	58.3	2000	84.2	50.0
1500	54.6	34.8	4000	79.0	68.8
2500	60.0	47.8	8000	56.3	75.0
Total	58.0	48.4	Total	68.5	57.7
N	112	124	N	92	52

Figures 2 and 3 show the distribution of response types. In Figure 4, the share of respondents per response type is shown per technology and for all technologies combined when they are stacked. Figure 5 shows the distribution of the response types for the 1st technology and for the 2nd technology for those respondents who took the choice experiment for two technologies. The double-bounded approach reveals that those who accepted the first subsidy very likely also accepted the halved subsidy, and, even more so, those who rejected the first subsidy also very likely rejected the doubled subsidy. Similarly, when responding for a 2nd technology, type1 and type 4 respondents tended to repeat the choices they had made for the first technology.

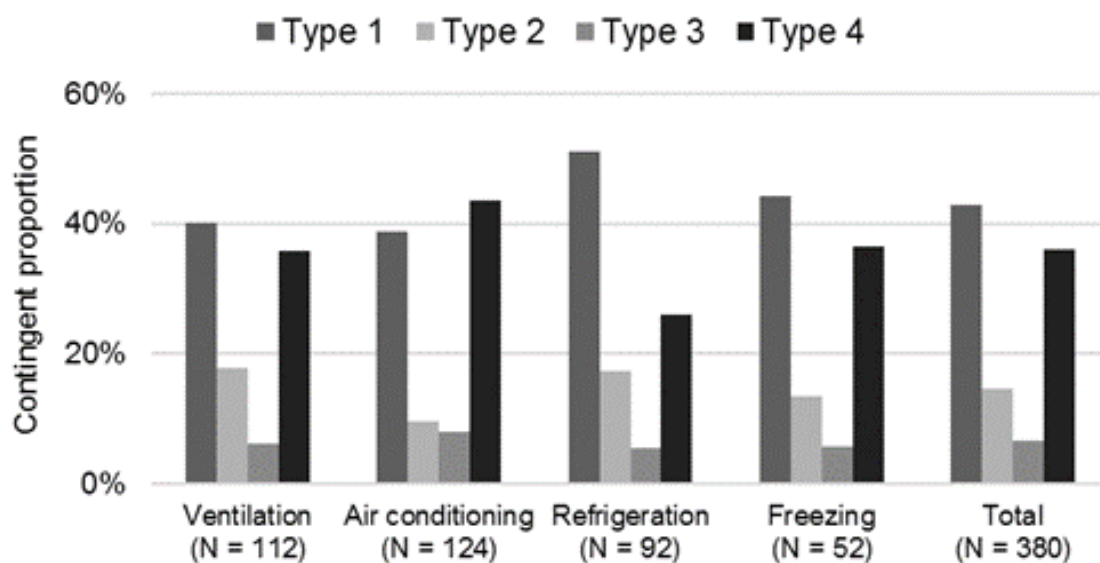


Figure 2: Distribution of respondent types by technology

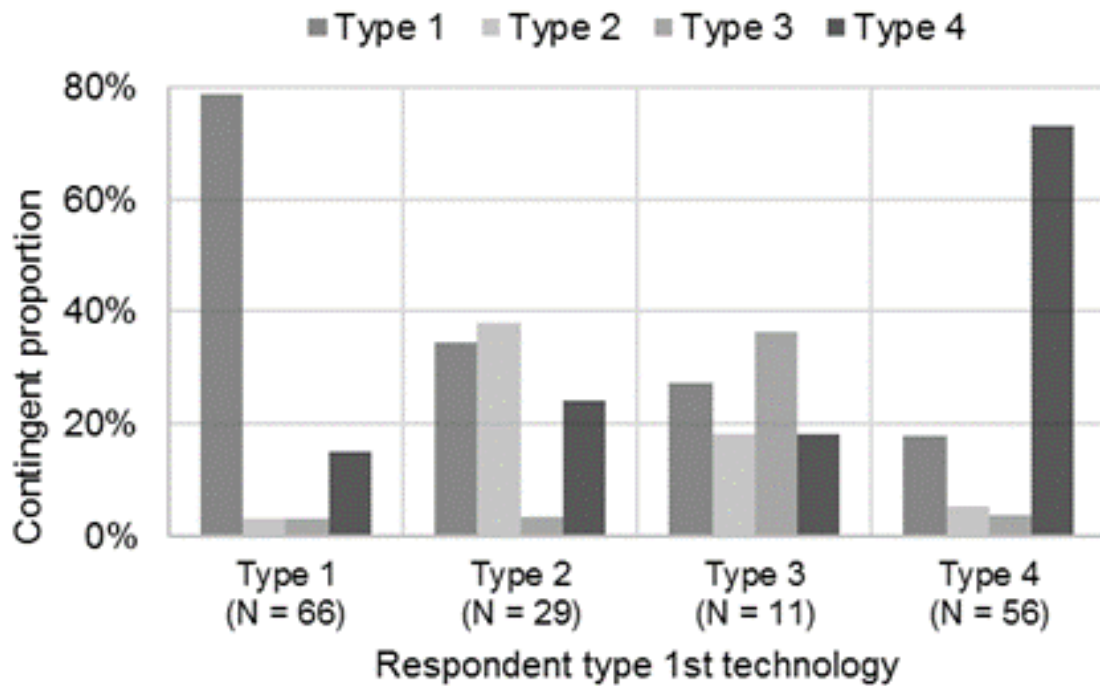


Figure 3: Respondents' response type for 2nd technology by response type for 1st technology. Includes only companies who responded to two technologies (N = 162)

2.5.2 Covariates

We test how companies' reservation subsidies depend on the attributes of the load management proposition and on attributes of the companies. Company attributes that we include as covariates are the prior intention to accept and experience with load management, company size and sector, and, for Cooling, specific attributes of the cooling installations.

Stated intention to accept load management. Descriptive results showed a polarized sample whose responses show no clear relation to the subsidy levels. This raises the suspicion that prior beliefs regarding load management may contribute to explaining respondents' WTA. Therefore, we test the role of a firm's intention to accept as stated prior to the experiment, using the same variable based on which we selected the companies that were "in the market." Three levels remain in the variable that reflects observed answers to the question whether the company would consider automated load management: maybe, probably yes, and definitely yes.

Load management used. To control for experience while testing for the effect of stated intention, we include a dummy variable that takes the value of 1 if the company currently uses load management and 0 otherwise.

Company size. Despite our framing explicitly stating that the company would incur no capital costs, load management involves transaction costs, which in large companies with larger volumes of shiftable consumption may be relatively less important. On the other hand, larger companies have larger systems and thus more potential to offer for which they may incur higher opportunity costs and thus require larger subsidies. We expect that the size effect outweighs the lower transaction costs and, thus, that larger companies have higher reservation subsidies. We control for size by means of the log of the number of the company's employees.

Sector. The importance of the services that the technologies included in this study deliver may vary by sector. For example, client comfort may be essential in the hospitality sector and offices, but maybe less so in trade, which may influence the willingness to accept flexibilization of HVAC systems. We include three sector dummies, for office-type firms, trade (wholesale/retail), and hospitality.

Attributes of cooling appliances. The willingness to make cooling installations available for load management may depend on the attributes of the cooling systems in use. If the number of cooling installations is large, chances are that there is one or more that are less crucial and allow for flexibility. Also, the temperature may matter. On the one hand, temperatures below freezing may offer more bandwidth to exploit (freezing is freezing?). On the other hand, flexibility may be lower because freezing requires more energy and incites to freeze no more than necessary; besides, deeper freezing means steeper temperature gradients when load is reduced. Therefore, for cooling (i.e., refrigeration and freezing), we include three attributes of the cooling systems. We control for the number of cooling appliances, the average temperature (°C) in the cooling appliances (fridges and freezers), and the average temperature (°C) in cold storage installations.

In Table 5, we list the descriptive statistics of all covariates used, using the subsample of 275 firms that qualified for the choice experiment.

Table 5: Covariates: descriptive statistics.

Variable	Obs	Mean	Std. Dev.	Min	Max
Stated intention					
<i>Maybe</i>	275	0.498	0.501	0	1
<i>Probably yes</i>	275	0.313	0.464	0	1
<i>Definitely yes</i>	275	0.189	0.392	0	1
Load management used	206	0.252	0.435	0	1
Employees	264	336	1444	10	20000
Ln(Employees)	264	4.075	1.520	2.303	9.903
Sector					
<i>Office-type</i>	275	0.371	0.484	0	1
<i>Wholesale/retail</i>	275	0.331	0.471	0	1
<i>Hospitality</i>	275	0.298	0.458	0	1
Number of cooling appliances	81	10.83	17.83	0	150
Average T(deg. C) in cooling appliances	79	4.620	6.300	-20	23
Average T(deg. C) in cold stores	103	3.184	6.709	-22	20

3 Results

We first present our econometric findings on expected mean and median subsidy levels per technology. To increase the degrees of freedom, we then aggregate the results for similar technologies and identical attribute levels. Ventilation and air conditioning are combined and labeled *HVAC*. We also aggregate refrigeration and freezing and label it *Cooling*. For these two amalgamated technology classes, we present results of constant-only models alongside estimations for models including the attributes of the load management measure and company characteristics.

3.1 Econometric results for reservation subsidy levels

Table 6 shows the estimated mean and median reservation subsidy level for the four technologies ventilation, air conditioning, refrigeration, and freezing. The constants represent the expected mean and median reservation subsidies, and the sigma represents the standard deviations of the reservation subsidies, assuming they follow a normal distribution.

Table 6: Results of the maximum likelihood estimations of the constant-only model for four technologies.

	Ventilation	Air conditioning	Refrigeration	Freezing
Constant	1186*** (0.002)	1668*** (0.001)	244 (0.853)	2971** (0.036)
Sigma	3465*** (0.000)	4581*** (0.000)	9969*** (0.000)	8574*** (0.000)
Observations	112	124	92	52
Log-likelihood	-157.25	-151.17	-130.40	-57.09

p-values in parentheses.

*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$

For ventilation, we find that for a subsidy of €1186, 50% of the companies represented by the sample would agree to a load management measure. However, the spread is considerable as per the standard deviation of €3465. For air conditioning the estimated mean subsidy is €1668 with a standard deviation of €4581. For refrigeration we find the lowest expected mean subsidy at €244, but with a large standard deviation of almost €10,000. For freezing the expected mean subsidy is highest at close to €3000 and the spread is large with sigma estimated at €8574. The large spreads result from the polarized positions in the sample as shown in Figure 4. In addition, the larger spread for refrigeration and freezing may result from the larger range of subsidy levels proposed in the choice experiment.

3.2 Econometric results for determinants of the reservation subsidy

3.2.1 HVAC

Table 7 reports the results of the maximum likelihood estimates of companies' WTA for HVAC systems, using various model specifications. The first panel contains the results for a constant-only model, where the constant is the expected mean and median reservation subsidy. As expected, at €1407 this is in between the separate estimates for ventilation and air conditioning reported in section 3.1, Table 6. The standard deviation is nearly €4000, estimating a substantial share of companies with negative reservation subsidies. The second model controls for technology and shows that for air conditioning the median subsidy is estimated almost €500 higher than for ventilation, which is consistent with the difference in Table 6, but the difference is not statistically significant.

The third panel reports the relationships between the reservation and the attributes of the load management measure. We see no statistically significant effect of the frequency or duration of load curtailment. The time constraint treatment, however, appears to affect the WTA, where a limitation of the time of day that curtailment is allowed carries an estimated worth of €1737.

The fourth panel adds stated intention and experience. It shows how, controlling for current use, WTA strongly relates to a company's stated intention to accept load management. Stronger intentions to accept are associated with considerably lower reservation subsidies. At the same time, it cannot be said that experience leads to acceptance, as companies who currently use load management tend to require higher subsidies for acceptance. Here, a caveat is that we do not know which systems are currently subject to load management and whether HVAC systems are concerned.

Finally, in the fifth panel, we include company size and sector and do not find that either is significantly related to WTA.

Table 7: Results of the maximum likelihood estimations for ventilation and air conditioning services

	HVAC					
Variables	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
<i>Technology</i>						
Ventilation		(base)				
Air conditioning		477.8				
		(0.429)				
<i>Attributes</i>						
Frequency (#/week)			19.32	42.00	31.22	31.53
			(0.727)	(0.466)	(0.573)	(0.571)
Duration (min)			-3.799	-6.296	-4.978	-5.198
			(0.751)	(0.622)	(0.676)	(0.665)
Only on predefined time slots			-1737***	-1359**	-1854***	-1859***
			(0.004)	(0.031)	(0.002)	(0.002)
<i>Stated intention</i>						
Maybe				(base)		
Probably yes				-1677**		

	HVAC					
Variables	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
				(0.029)		
Definitely yes				-2756***		
				(0.002)		
Load management used				1535**		
				(0.044)		
Ln(Employees)					-65.39	-64.61
					(0.736)	(0.748)
<i>Sector</i>						
Office-type						(base)
Wholesale/retail						101.6
						(0.881)
Hospitality						53.44
						(0.945)
Constant	1407***	1159***	2353**	2572**	2573**	2535*
	(0.000)	(0.008)	(0.014)	(0.014)	(0.040)	(0.056)
Sigma	3981***	3976***	3841***	3502***	3760***	3761***
	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.000)
Observations	236	236	236	183	227	227
Log-likelihood	-309.4	-309.1	-304.9	-231.8	-294.9	-294.9
Chi ²		0.624	8.498**	16.06**	10.05**	10.07
Prob > Chi ²		0.429	0.037	0.013	0.040	0.122
<i>p</i> -values in parentheses						
*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$						

3.2.2 Cooling

Table 8 reports the results of the maximum likelihood estimates of companies' WTA for cooling systems and its relation to select covariates. Again, the first panel contains the results for a constant-only model and shows that the expected mean and median reservation subsidy is €1250, with the standard deviation approaching €10,000. This result is in between the separate and disparate estimates for refrigeration and freezing reported in section 3.1, Table 6. Controlling for technology in panel 2, we find that for freezing the median subsidy is estimated €2500 higher than for refrigeration, which is approximately equal to

the difference in Table 6, but the difference is not statistically significant. In panel 3, we add the attributes of the load management measure, for none of which we find a statistically significant association with the reservation subsidy. Other than for HVAC functions, for cooling, the time of day at which load is curtailed does not appear to be of any concern. An explanation may be that cooling is a largely continuous function and much less likely to be subject to a daily cycle such as HVAC. HVAC systems directly affect the comfort of a company's workers and clients and companies are thus likely to have much less tolerance for variation during operating hours.

The fourth panel adds stated intention and experience. As we found for HVAC, for cooling, too, WTA strongly relates to a company's stated intention to accept load management. Favorable intentions are associated with much lower reservation subsidies than a more neutral or reserved position. Again, as for HVAC, here, too, participating companies who currently use load management (on any system) tend to require higher subsidies for acceptance, but the evidence is not statistically significant.

Panel 5 shows that larger companies require higher subsidies; a 1% increase in company size is expected to increase the reservation subsidy by €13. This result supports our expectation that larger companies weigh the subsidy against larger loads and opportunity costs than smaller firms and that this size effect outweighs any transaction cost advantage larger firms may enjoy. Still, specific subsidy costs (per MWh) are expected to be lower for larger firms, due to economies of scale in transaction costs.

In panel 6 sector dummies are added, none of which exhibit a statistically significant effect. The signs, however, are plausible. Cooling is probably closer to the core business in the trade and hospitality sectors, therefore suggesting higher business risk associated with flexibility.

In the last panel, we see that the attributes of the cooling systems do not relate to WTA in a statistically significant way. The lack of statistical significance of the coefficients for the number of cooling appliances and the temperature of cold storage could be partly attributable to a lack of degrees of freedom. Their signs seem consistent with expectations, though: a larger number of appliances would associate with lower subsidies, and colder cold storage would decrease WTA. The latter is consistent with the idea that deeper freezing is associated with less tolerance and/or more sensitivity to load reduction.

Table 8: Results of the maximum likelihood estimation for refrigeration and freezing services.

	Cooling						
Variables	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
<i>Technology</i>							
Refrigeration		(base)					
Freezing		2524					
		(0.200)					
<i>Attributes</i>							
Frequency (#/week)			-19.90	185.8	88.81	104.0	-40.24
			(0.918)	(0.362)	(0.620)	(0.563)	(0.857)
Duration (min)			11.72	-0.29	-7.76	-8.23	15.35
			(0.769)	(0.995)	(0.832)	(0.822)	(0.725)
Only on predefined time slots			1536	350.6	269.1	211.0	1882
			(0.421)	(0.862)	(0.878)	(0.904)	(0.396)
<i>Stated intention</i>							
Maybe				(base)			
Probably yes				-	7177***		
					(0.004)		
Definitely yes				-5183**			
					(0.047)		
Load management used				2665			
					(0.205)		
Ln(Employees)					1267**	1344**	
						(0.046)	(0.049)
<i>Sector</i>							
Office-type						(base)	
Wholesale/retail						3365	
							(0.413)
Hospitality						2899	
							(0.481)
Number of cooling appliances							-60.56

	Cooling						
Variables	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
							(0.393)
Average T(deg. C) in cooling appliances							-4.809
							(0.979)
Average T(deg. C) in cold stores							-250.1
							(0.183)
Constant	1250	367.5	-165.4	2606	-4382	-7644	1093
	(0.205)	(0.765)	(0.957)	(0.423)	(0.238)	(0.192)	(0.753)
Sigma	9618** *	9531** *	9578** *	8422***	8501** *	8476** *	8254** *
	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.000)
Observations	144	144	144	113	137	137	83
Log-likelihood	-188.4	-187.6	-188.1	-139.9	-173.6	-173.2	-111.7
Chi ²		1.646	0.714	10.47	4.267	4.863	2.979
Prob > Chi ²		0.200	0.870	0.106	0.371	0.561	0.811
<i>p</i> -values in parentheses							
*** $p < 0.01$, ** $p < 0.05$, * $p < 0.1$							

3.3 Subsidy effectiveness simulations

Based on our estimate of the subsidy required to have companies realize the flexibility measures, we calculate the annual flexible volume as a function of the subsidy per technology, using the analytical model described in 2.1. We restrict the simulations to ventilation and air conditioning for which we hold our estimates to be most robust.

To do so, we first determine the number of companies within the target sectors (see Table 1) which the choice experiment's subsample can be assumed to represent (N_{pop}). In Table 9, we combine the sample selections from Figure 1 with the population numbers from Table 1 and estimate that the 275 companies in our subsample of firms with 10 or more employees that are "in the market" scale to 35,051 German companies in total.

Table 9: Extrapolation factor for the simulations

Quantity	Symbol	Number
Number of firms in included sectors in Germany	N_{all}	1,882,233
...with 10 or more employees	$N_{all,\geq 10}$	144,156
Number of firms in sample with 10 or more employees	$N_{obs,\geq 10}$	1,131
Number of firms qualifying for choice experiment	N_{exp}	275
Represented population: potentially adopting firms in target sectors with ≥ 10 employees	$N_{pop} = \frac{N_{exp}}{N_{obs,\geq 10}} \times N_{all,\geq 10}$	35,051

Next, we estimate Δl , the companies' average load flexibility potential per technology based on participants' responses in the survey. We used the answers given in our survey regarding the availability of technologies to calculate the average of energy consumption caused by each flexible technology used in our choice-experiment (ventilation, air conditioning, cooling and freezing). Using the ratio of flexible energy on the electricity demand for each technology presented in Klobasa (2007), we derived the shares of flexible consumption of each technology to calculate the average of flexible electricity demand for each technology per company of our subsample. Hence, for Δl for technology j we have

$$(11) \Delta l_j = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N E_{ij} \times \varphi_j,$$

where E_{ij} is the energy consumption of technology j in company i , and φ_j is the share of flexible energy consumption of technology j from Klobasa (2007). Table 10 shows the average potentials for the medium category of attributes presented in the choice experiment (i.e. use of flexible load for 60 minutes per day). We assumed that air conditioning is used during six months of the year only.

Table 10: Average load flexibility potential per technology and company

Technology	Share of flexible energy of technology consumption φ_j	Flexible potential in GWh of our subsample	Average flexible potential per com- pany in MWh (Δl)
Ventilation	4.1%	0.326	1.92
Air conditioning	10.7%	0.866	5.25

To then estimate the flexible annual volume and the subsidy cost per unit of volume as a function of the subsidy level, we use the probability distributions estimated for the individual technologies in Table 6. We assume that all companies in the choice experiment subsample use these technologies so that the companies who were asked about them can be taken to be representative of all companies in the subsample. Results are shown in Figure 4 and Figure 5.

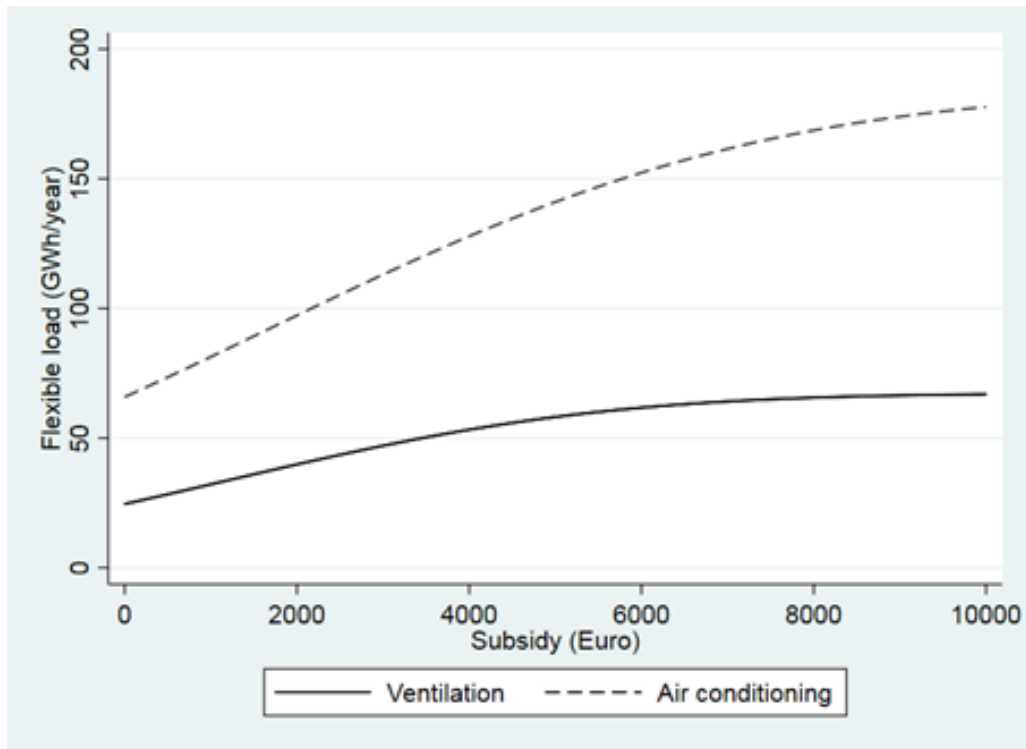


Figure 4: Estimated flexible volume as a function of the subsidy (in €)

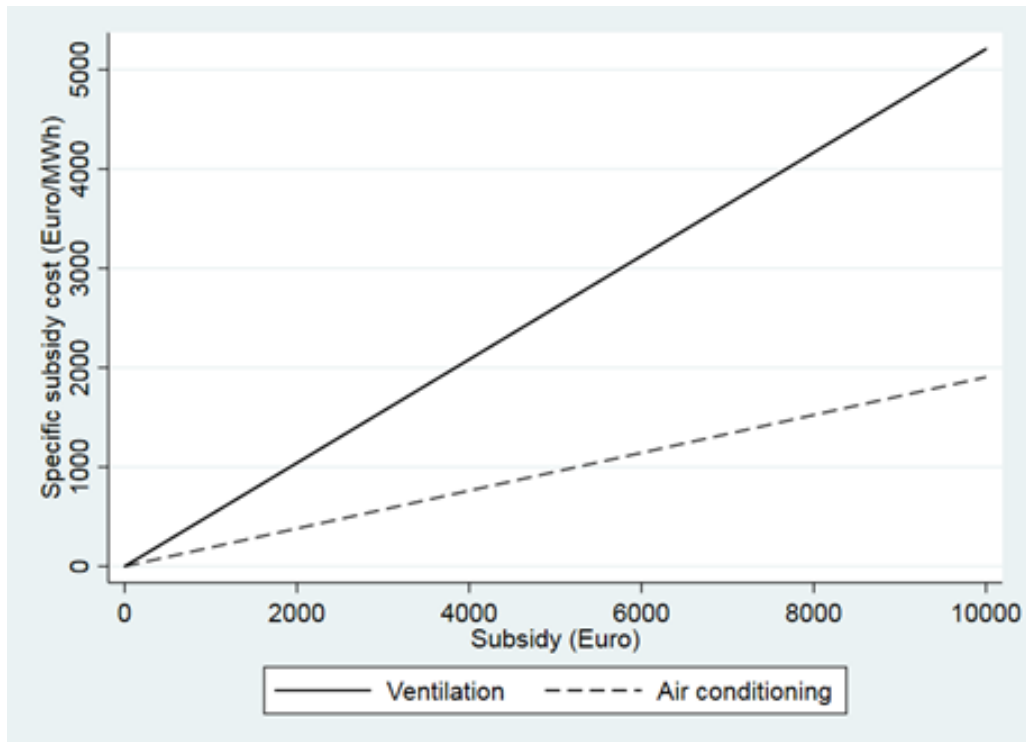


Figure 5: Estimated specific subsidy cost as a function of the subsidy (in €).

The simulation results suggest that for both technologies higher subsidies can give access to more potential but at decreasing marginal rates and thus increasing specific cost. Air conditioning appears to offer more volume at lower cost than ventilation. We consider our estimates most reliable for subsidies values nearer to the center of the probability distributions estimated in Table 6. At a subsidy of €1500 per company per year, a volume of 36.1 GWh can be mobilized in ventilation for €28.2 million total subsidy expenditure and €781 per MWh specific cost. In air conditioning, the same subsidy is expected to unlock a potential volume of 89.3 GWh for €25.5 million total and €286 per MWh specific cost.

The specific costs at this level of subsidy can be compared to alternative options for delivering balancing services. At the German balancing market, payments amount to €644 per MWh activated. For batteries, Newbery (2018) reports estimates for levelized costs between GB£76 per MWh (Tesla in 2020) and GB£586 per MWh (lead-acid). For pumped storage, Newbery (*ibid.*) estimates levelized costs between GB£43 and GB£91 per MWh for six existing plants in the UK. Hence, our estimates suggest that load management in the commerce and services sector could potentially be valorized on the balancing market and offer a competitive alternative to storage technologies.

4 Discussion and conclusions

In this contingent valuation study, we estimated companies' willingness to accept (WTA) automated, externally controlled load management on their electricity using systems in exchange for an annual subsidy payment. We applied a double-bounded dichotomous choice (DBDC) experimental design to a sample of 1587 companies from the German commerce and services sector. We used a standard interval data model to find respondents' mean and median threshold subsidy level for each of four systems (ventilation, air conditioning, refrigeration, and freezing) and to test how the threshold subsidy relates to attributes of the load management measure and characteristics of the firm.

4.1 Findings

We find that mean and median subsidy levels vary by technology.⁶ For ventilation and air conditioning we find expected mean reservations subsidies of approximately €1200 and €1700, respectively. The respective standard deviations of ~€3500 and ~€4500 may seem large but are not uncommon for DBDC contingent valuation studies (e.g., Cameron and Quiggin 1994; Alberini and Bigano 2015; Olsthoorn et al. 2017). For refrigeration and freezing, we find expected mean subsidies of ~€250 and ~€3000, respectively. The respective standard deviations of ~€10,000 and ~€8500 are even larger, which may be due to the bar-bell shaped response pattern in combination with the wider range of bids and lower degrees of freedom.

We find that companies' WTA increases if load can be curtailed at agreed time slots only, but only for HVAC systems. For cooling systems, we find no evidence that such a restriction is valued. This may be due to cooling being a continuous function, whereas demand on HVAC system services varies according to occupancy and the quality of service may be more sensitive to load variations. For neither HVAC nor cooling systems we find evidence that companies value the frequency and duration of the load curtailments under the load management scheme. We find no evidence that experience with load management (on unspecified systems) increases WTA. Our results seem to suggest a negative effect when HVAC is concerned, which may be because the low-cost potential is already used and unavailable.

Using estimated distributions of the reservation subsidy for ventilation and air conditioning, we estimated that air conditioning promises more and more cost-effective potential. Subsidy levels in the center of the distribution yield specific subsidy costs per available MWh that suggest that load management in the commerce and services sector may become a competitive option on the balancing market.

⁶ Please, note that mean and median refer to the mean and median of the companies that took the choice experiment, i.e. companies that were identified as potential adopters based on their stated willingness to consider implementation of automated load management and had 10 or more employees.

4.2 Limitations

Our study is not without limitations. The following needs to be considered when taking in the findings. Our approach assumes that our respondents participate on behalf of their companies as economic agents with well-developed preferences that respond to incentives. However, for three of the four flexibility technologies considered we did not find that acceptance rates were higher for higher subsidy levels. Furthermore, the response pattern appeared rather polarized, with many yes-yes and no-no responses and few in between (yes-no and no-yes). With such a pattern, the double bounded dichotomous choice experiment may not have contributed to lowering the standard errors compared to a single bounded dichotomous choice experiment (Cameron and Quiggin 1994). Moreover, automated load management may be a new phenomenon to many companies in the commerce and services sector, most of which are SMEs, even in general. They probably lack “market experience” with load management and do not have well-developed preferences, which are two conditions for robust findings using a standard interval model that assumes constant preferences (Carson and Hanemann, 2005, p. 875-6). We are less concerned with hypothetical bias, because this has been shown to be generally minor compared to other biases such as strategic bias. When observing the commissioner of the survey and the resources allocated to it, a respondent is unlikely to believe that the outcome is inconsequential and may thus respond strategically in the interest of his/her firm (regardless whether questions are framed as hypothetical) (Carson and Hanemann, 2005, p.877). Strategic behavior may have contributed to the high shares of yes-yes and, especially, no-no answers for all technologies.

4.3 Implications

We have shown that a subsidy may incite a significant share of companies in the commerce and services sector to accept automated load management. At the same time, the large shares of yes-yes and no-no responses for all technologies, the large spreads of estimated reservation subsidies, and the discussed limitations, raises the question: can the cost-effectiveness of a subsidy scheme be improved and its uncertainty reduced, if it is preceded or accompanied by policy instruments (e.g. informational, experimental) that help companies form their preferences? We encourage further research that can contribute to the efficient unlocking and use of load management in companies.

References

- AbLaV (2016). Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV). BGBl. I S. 1984.
- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) (2015). Energy balance 2013. <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-1-Energy-Balance-2000-to-2013.html>. Accessed 4/6/2016.
- Alberini, A., Bigano, A., 2015. How effective are energy-efficiency incentive programs? Evidence from Italian homeowners. *Energy Economics* 52, S. 76–85. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.08.021>
- Apel, R. (2012). Ein notwendiger Baustein für die Energiewende - Demand Side Integration: Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE).
- Ausfelder, F., Seitz, A, von Roon, S., 2018. Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie: Methodik, Potenziale, Hemmnisse. DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik, Frankfurt am Main.
- Barton, J., Huang, S., Infield, D., Leach, M., Ogunkunle, D., Torriti, J., Thomson, M., 2013. The evolution of electricity demand and the role for demand side participation in buildings and transport. *Energy Policy* 52, 85–102.
- Cameron, T. A., James, M.D., 1986. Utilizing “closed-ended” contingent valuation survey data for preliminary demand assessments. No. 415. UCLA Economics Working Papers, UCLA Department of Economics.
- Cameron, T. A., Quiggin, J. (1994). Estimation Using Contingent Valuation Data from a “Dichotomous Choice with Follow-up” Questionnaire. *Journal of Environmental Economics and Management*, 27, 218–234. <https://doi.org/https://doi.org/10.1006/jeem.1994.1035>.
- Carson, R. T., Hanemann, W. M. (2005). Contingent valuation. *Handbook of environmental economics*, 2, 821-936.
- Cooper J., Hanemann W. M., 1995, Referendum contingent valuation: how many bounds are enough? Manuscript, University of California, Berkeley.

- Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena) (2010). Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. dena-Netzstudie II. Berlin.
- Faruqui, A., Sergici, S., 2010. Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. *Journal of Regulatory Economics* 38, 193-225.
- Faruqui A., Sergici S., Akaba L., 2014. The impact of dynamic pricing on residential and small commercial and industrial usage: new experimental evidence from Connecticut. *Energy Journal* 35(1), 137–159.
- Gils, H. (2014). Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. In *Energy* 67, pp. 1–18. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.019.
- Hanemann, M., Loomis, J., Kanninen, B., 1991. Statistical efficiency of double-bounded dichotomous choice contingent valuation. *American Journal of Agricultural Economics* 73 (4), 1255–1263. <https://doi.org/10.2307/1242453>.
- Herriges, J. A., Shogren, J. F. (1996). Starting point bias in dichotomous choice valuation with follow-up questioning. *Journal of Environmental Economics and Management*, 30(1), 112–131. <https://doi.org/10.1006/jeem.1996.0008>
- Hirschberg J.G., Aigner D.J., 1983. An analysis of commercial and industrial customer response to time-of-use rates. *Energy Journal* 4, 103–126.
- Jessoe K., Rapson, D., 2014. Commercial and industrial demand response under mandatory time-of-use electricity pricing. *Journal of Industrial Economics* 63(3), 397-421.
- Klobasa, M., 2007. Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kosten-gesichtspunkten. Zürich: Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2007.
- Klobasa et al., 2013a. Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany. Summary of intermediate findings from a study by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Study conducted on behalf of AGORA Energiewende, Berlin.

- Klobasa, M., Angerer, G., Lüllmann, A., Schleich, J., 2013b. Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft. Study on behalf of Agora Energiewende.
- Müller T., Möst. D., 2018. Demand Response Potential: Available when Needed? *Energy Policy* 151, 181-198.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.12.025>.
- Newberry, D., 2018. Shifting demand and supply over time and space to manage intermittent generation: the economics of electrical storage. *Energy Policy* 113, 711-720.
- Olsthoorn M., Schleich J., Klobasa M., 2015. Barriers to electricity load shift in companies: a survey-based exploration of the end-user perspective, *Energy Policy* 76(1), 32-42.
- Olsthoorn, M., Schleich, J., Gassmann, X., Faure, C., 2017. Free riding and rebates for residential energy efficiency upgrades: A multi-country contingent valuation experiment. *Energy Economics* 68 (S1), 33-44.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.01.007>
- Prasentjit (2009: Estimation of Average Willingness to Pay from Double Bounded Dichotomous Choice Data: Does the “Follow Up” matter? EAERE 2009.
- Qiu, Y., Kirkeide, L., Wang, Y, D., 2018. Effects of voluntary time-of-use pricing on summer electricity usage of business customers. *Environmental and Resource Economics* 69(2), 417-440.
- Rüster, S., Schwenen, S., Batlle, C., Pérez-Arriaga, I, 2014. From distribution networks to smart distribution systems: rethinking the regulation of European electricity DSOs. *Utilities Policy* 31 (2014) 229–237,
<http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2014.03.007>.
- Scarpa, R. and Bateman. I.J., 2000, Efficiency gains afforded by improved bid design versus follow-up valuation questions in discrete choice CV studies, *Land Economics*, 76(2): 299-311.
- Siano, P., 2014. Demand response and smart grids—a survey. *Renewable and Sustainable Energy Review* 30, 461–478,
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>

Schlomann, B., Wohlfarth, K., Kleeberger, H., Hardi, L., Geiger, B., Pich, A., Gruber, E., Gerspacher, A., Holländer, E., Roser, A. (2015). Energy consumption of the tertiary sector (trade, commerce and services) in Germany for the years 2011 to 2013: Final Report to the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi). Karlsruhe, Munich, Nuremberg, February 2015. ISBN: 978-3-8396-0691-9, available: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-2855601.pdf



Authors' affiliations

Mark Olsthoorn

Grenoble Ecole de Management, Univ Grenoble Alpes comUE, Grenoble, France

Joachim Schleich

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI), Competence Center Energy Policy and Energy Markets, Karlsruhe, Germany

Grenoble Ecole de Management Univ. Grenoble Alpes ComUE, Department of Management & Technology, Grenoble, France

Katharina Wohlfarth

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI), Competence Center Energy Policy and Energy Markets, Karlsruhe, Germany

Marian Klobasa

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research (Fraunhofer ISI), Competence Center Energy Technology and Energy Systems, Karlsruhe, Germany

Contact: Joachim Schleich

Fraunhofer Institute for Systems
and Innovation Research (Fraunhofer ISI)
Breslauer Strasse 48
76139 Karlsruhe
Germany
Phone: +49 721 6809-203
E-Mail: joachim.schleich@isi.fraunhofer.de
www.isi.fraunhofer.de

Karlsruhe 2018

Elektromobilität in Verbindung mit PV-Heimspeichern - Auswirkungen auf Netzausbau und Netzentgelte

Judith Stute¹, Matthias Kühnbach¹, Marian Klobasa

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, D-76139 Karlsruhe, +49 721 6809-120, judith.stute@isi.fraunhofer.de, www.isi.fraunhofer.de

Kurzfassung:

Die Verteilnetze in Deutschland stehen aufgrund der Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele vor Herausforderungen. Zum einen kann in den kommenden Jahren von einem stark ansteigenden Anteil der Elektromobilität am Verkehrsaufkommen in Deutschland ausgegangen werden, zum anderen steigt die Anzahl an installierten PV-Heimspeichersystemen in Deutschland stark an. Diese neuen Akteure führen zu einer sich ändernden Netzbelastung und ggf. zu Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsbandverletzungen im Verteilnetz. In der vorliegenden Arbeit wird aufgezeigt, wie sich die Elektromobilität für sich genommen und auch in Verbindung mit PV-Heimspeichersystemen auf den Netzausbau und die damit verbundenen Netzinvestitionen sowie daraus resultierend auf die Netzentgelte auswirkt. Es zeigt sich, dass die Elektromobilität bei ungesteuertem Laden zwar Netzinvestitionen verursacht, die spezifischen Netzentgelte jedoch aufgrund der höheren Netzauslastung sinken können. Der eigenverbrauchsoptimierte Einsatz von PV-Heimspeichersystemen kann in den betrachteten Szenarien keinen Netzausbau verhindern und hat aufgrund der durch den höheren Eigenverbrauch verringerten Netzauslastung eine netzentgelt-anhebende Wirkung. Als Option zur Vermeidung von Netzausbau und Netzinvestitionen konnte das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge identifiziert werden. Die Ergebnisse zeigen, dass der Einfluss von Elektromobilität und PV-Heimspeichern auf die spezifischen Netzentgelte und somit auch auf die Strompreise für Haushaltskunden nicht zu vernachlässigen ist und bei Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen mitbetrachtet werden sollte.

Keywords: Elektromobilität, PV, Batteriespeicher, Verteilnetz, Netzausbau, Netzentgelte

¹ Jungautor

1 Einleitung

In den kommenden Jahren kann von einem stark ansteigenden Anteil der Elektromobilität am Verkehrsaufkommen in Deutschland ausgegangen werden [1]. Hierbei werden konventionelle Kraftstoffe wie Diesel und Benzin durch elektrische Energie ersetzt. Elektrische Antriebe weisen eine hohe Effizienz auf und reduzieren damit die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor. Gleichzeitig bringt die Elektrifizierung des Verkehrs eine substanzielle Erhöhung der Stromnachfrage mit sich. Verschiedene Studien zeigen, dass das Laden der Elektrofahrzeuge (EV: electric vehicle) hauptsächlich zu Hause und zeitlich auf wenige Stunden konzentriert stattfinden wird [2]. Dadurch ergeben sich neue Belastungen für elektrische Verteilnetze, die mit Netzausbaubedarf und damit mit hohen Investitionen verbunden sein können.

Gleichzeitig steigt in Deutschland die Anzahl an installierten PV-Heimspeichersystemen stark an [3]. So wurde im Jahr 2018 jede zweite neu installierte PV-Aufdachanlage in Kombination mit einem Heimspeicher errichtet. Heimspeichersysteme erhöhen den Eigenversorgungsgrad von Haushalten, indem Überschüsse aus der PV-Aufdachanlage in den Speicher eingespeist und in Zeiten keiner bzw. geringer Stromerzeugung aus dem Speicher zurückgespeist und selbstverbraucht werden. Abhängig von der Strategie, mit der die Speicherbewirtschaftung durchgeführt wird, können Last- bzw. Erzeugungsspitzen durch den Speicher geglättet werden, wodurch PV-Speicher-Kombinationen die Verteilnetze entlasten können [4, 5]. Die Einsatzstrategien sind dabei von den ökonomischen Anreizen und regulatorischen Rahmenbedingungen insbesondere im Hinblick auf die Netzentgelte abhängig.

Vor diesem Hintergrund behandelt das vorliegende Papier folgende Fragestellungen:

- (Unter welchen Bedingungen) verursachen Elektrofahrzeuge Überlastungen und Netzausbaubedarf im Verteilnetz?
- (Wie) werden zusätzliche Netzbelastungen aufgrund von Elektromobilität durch PV-Heimspeichersysteme abgeschwächt?
- Welchen Einfluss nimmt die Elektromobilität auf die Netzentgelte?
- Wie ist der Einfluss der PV-Heimspeicher auf die Netzentgelte im Vergleich zu gesteuertem Laden der Elektrofahrzeuge zu bewerten?

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wird im Folgenden zunächst die methodische Vorgehensweise beschrieben (Kapitel 2). Im Anschluss werden sowohl die Ergebnisse des Einflusses von Elektromobilität auf die Netzentgelte als auch der Einfluss der kombinierten Betrachtung von Elektromobilität und PV-Heimspeichersystemen vorgestellt (Kapitel 3). Abschließend werden die aus den Ergebnissen abgeleiteten Schlussfolgerungen vorgestellt und diskutiert (Kapitel 4).

2 Methodische Vorgehensweise

Die Auswirkungen der Elektromobilität auf das Verteilnetz sowie im nächsten Schritt die Effekte von Ladesteuerung und Batteriespeichern innerhalb dieses Netzes werden mithilfe eines Simulationsmodells bewertet. Dabei werden Lastflussrechnungen durchgeführt und die Rahmenbedingungen in Bezug auf das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen sowie das Vorhandensein von Batteriespeichern variiert.

Für die Lastflussrechnungen wird ein vorstädtisches Niederspannungsnetz definiert, da hier die höchsten Durchdringungsraten von Elektrofahrzeugen und gleichzeitig die höchsten durch Elektrofahrzeuge verursachten Netzbelastungen erwartet werden [6]. Dabei wird die Elektrofahrzeugdurchdringung und Ladeleistung der Elektrofahrzeuge sowie die Größe und Anzahl von PV-Heimspeicher-Systemen variiert. Auf diese Weise werden mögliche Effekte, etwa bezüglich veränderter Lastspitzen, der Netzbelastung durch Elektrofahrzeuge identifiziert. Gleichzeitig kann ermittelt werden, durch welche Treiber diese Effekte verursacht werden.

Betrachtet werden vier Fälle, um sowohl die Auswirkungen von Speichern (Fall 1 vs. Fall 2 bzw. Fall 3 vs. Fall 4) als auch des gesteuerten Ladens (Fall 1 vs. Fall 3 bzw. Fall 2 vs. Fall 4) zu untersuchen:

- | | | |
|-----------|---------------------------|--|
| – Fall 1: | Netz ohne PV-Heimspeicher | ungesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge |
| – Fall 2: | Netz mit PV-Heimspeicher | ungesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge |
| – Fall 3: | Netz ohne PV-Heimspeicher | gesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge |
| – Fall 4: | Netz mit PV-Heimspeicher | gesteuertes Laden der Elektrofahrzeuge |

Zur Untersuchung der Last im Verteilnetz für das Jahr 2030 werden Haushaltslastprofile, Einspeiseprofile von PV-Anlagen, das Fahr- und Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen sowie Speicher auf Haushaltsebene einbezogen.

Anhand der sich in der Simulation ergebenden Netzinvestitionen sowie der sich ändernden Netzauslastung durch Elektrofahrzeuge und PV-Heimspeichersysteme wird die Änderung der Netzentgelte² im betrachteten Netzgebiet bestimmt.

Dazu wird in Abschnitt 2.1 zunächst das zur Abbildung der Netzbelastungen verwendete Simulationsmodell „*Flexible Grid and Stakeholders*“ (FLEX-GOLD) vorgestellt. Im Anschluss wird die Vorgehensweise zur Ermittlung der gesteuerten Ladezeitpunkte dargelegt (Abschnitt 2.2). Zuletzt werden die verwendeten Eingangsdaten u. a. Profile für Haushalte, PV-Anlagen und Elektrofahrzeuge, die Struktur und die Parametrisierung des vorstädtischen Niederspannungsnetzes sowie die betrachteten Szenarien beschrieben (Abschnitt 2.3).

² Netzentgelte setzen sich für nicht leistungsgemessene Verbraucher wie bspw. Haushalte auf der Niederspannungsebene aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis pro Kilowattstunde verbrauchten Stroms zusammen. Betrachtet wird an dieser Stelle die Änderung des Arbeitspreises.

2.1 Netzsimulationsmodell

Das Simulationsmodell FLEX-GOLD ermöglicht Lastflussrechnungen von elektrischen Niederspannungsnetzen. Abbildung 1 gibt einen Überblick über den Modellaufbau. Die an einem Netzknoten anliegende Last wird über die angeschlossenen Verbraucher (in diesem Fall Elektrofahrzeuge und Haushalte), die Erzeugung (PV-Anlagen) sowie das Speicherverhalten bestimmt. In Abhängigkeit von den technischen Rahmenbedingungen wird damit die Netzbelastung berechnet. Zur Abbildung notwendiger Netzinvestitionsmaßnahmen aufgrund von Netzüberlastungen ist ein Netzausbau-Algorithmus implementiert, der auch die Quantifizierung von Ausbaukosten beinhaltet. In Anlehnung an [7] wird hierbei unterschieden zwischen thermischen Überlastungen und Spannungsbandverletzungen. Im Niederspannungsnetz wird eine maximale Auslastung der Betriebsmittel (Kabel) von 100 % zugelassen. Somit ist die thermische Überlastung definiert als die Überschreitung des Nennstroms eines Betriebsmittels. Im Falle einer solchen Überlastung wird im Netz eine Parallelleitung vom Ortsnetztransformator über die halbe Stranglänge zugebaut. Eine Spannungsbandverletzung liegt ab einer Spannungsabweichung von $\pm 4\%$ der Nennspannung vor³. In diesem Fall wird eine Parallelleitung vom Ortsnetztransformator über zwei Drittel der Stranglänge zugebaut. Die für den Zubau verwendeten Kabel weisen einen Leiterquerschnitt von 150 mm² auf. Der Algorithmus ist unter Marwitz und Olk detailliert beschrieben und öffentlich zugänglich [8].

Um die anfallenden Netzinvestitionen ökonomisch bewerten zu können, werden gewichtete Kapitalkosten (WACC) bestimmt. Es wird ein Mischzinssatz aus der Eigenkapitalverzinsung der Verteilnetzbetreiber entsprechend der 3. Regulierungsperiode in der Anreizregulierung⁴ und einer Fremdkapitalverzinsung verwendet. Die Kapitalkosten werden mittels der Annuitätenmethode auf die angenommene Lebensdauer der zugebauten Kabel (40 Jahre) verteilt. Aus den somit erhaltenen Netzinvestitionen lassen sich die Änderungen der spezifischen Netzentgelte ableiten. Hierzu wird die gesamte Stromnachfrage innerhalb des betrachteten Netzgebiets bis auf die Nutzungsdauer der zugebauten Kabel und Transformatoren kumuliert und die Investitionen anschließend auf die Stromnachfrage verteilt (ct/kWh). Es ergeben sich die durch den Ausbau zusätzlich entstandenen Netzentgelte.

³ Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) werden in der Simulation nicht betrachtet.

⁴ Im Rahmen der ARegV legt die deutsche Bundesnetzagentur die Zinssätze für die Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze für bestimmte Zeiträume (Regulierungsperioden) fest. Die 3. Regulierungsperiode betrifft den Zeitraum 2019-2024. Die Zinssätze wurden im Beschluss BK4-16-160 festgelegt.

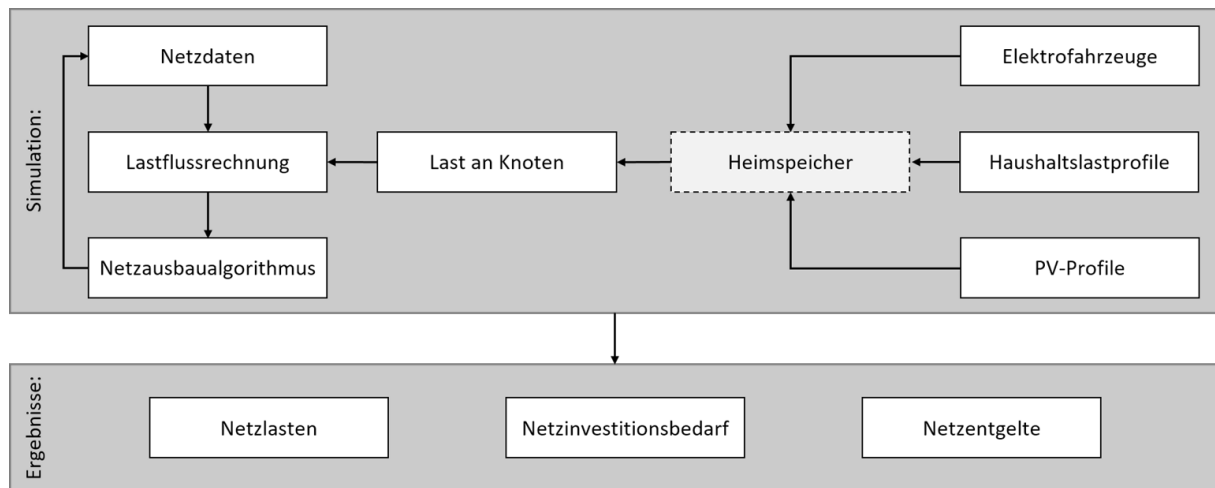


Abbildung 1: Aufbau der Simulation und der Modellergebnisse in FLEX-GOLD

2.2 Simulation des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen

Elektrofahrzeuge stellen einen neuen Verbraucher mit substanzieller Stromnachfrage dar, der Auswirkungen auf die Stromerzeugung, deren Kosten sowie im nächsten Schritt auf die Emissionen des Umwandlungssektors hat [9, 10]. Elektrofahrzeuge werden als eine Möglichkeit gesehen, die Treibhausgasemissionen des Transportsektors zu reduzieren und gleichzeitig Erneuerbare Energien in das Stromsystem zu integrieren und damit auch die Emissionen dieses Sektors zu verringern [11, 12]. Dies trifft jedoch nur zu, sofern der Ladevorgang der Fahrzeuge koordiniert und abgestimmt auf das zur Verfügung stehende CO₂-arme Stromangebot stattfindet (Lastmanagement) [13, 14]. Aus diesem Grund wurde die Wirksamkeit unterschiedlicher Ladestrategien wie dynamischer bzw. zeitvariabler Tarife („Real-Time-Pricing“ bzw. „Time-of-Use“) bereits eingehend untersucht [11, 15]. Innerhalb dieser Simulation wird Lastmanagement mit dem Ziel durchgeführt, die Auslastung des Kraftwerksparks zu erhöhen und die Abregelung von Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien (EE) zu vermeiden. Daher wird die Residuallast (Systemlast minus Erzeugung aus EE) als Anreizsignal verwendet.

Die Simulation der Ladesteuerung findet aggregiert auf nationaler Ebene innerhalb des Nachfragemodells eLOAD statt, indem die Residuallast als Preissignal für den Strombezug von Elektrofahrzeugen dargestellt und die Kosten des Strombezugs innerhalb eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems minimiert werden. Es wird angenommen, dass ausschließlich private Elektrofahrzeuge für Lastmanagement in Frage kommen. Restriktionen ergeben sich durch die Speichergröße, die Lastgrenzen des Ladevorgangs sowie durch den Aufenthaltsort der Fahrzeuge (unterstellt ist, dass Laden am Arbeitsplatz sowie zu Hause erlaubt ist und somit nur innerhalb dieser Phasen Last verschoben werden kann).

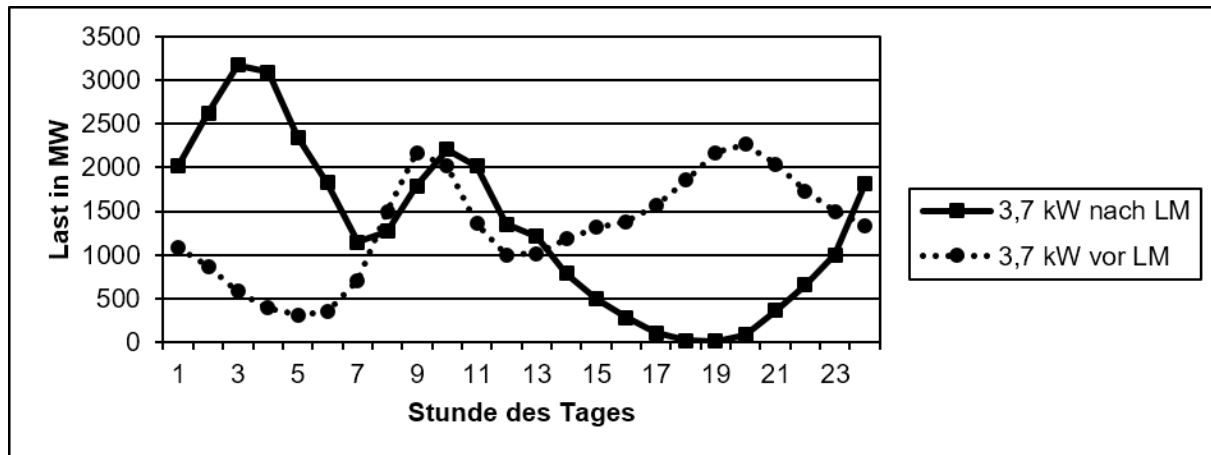


Abbildung 2: Ergebnisse der Simulation zur mittleren Last privater Elektrofahrzeuge (BEV) über den Tagesverlauf in Deutschland im Jahre 2030 vor Lastmanagement und nach Lastmanagement (LM) (hier 3,7 kW Ladeleistung unterstellt)

Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich in [16]. Die Simulation von Lastmanagement für Elektrofahrzeuge ist in [17] beschrieben.

Abbildung 2 zeigt das aggregierte Lastprofil (zu Hause und Arbeitsplatz) von privaten Elektrofahrzeugen im Jahresdurchschnitt über den Tagesverlauf sowohl vor als auch nach der zentralen Ladesteuerung für eine Ladeleistung von 3,7 kW. Der ungesteuerte Lastverlauf wurde auf Basis empirischer Erhebungen ermittelt [18, 19]. Das Lastprofil privater Elektrofahrzeuge weist in den frühen Abendstunden, wenn viele Fahrzeuge nach der Arbeit geladen werden (zu Hause), die höchste Spitze auf. Durch die Möglichkeit am Arbeitsplatz zu laden wird die Abendspitze zwar insgesamt reduziert, aber eine zusätzliche Spitze in den Morgenstunden nach Erreichen des Arbeitsplatzes (zwischen 7:00 Uhr und 9:00 Uhr) erzeugt. Durch Lastmanagement werden große Teile des Ladevorganges aus den Abendstunden heraus in die Nacht sowie die frühen Morgenstunden verschoben. Dies liegt vor allem in der hohen Gesamtnachfrage in den Abendstunden begründet, die (insbesondere an Tagen mit geringer Windeinspeisung) zu einer hohen Residuallast führt. Die Einspeisung aus PV führt trotz hoher Systemlast zu einer geringen mittleren Residuallast in den Mittagsstunden. Daher findet der Ladevorgang am Arbeitsplatz im gesteuerten Fall verzögert statt.

2.3 Untersuchungsszenario

Im folgenden Abschnitt wird das Szenario für das Jahr 2030 definiert. Das Jahr 2030 wird gewählt, da sich zu diesem Zeitpunkt die Transformation des Energiesystems bereits in einer fortgeschrittenen Phase befindet. Dies bedeutet unter anderem, dass sowohl die Elektromobilität als auch weitere Sektorkopplungsoptionen einen großen Teil der Stromnachfrage ausmachen, während große Teile des Stromangebots durch EE bereitgestellt werden. Im Niederspannungsnetz trifft dies vor allem auf die Stromerzeugung aus PV zu. Hierzu wird zunächst der Aufbau des betrachteten Niederspannungsnetzes erläutert (Abschnitt 2.3.1). Anschließend werden die verwendeten Haushalts-, Photovoltaik- und Elektrofahrzeugprofile (Abschnitt 2.3.2 bis 2.3.4) sowie die PV-Heimspeicher (Abschnitt 2.3.5) vorgestellt. Zum Schluss werden die untersuchten Variationen bezüglich Elektrofahrzeugdurchdringung, Ladeleistung sowie Speicherauslegung und -durchdringung vorgestellt (Abschnitt 2.3.6).

2.3.1 Niederspannungsnetz

Studien zeigen, dass Käufer und Kaufinteressierte von Elektrofahrzeugen vor allem aus dem kleinstädtischen und ländlichen Bereich stammen [20–22]. Aus diesem Grund wird für die Simulation ein vorstädtisches Niederspannungsnetz angenommen.

Die Parametrierung des Niederspannungsnetzes erfolgt anhand der Auswertung von Netzstrukturdaten aus Deutschland [6]. Die Länge von Niederspannungskabeln in Regionen mittlerer Bevölkerungsdichte in Deutschland liegt im Schnitt bei 28 m pro Haushalt. Diese mittlere Länge dient als Grundlage für das untersuchte Netz. Die verwendeten Kabel sind vom Typ NAYY-J und besitzen einen Leiterquerschnitt von 150 mm². Das Netz besteht aus vier Strängen à 25 Netzknoten (siehe Abbildung 3). Das Niederspannungsnetz ist über einen 630 kVA Ortsnetztransformator an das Mittelspannungsnetz angebunden.

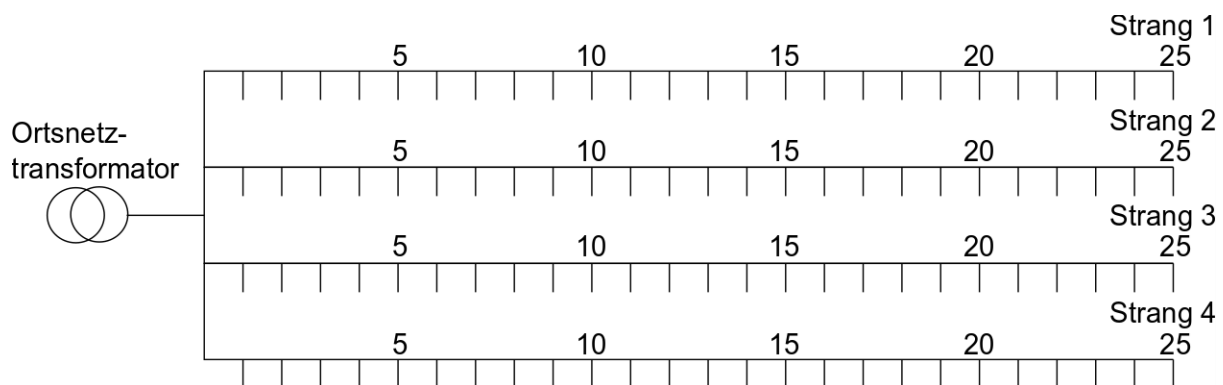


Abbildung 3: Topologie des vorstädtischen Niederspannungsnetzes

Für die Kosten des Zubaus von Kabeln inklusive der notwendigen Erdarbeiten werden 78.000 € pro Kilometer Kabel angesetzt. Zur Ermittlung des Mischzinssatzes zur Verteilung der Kapitalkosten auf die minimale regulatorische Abschreibungsdauer für die verwendeten Kabel von 40 Jahren⁵ werden folgende Werte genutzt: Die Investitionen werden zu 40 % aus Eigen- und zu 60 % aus Fremdkapital erbracht. Hierbei wird für das Eigenkapital ein Zinssatz von 6,91 %⁶ und für das Fremdkapital ein Zinssatz von 2,72 %⁷ angesetzt.

Netzparameter	Wert	Einheit
Transformatorleistung	630	kVA
Kabellänge im Netz gesamt	2820	m
Kabellänge pro Haushalt	28	m/HH
Leiterquerschnitt	150	mm ²
Netzstränge	4	Stk.
Netzknoten	100	Stk.

Tabelle 1: Übersicht zu Transformatorleistung, Leiterquerschnitt und Netztopologie

⁵ siehe StromNEV Anlage 1

⁶ 3. Regulierungsperiode in der Anreizregulierung: BK4-16-160

⁷ nach § 7 S. 7 StromNEV

2.3.2 Haushalts- und PhotovoltaikszENARIO

Es wird angenommen, dass an jeden Netzknoten im beschriebenen Niederspannungsnetz ein Einfamilienhaus mit einem Jahresstromverbrauch von 5.000 kWh/a angeschlossen ist⁸. Das Haushaltsprofil wird dabei anhand der Vorgaben der VDI-Richtlinie 4655 erstellt [23]. Die hierfür nötige Zuordnung zu Typtagen erfolgt anhand von Wetterdaten des DWD⁹ für den Zeitraum des verwendeten PV-Profiles (01.03.2014 - 28.02.2015).

Parameter	Wert	Einheit
Haushalte	100	Stk.
Jahresstromverbrauch	5.000	kWh/a

Tabelle 2: Annahmen zu Anzahl und Jahresstromverbräuchen der Haushalte

Das PV-Profil entstammt den öffentlich zugänglichen, minütlich aufgenommenen Daten einer PV-Aufdachanlage aus dem Projekt SonnJA! von einleuchtend e. V.¹⁰. Die PV-Durchdringung wird entsprechend dem Referenzszenario in [6] festgelegt auf 10 % aller Haushaltsanschlüsse bei einer PV-Leistung von 6 kWp. Die Zahlen ergeben sich durch die Annahme, dass bis zum Jahr 2030 in Deutschland jährlich 500 MW PV-Aufdachanlagenleistung zugebaut werden wird, wonach auf das betrachtete Netzgebiet 60 kWp entfallen würden. Die Leistung jeder einzelnen PV-Anlage ist nach § 9 Abs. 2b EEG 2017 auf 70 % der maximalen Anlagenleistung begrenzt. Die Verteilung der PV-Anlagen im Netz erfolgt stochastisch.

Sowohl das Haushalts- als auch das PV-Profil werden jeweils über eine Dauer von einem Jahr mit viertelstündlichen Werten abgebildet.

Parameter	Wert	Einheit
PV-Anlagen	10	Stk.
PV-Leistung	6	kWp/Anlage

Tabelle 3: Übersicht zur Anzahl und installierter Leistung der PV-Anlagen

2.3.3 Elektromobilitätsszenario

Für die Elektrofahrzeuge wird ein Fahrzeug der Mittel- bzw. Kompaktklasse gewählt. Die nutzbare Batteriekapazität beläuft sich auf 40 kWh. Der Fahrwirkungsgrad liegt bei 0,17 kWh/km. Die Fahrzeuge legen im Schnitt 13.500 km pro Jahr zurück. Es wird angenommen, dass jedes Elektrofahrzeug einmal pro Tag lädt. Hierbei spielt die Anzahl der sich im Netz befindlichen Elektrofahrzeuge eine wesentliche Rolle. Dabei gilt, dass bei einer höheren Elektrofahrzeugdurchdringung mehr Durchmischungseffekte entstehen und die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge sinkt [24]. Die maximale Gleichzeitigkeit wird des Weiteren von der Ladeleistung der Fahrzeuge beeinflusst, da diese einen Einfluss auf die Ladedauer

⁸ Berechnung des Jahresstromverbrauchs erfolgt anhand [23] unter der Annahme, dass durchschnittlich 2,5 Personen auf ein Einfamilienhaus entfallen. Für Einfamilienhäuser ist generell ein höherer Stromverbrauch anzusetzen als für Wohnungen, da hier ein zusätzlicher Strombedarf für bspw. Gartengeräte usw. besteht.

⁹ Stations ID 403 Berlin-Dahlem

¹⁰ <http://sonnja.einleuchtend.org/Download.aspx>; Daten abgerufen am: 16.12.2015

hat. Die in dieser Arbeit verwendeten Faktoren für die maximale Gleichzeitigkeit liegen zwischen 30 und 75 % (siehe Abbildung 4).

Parameter	Wert	Einheit
Nutzbare Batteriekapazität	40	kWh
Fahrwirkungsgrad	0,17	kWh/km
gefahrte Kilometer pro Jahr	13.500	km/a
Anzahl Ladevorgänge pro Tag	1	Stk.

Tabelle 4: Annahmen zur nutzbaren Batteriekapazität, Fahrwirkungsgrad, Laufleistung und Ladevorgänge pro Tag der Elektrofahrzeuge

Da der Besitz eines Elektrofahrzeugs stark mit dem Besitz einer PV-Anlage korreliert, werden die im Netz befindlichen Fahrzeuge zunächst den Haushalten mit PV-Anlage zugeordnet. Die übrigen Fahrzeuge werden dann stochastisch auf die weiteren Netzknoten verteilt.

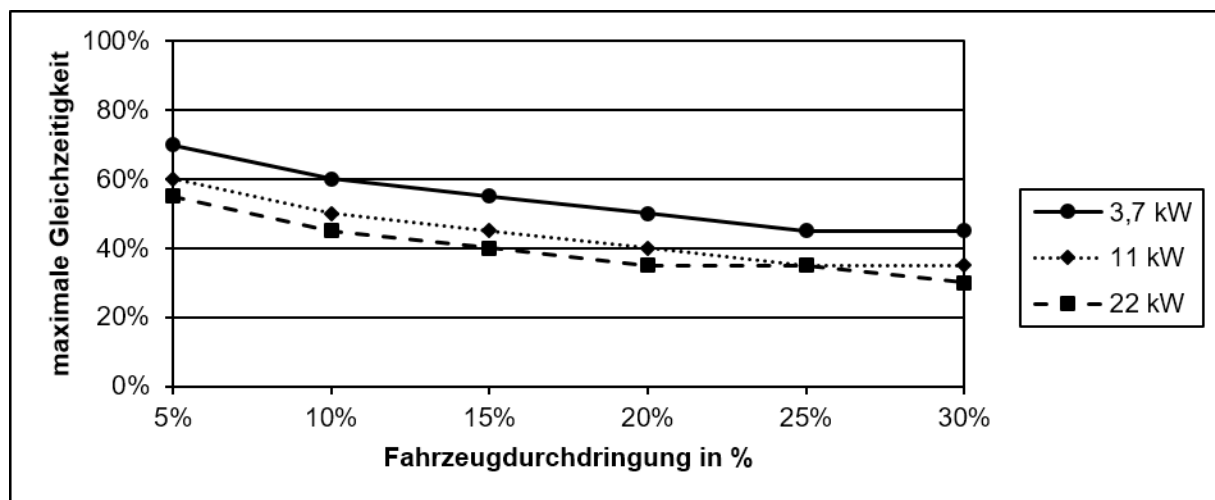


Abbildung 4: Maximale Gleichzeitigkeit für verschiedene Elektrofahrzeugdurchdringungen sowie Ladeleistungen [24, 25]

2.3.4 Ungesteuertes und gesteuertes Laden

Für das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge wird angenommen, dass jedes Elektrofahrzeug einmal pro Tag zu Hause lädt¹¹. Hierbei werden zwei Fälle betrachtet: ungesteuertes Laden nach dem letzten Weg sowie gesteuertes Laden.

Für das ungesteuerte Laden werden die Ladezeitpunkte anhand der kumulierten Ladeleistung aller Elektrofahrzeuge in Deutschland [26] und der in Abschnitt 2.3.3 genannten maximalen Gleichzeitigkeitsfaktoren festgelegt. Die Ladedauer kann dabei aus der täglich zurückgelegten Strecke ermittelt werden. Beim ungesteuerten Laden ergibt sich eine hohe zeitliche Überschneidung zwischen der Lastspitze der Haushalte (ca. 19:15 Uhr) und der maximalen Last der Elektrofahrzeuge.

Da die Haushaltsstromnachfrage einen Treiber für die Struktur der Residuallast darstellt, wird unter Einbezug der in Abschnitt 2.2 ermittelten optimierten Ladezeitpunkte die oben

¹¹ Es wird angenommen, dass das Laden am Arbeitsplatz der einzelnen Autos in einem anderen Niederspannungsnetz erfolgt. Deshalb wird nur das Laden zu Hause betrachtet.

beschriebene Überschneidung der Lastspitzen beeinflusst. Somit fällt die Lastspitze der Haushalte und der Maximalwert des Leistungsbezugs der Elektrofahrzeuge nicht mehr auf denselben Zeitbereich, wodurch die Netzbelastung reduziert wird.

2.3.5 Speicher

Um den Einfluss von PV-Heimspeichern zu analysieren, wird innerhalb des Modells eine eigenverbrauchsoptimierende Speicherbewirtschaftung ohne Vorhersage abgebildet (siehe [3]). Für die maximale Lade- und Entladeleistung wird eine C-Rate¹² von 0,5 angenommen. Sollte die Last die maximale Leistung des Speichers übersteigen, wird die Differenz aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen.

Parameter	Wert	Einheit
C-Rate	0,5	1/h

Tabelle 5: Annahme zur C-Rate der Batteriespeichern

2.3.6 Szenarien

Um den Einfluss der Elektromobilität auf die Netzbelastung abbilden zu können, wird jeweils eine Elektrofahrzeugdurchdringung¹³ von 5 %, 10 %, 20 % und 30 % untersucht. Nach Gnann wird die Elektrofahrzeugdurchdringung bezogen auf den gesamten Fahrzeugbestand bis zum Jahr 2030 unabhängig von der Ladeleistung etwa 10 % betragen [2]. Die angegebenen Variationen ergeben sich durch die Tatsache, dass Elektrofahrzeuge zukünftig konzentriert an einzelnen Netzsträngen bzw. in einzelnen Netzen vorhanden sein können. Da noch nicht klar ist, welche Ladeleistung für Elektrofahrzeuge sich im Haushaltsbereich durchsetzen wird, werden Ladeleistungen von 3,7 kW, 11 kW und 22 kW untersucht.

Die durchschnittlich installierte nutzbare Batteriekapazität bei PV-Heimspeichern, die vom 2. Halbjahr 2013 bis zum 2. Halbjahr 2017 errichtet wurden, liegt zwischen 5,5 kWh und 8 kWh [3]. Unter der Annahme, dass der Preis für Speichertechnologien in Zukunft weiter sinken wird, werden Batteriekapazitäten von 6 kWh, 8 kWh und 10 kWh untersucht. Des Weiteren werden die Auswirkungen untersucht, wenn im betrachteten Netzgebiet 50 % oder 100 % aller PV-Anlagen mit einem Heimspeicher ausgestattet sind.

Parameter	Wert
Elektrofahrzeugdurchdringung	5 %, 10 %, 20 %, 30 %
Ladeleistung Elektrofahrzeuge	3,7 kW, 11 kW, 22 kW
Anteil Speicher an PV-Anlagen	0 %, 50 %, 100 %
Nutzbare Batteriekapazität	6 kWh, 8 kWh, 10 kWh

Tabelle 6: Parameter zu Elektrofahrzeugdurchdringung, Ladeleistung, Speicheranteil und Batteriekapazität

¹² Die C-Rate eines Batteriespeichers beschreibt das Verhältnis von Lade- bzw. Entladeleistung zur Speicherkapazität. Eine C-Rate von 0,5 1/h bedeutet dabei, dass der Speicher bei voller Entladeleistung innerhalb von 2 h vollständig entladen wäre.

¹³ Die Elektrofahrzeugdurchdringung wird in dieser Arbeit als der Anteil an Elektrofahrzeugen am Bestand im betrachteten Niederspannungsnetz definiert

Die oben genannten Sensitivitäten werden jeweils in einem Szenario mit ungesteuertem Laden direkt nach Ankunft und einem Szenario mit gesteuerten Ladezeitpunkten untersucht.

3 Ergebnisse zum Netzinvestitionsbedarf und zur Entwicklung der Netzentgelte

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationen vorgestellt. Dabei wird zunächst auf den Einfluss von Elektrofahrzeugen und PV-Heimspeichern auf den Netzinvestitionsbedarf eingegangen (Abschnitt 3.1). Im Anschluss wird die Auswirkung der Elektromobilität auf die Netzentgelte betrachtet (Abschnitt 3.2). Danach werden die Effekte des zusätzlichen Einsatzes von PV-Heimspeichersystemen beschrieben (Abschnitt 3.3).

3.1 Einfluss von Elektrofahrzeugen und PV-Heimspeichern auf den Netzinvestitionsbedarf

Durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen und PV-Heimspeichern ändert sich sowohl die Auslastung als auch die Belastung der Netze. Zum einen steigt die Netzauslastung (Strombedarf) durch Elektrofahrzeuge an und kann über den Einsatz von PV-Heimspeichersystemen gesenkt werden. Zum anderen ergeben sich durch das Laden der Elektrofahrzeuge höhere Leistungsspitzen im Netz. PV-Heimspeicher können diese ggf. wieder verringern. Die Ergebnisse zur Untersuchung des zweiten Effektes - der Änderung der Belastung (Leistungsspitzen) der Netze - werden im Weiteren vorgestellt.

Für das betrachtete Untersuchungsszenario besteht im Fall des ungesteuerten Ladens für eine geringe Ladeleistung von 3,7 kW ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 30 % ein Netzinvestitionsbedarf von rund 61.000 € (siehe Abbildung 5). Eine höhere Ladeleistung führt nicht zu einem erhöhten Strombezug über die Zeit, hat jedoch zur Folge, dass sich der Bezug auf kürzere Phasen konzentriert. Daher besteht ab einer Ladeleistung von 11 kW bereits ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 20 % ein Ausbaubedarf des betrachteten Niederspannungsnetzes mit Investitionen von etwa 118.000 €. Wird die Ladeleistung weiter erhöht, so kommt es ab einer Durchdringung von 10 % zu Spannungsbandverletzungen, welche Netzinvestitionen von 71.000 € - 127.000 € erforderlich machen. Im betrachteten Netzgebiet ergeben sich somit Investitionen von 1.800 € (30 % Elektrofahrzeugdurchdringung, 3,7 kW Ladeleistung) bis etwa 6.500 € (10 % Elektrofahrzeugdurchdringung, 22 kW Ladeleistung) pro im Netz befindlichen Elektrofahrzeug. Der Netzinvestitionsbedarf für höhere Ladeleistungen bei Elektrofahrzeugdurchdringungen ab 20 % bleibt bei steigender Anzahl an Elektrofahrzeugen im Netz konstant. Dies ist begründet durch die in Abbildung 4 beschriebene, sinkende Gleichzeitigkeit.

Im Fall des gesteuerten Ladens fallen die Lastspitzen der Haushalte nicht, wie beim ungesteuerten Laden, mit den Leistungsspitzen der Elektrofahrzeuge zusammen. Dies führt dazu, dass sich für keine der untersuchten Varianten Netzausbaubedarf und somit auch kein Investitionsbedarf in das betrachtete Niederspannungsnetz ergibt (siehe Abbildung 5).

Die beschriebenen Investitionsbedarfe fallen für alle Varianten bezüglich der PV-Heimspeicherdurchdringung und Speicherkapazität gleichermaßen an. Durch eigenverbrauchsoptimiert betriebene PV-Heimspeicher kann also hier kein Netzausbau vermieden werden. Dies liegt daran, dass durch die Speicher zwar - wenn sie einen

ausreichenden Ladezustand aufweisen - die abendliche Lastspitze der Haushalte und Elektrofahrzeuge verringert werden kann, es jedoch aufgrund saisonaler Effekte dazu kommt, dass die Speicher aus dem Überschuss der PV-Anlagen nicht über den gesamten Jahresverlauf ausreichend geladen sind. In den betrachteten Fällen ist dies vor allem begründet durch eine längere bewölkte Phase im Herbst.

Es lässt sich festhalten, dass durch die auf die Residuallast im Gesamtsystem optimierten Ladezeitpunkte im gewählten Untersuchungsszenario eine Investition in das Niederspannungsnetz vermieden werden kann. PV-Heimspeicher verhindern im Falle des ungesteuerten Ladens und einer Optimierung des Eigenverbrauchs keinen Netzausbau.

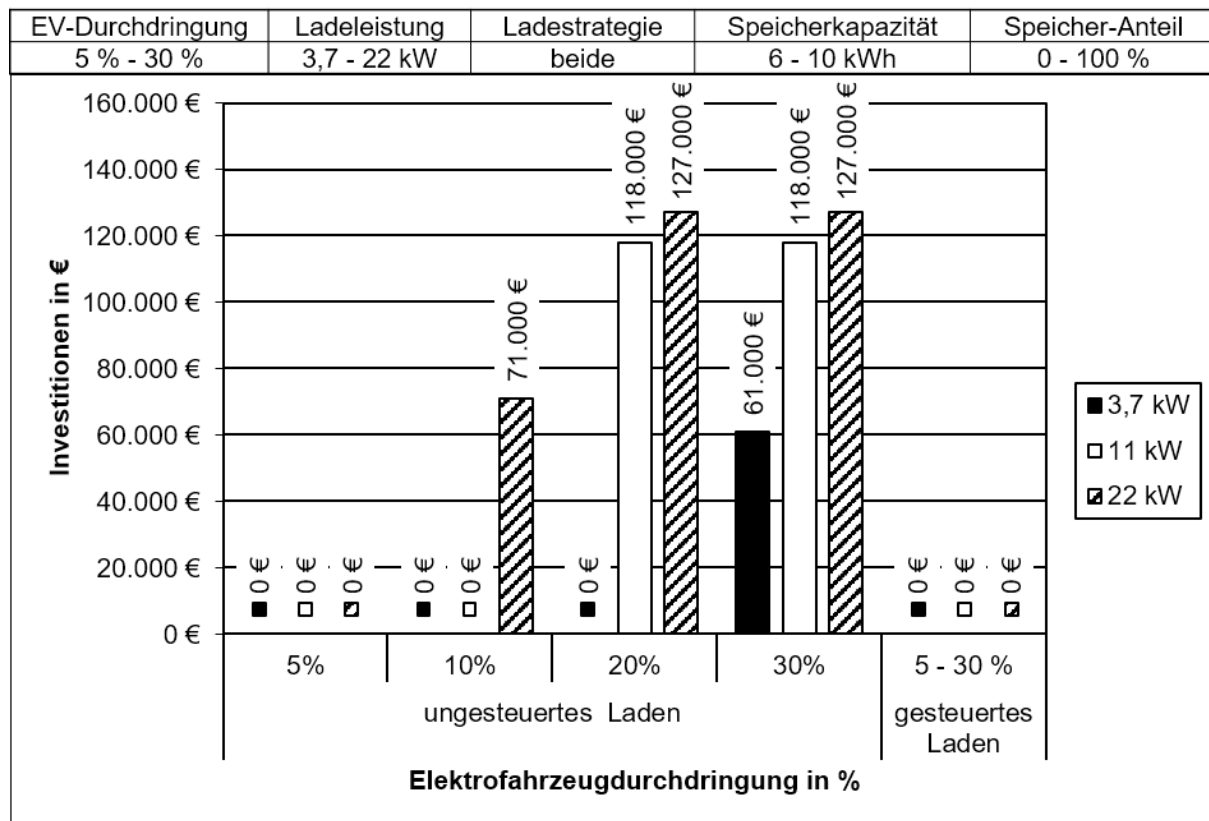


Abbildung 5: Investitionsbedarf für das untersuchte Netz in Abhängigkeit der Elektrofahrzeugdurchdringung, der Ladeleistung und der Ladestrategie der Fahrzeuge

3.2 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die spezifischen Netzentgelte

Die Netzkosten insgesamt und damit auch die zuvor beschriebenen Netzinvestitionen werden größtenteils über den Arbeitspreis (ct/kWh) auf die Letztverbraucher im Niederspannungsnetz umgelegt (siehe Kapitel 2). Die Höhe der Arbeitspreise leitet sich dabei aus den gesamten Kosten der Netzebene sowie den gewälzten Kosten der übergeordneten Netzebenen ab und wird auf die gesamte Stromentnahme der Netzebene umgelegt. Daher sind die spezifischen Netzentgelte vom gesamten Jahresstromverbrauch im Netzgebiet in der jeweiligen Netzebene abhängig. Dadurch ist es möglich, dass trotz der eventuell anfallenden Investitionen in die

Verteilnetze die spezifischen Netzentgelte durch eine höhere Netzauslastung bspw. aufgrund von Elektromobilität sinken¹⁴.

Für das in Abschnitt 2.3.3 definierte Szenario der betrachteten Elektrofahrzeuge ergibt sich pro Fahrzeug eine zusätzliche Stromnachfrage von rund 2.300 kWh/a. Dies bedeutet bei einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 5 % einen Anstieg der Stromnachfrage im Netz um 13.800 kWh/a und einen Anstieg von etwa 78.000 kWh/a bei einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 30 %. Da der Anteil der fixen Netzkosten sehr hoch ist führt die höhere Auslastung der Netze zu sinkenden spezifischen Netzentgelten.

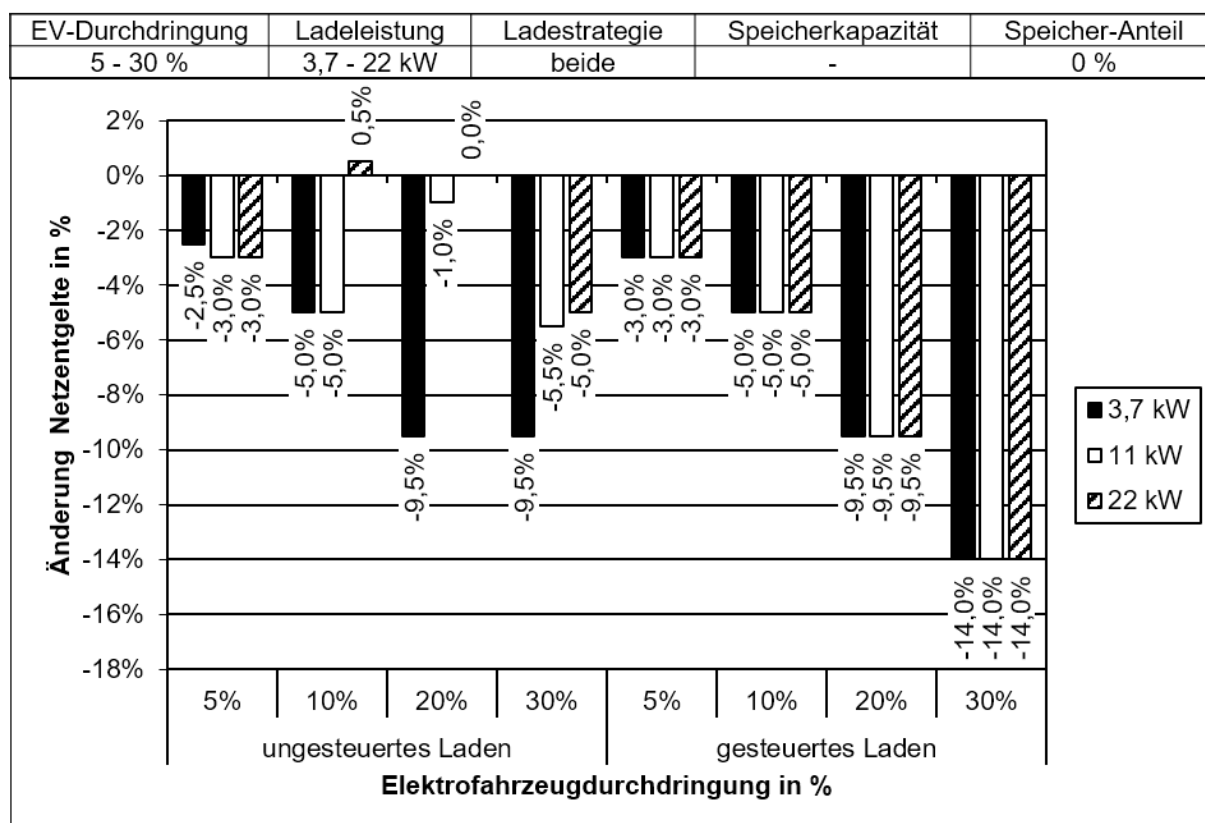


Abbildung 6: Einfluss der zusätzlichen Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge auf die Netzentgelte im betrachteten Niederspannungsnetz

Die Änderung der spezifischen Netzentgelte für die untersuchten Szenarien sind in Abbildung 6 dargestellt. Der netzentgelt-senkende Effekt durch eine höhere Auslastung ist beim gesteuerten Laden zu erkennen, da hier kein Netzausbau benötigt wird. Die spezifischen Netzentgelte sinken in diesem Fall bei allen betrachteten Ladeleistungen um bis zu 14 % bei der höchsten EV-Durchdringung. Im Fall des ungesteuerten Ladens kann der netzentgelt-senkende Effekt für alle Fälle ohne notwendige Netzinvestitionen ebenfalls festgestellt werden. Bei einer Ladeleistung von 11 kW wird der Effekt ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 20 % abgeschwächt, da hier zusätzlich Investitionen in das Verteilnetz nötig werden. Jedoch

¹⁴ Nach § 14 a EnWG besteht die Möglichkeit, spezifische Netzentgelte für Elektrofahrzeuge anzubieten. Diese Option wird in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt, da hierfür ein zusätzlicher Zählpunkt notwendig ist.

überwiegen die Effekte durch höhere Netzauslastung, wodurch die spezifischen Netzentgelte insgesamt um bis zu 5,5 % sinken (30 % EV-Durchdringung). Bei einer Ladeleistung von 22 kW überwiegt bei einer Durchdringung von 10 % Elektrofahrzeugen zunächst der netzentgelt-anhebende Effekt durch Netzinvestitionen (Anstieg um 0,5 %). Steigt der Anteil der Elektrofahrzeuge im Netz weiter an, so sinken die spezifischen Netzentgelte um bis zu 5 %.

Für den untersuchten Fall lässt sich festhalten, dass die spezifischen Netzentgelte - unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen - in fast allen Fällen durch die Elektromobilität deutlich sinken. Hierdurch ergibt sich folglich auch ein positiver Effekt für Haushalte ohne Elektrofahrzeug, welche durch die sinkenden Entgelte niedrigere Stromkosten erwarten können. Bei Haushalten mit Elektrofahrzeugen ist zu beachten, dass zwar die Strompreise an sich sinken, die absoluten Stromkosten bzw. die absoluten Netzentgelte jedoch aufgrund des höheren Strombedarfs durch das Elektrofahrzeug steigen.

3.3 Einfluss von PV-Heimspeichern in Verbindung mit Elektromobilität auf die spezifischen Netzentgelte

PV-Heimspeicher erhöhen den Eigenverbrauch von Haushalten und senken somit gleichzeitig die Netzauslastung. In den betrachteten Szenarien ergibt sich je nach Speicherkapazität und Anteil an PV-Anlagen mit Heimspeicher eine Reduzierung der Netzauslastung zwischen rund 8.200 kWh/a und 25.900 kWh/a. Dies führt dazu, dass die fixen Netzkosten auf weniger Kilowattstunden umgelegt werden können, wodurch die spezifischen Netzentgelte steigen bzw. der netzentgelt-senkende Effekt der Elektromobilität abgeschwächt wird.

Zur Verdeutlichung dieses Effektes ist in Abbildung 7 die Änderung der spezifischen Netzentgelte für unterschiedliche Anteile an PV-Anlagen mit Heimspeichersystemen für die untersuchten Elektrofahrzeugdurchdringungsraten (von a) 5 % bis d) 30 %) im Fall des ungesteuerten Ladens dargestellt.

Bei einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 5 % (a) ist kein Netzausbau nötig (vgl. Abschnitt 3.1). Hierdurch sinken, wenn sich keine PV-Heimspeicher im Netz befinden, die spezifischen Netzentgelte um etwa 3 % für alle betrachteten Ladeleistungen. Werden die Hälfte aller Haushalte mit installierten PV-Anlagen mit einem Heimspeichersystem von 6 kWh Speicherkapazität ausgestattet, so halbiert sich der netzentgelt-senkende Effekt der Elektrofahrzeuge. Besitzen alle PV-Anlagen zusätzlich ein Speichersystem, so steigen die Netzentgelte aufgrund der gestiegenen Eigenversorgung und der demzufolge geringeren Netzauslastung leicht an (0,5 %). Bei höheren Elektrofahrzeugdurchdringungsraten von 10 % bzw. 20 % im betrachteten Niederspannungsnetz können ähnliche Effekte beobachtet werden. Für Ladeleistungen von 11 bzw. 22 kW kommen zusätzlich die Investitionen für Netzausbau hinzu, wodurch die Netzentgelte um bis zu 3,5 % (22 kW Ladeleistung) ansteigen. Kommen weitere Elektrofahrzeuge im Netz hinzu (Elektrofahrzeugdurchdringung 30 %), so überwiegt trotz Netzausbau und Einsatz von Speichern der Einfluss der höheren Auslastung durch Elektrofahrzeuge und die spezifischen Netzentgelte sinken. Jedoch beträgt die Differenz zwischen dem Szenario ohne Speicher und mit 100 % Speicher-Anteil aller PV-Anlagen hinsichtlich der Netzentgelte rund 2,5 Prozentpunkte.

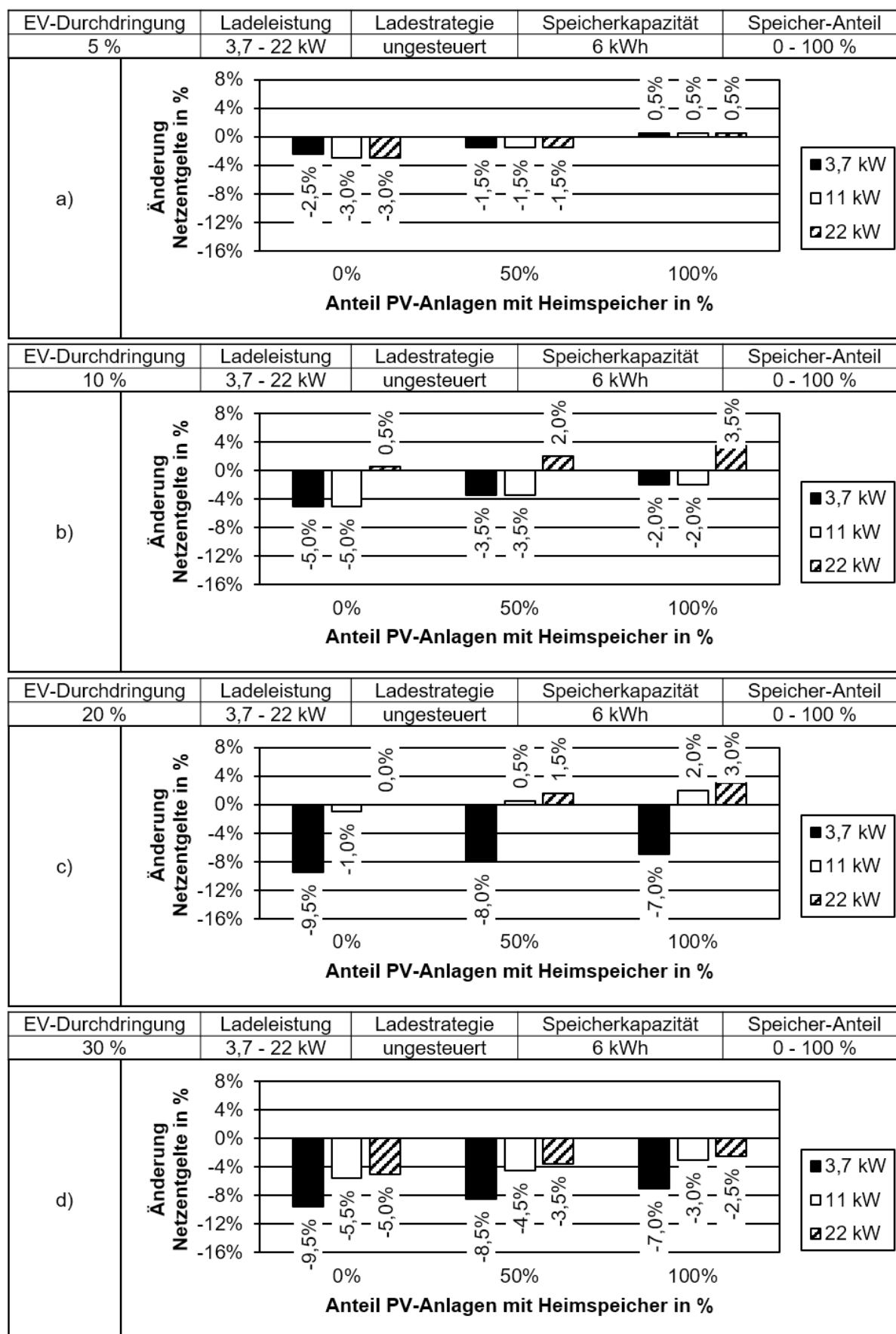


Abbildung 7: Einfluss unterschiedlicher Anteile an PV-Anlagen mit Heimspeichern nach Elektrofahrdurchdringung

Es kann festgehalten werden, dass beim Einsatz von PV-Heimspeichersystemen zwar der Eigenverbrauch der entsprechenden Haushalte steigt und somit deren Stromkosten zurückgehen, jedoch können dabei unter bestimmten Umständen die spezifischen Netzentgelte für alle im Netz befindlichen Verbraucher ansteigen. Dies verursacht höhere Stromkosten. Ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 30 % sinken die spezifischen Netzentgelte für alle betrachteten Fälle, wodurch die Stromkosten sinken.

In Abbildung 8 ist die Änderung der absoluten Kosten für Netzentgelte pro Jahr für einzelne Letztverbraucher in einem Netz mit 20 % Elektrofahrzeugdurchdringung und einem Speicher-Anteil von 50 % dargestellt. Als Referenz dienen dabei die Netzentgeltkosten für einen Haushalt innerhalb eines Netzes, in welchem weder Speicher noch Elektrofahrzeuge vorhanden sind. Es ist zu erkennen, dass die Netzentgeltkosten für einen Haushaltsknoten um 0 % bis 1 % ansteigen. Die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs lässt die absoluten Netzentgeltkosten aufgrund des höheren Stromverbrauchs um etwa 47 % ansteigen. Wird zusätzlich am Netzknoten noch eine PV-Anlage installiert, so kann dieser Anstieg aufgrund des Effektes des Eigenverbrauchs auf etwa 11 % reduziert werden. Bei der Anschaffung eines Heimspeichers können aufgrund der höheren Eigenverbrauchsquote die Netzentgeltkosten - trotz höheren Stromverbrauchs durch das Elektrofahrzeug - um 19 % bis 35 % im Vergleich zum Referenzfall gesenkt werden. Die Speicherkapazität hat hierbei vor allem Einfluss auf Netzknoten mit installiertem PV-Heimspeichersystem. Bei allen anderen Letztverbrauchern im Netz macht sich der Unterschied der Speicherkapazitäten kaum bemerkbar.

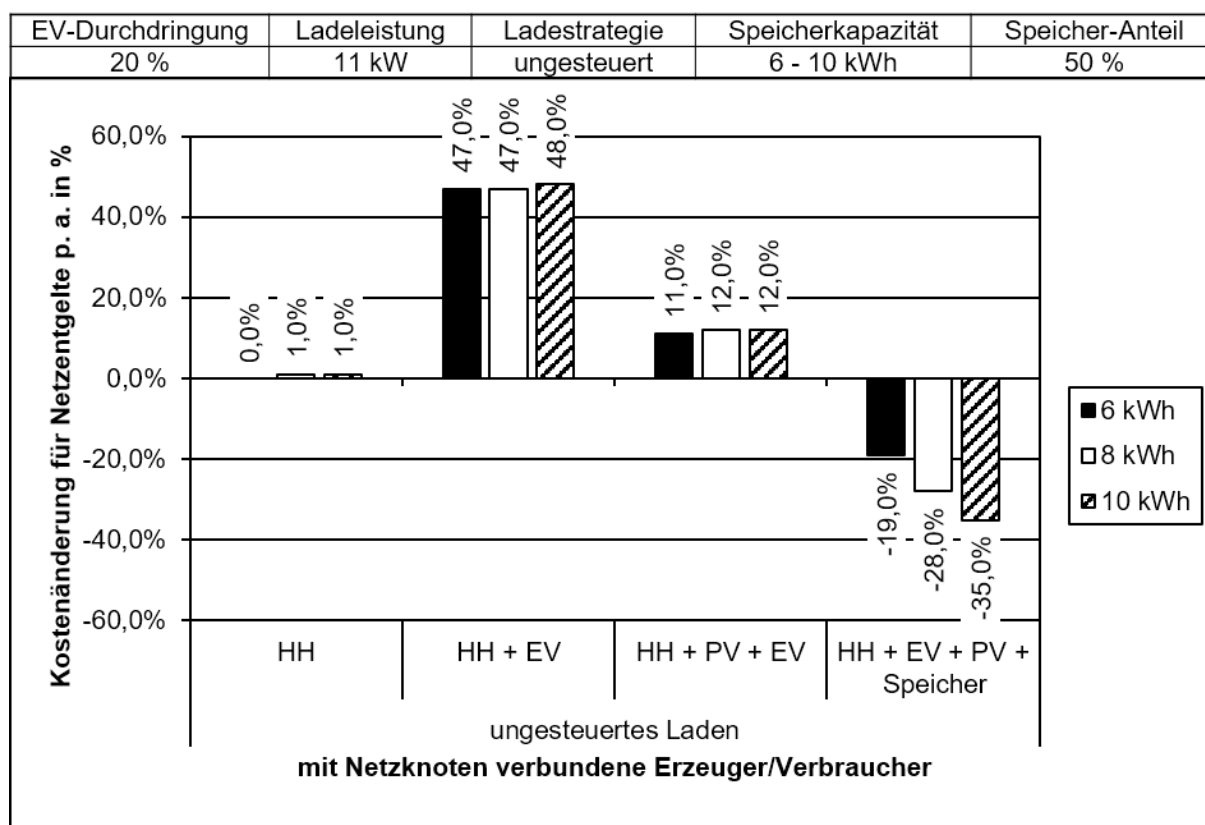


Abbildung 8: Einfluss verschiedener Verbraucher/Erzeuger auf die Netzentgeltkosten eines Haushaltes im betrachteten Netzgebiet. Referenz: Haushalt in einem Netz ohne Speicher und ohne Elektrofahrzeuge.

Es lässt sich für den betrachteten Fall festhalten, dass PV-Heimspeichersysteme die Netzentgeltkosten für deren Besitzer trotz zusätzlichem Elektrofahrzeug senken können. Zusätzlich hat die Speichergröße nur einen marginalen Einfluss auf die Netzentgeltkosten anderer Verbraucher im Netz.

4 Zusammenfassung, Diskussion und Ausblick

Durch Elektrofahrzeuge ändert sich die Stromnachfrage in elektrischen Netzen. Hierdurch können sich in Abhängigkeit der Anzahl und Verteilung der Fahrzeuge lokal hohe Lastspitzen in Niederspannungsnetzen ergeben. Da die Netze häufig nicht auf diese Belastungen ausgelegt sind, kann es zu unzulässigen Netzzuständen und Betriebsmittelüberlastungen kommen, was Netzausbau bedingt, der wiederum mit Investitionen verbunden ist. Diese Investitionen werden über die Netzentgelte auf Letztverbraucher umgelegt und somit refinanziert.

Im betrachteten Netzgebiet ist ein Netzausbau je nach Ladeleistung ab einer Elektrofahrzeugdurchdringung von 10 % (22 kW Ladeleistung), 20 % (11 kW Ladeleistung) bzw. 30 % (3,7 kW Ladeleistung) nötig.

Es konnte gezeigt werden, dass PV-Heimspeichersysteme bei eigenverbrauchsoptimierter Bewirtschaftung in den betrachteten Szenarien keinen Netzausbau verhindern können. Dies liegt an saisonalen Effekten, wodurch die Speicher nicht an allen Tagen - wenn die Elektrofahrzeuge laden - einen hinreichend hohen Ladezustand aufweisen. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, insbesondere Abbildung 8, jedoch auch, dass der Besitz eines Speichers aus Sicht der Haushalte und in Bezug auf die Netzentgelte vorteilhaft sein kann. Denn dieser erhöht zwar die spezifischen Netzentgelte, reduziert jedoch für den Speicherbesitzer die absoluten Bezugskosten aus dem Netz. In der Folge werden die Gesamtkosten des Netzes auf eine geringere Strommenge umgelegt, während für Haushalte ohne Speicher der Strombedarf aus dem Netz unverändert bleibt bzw. sich durch das Elektrofahrzeug sogar erhöht. Insofern treten unter den gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen durch die Diffusion von Batteriespeichern Umverteilungs- und Entsolidarisierungseffekte auf, die durch Elektrofahrzeuge verstärkt werden.

Um diese saisonalen Effekte ausgleichen zu können, müssten zusätzlich Langzeitspeicher etabliert werden, da der Nutzen eigenverbrauchsoptimiert bewirtschafteter, privater Speicher bezüglich der Netzdienlichkeit an dieser Stelle beschränkt ist. Auch ein netzdienlicher Einsatz der ausschließlich aus den PV-Anlagen gespeisten Speicher würde aufgrund der niedrigen Speicherkapazitäten keine Abhilfe schaffen. Da private Haushalte von einem solchen Langzeitspeicher jedoch kaum profitieren könnten und damit aus Haushaltsperspektive kein finanzieller Anreiz zur Investition besteht, müssten die notwendigen Kosten vom Netzbetreiber getragen werden. Diese wären somit lediglich als Alternative zu betrachten, sofern dies kosteneffizient (im Vergleich zum Netzausbau) darstellbar wäre.

Eine weitere Option wäre eine Anpassung der Speicherbeladungsstrategie dahingehend, dass auch ein Laden des Speichers aus dem Netz möglich ist. Somit könnten saisonale Effekte ausgeglichen werden. Jedoch wäre hierfür, um eine unnötige Abregelung der PV-Einspeisung zu vermeiden, eine Vorhersage für die PV-Einspeisung jeder Anlage nötig. Zusätzlich bleibt

die Frage offen, wer für die Speicherverluste bei Laden aus dem Netz aufkommt und wie diese bemessen werden.

Des Weiteren führen PV-Heimspeichersysteme aufgrund des erhöhten Eigenverbrauchs und der somit sinkenden Netzauslastung zu steigenden spezifischen Netzentgelten für alle Letztverbraucher im Netzgebiet. Dieser Effekt kann jedoch bei hinreichend hoher Elektrofahrzeugdurchdringung ausgeglichen werden.

Das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen hingegen kann Netzausbau verhindern. Es ist hierbei anzumerken, dass die Ladezeitpunkte nicht netzdienlich lokal festgelegt wurden, sondern zur Optimierung der Residuallast im gesamten Energiesystem (Deutschland). Trotzdem konnte der Netzausbau für alle betrachteten Fälle vermieden werden.

Es zeigt sich somit, dass der eigenverbrauchsoptimierte Einsatz von PV-Heimspeichern eher einen negativen Effekt auf die spezifischen Netzentgelte hat und der Einsatz von residuallast-glättendem Lastmanagement mittels gesteuerten Ladezeitpunkten für Elektrofahrzeuge sowohl Netzausbau verhindert, als auch die spezifischen Netzentgelte stark absenken kann. Unter den gegebenen Annahmen wäre die Ladesteuerung somit bzgl. der spezifischen Netzentgelte dem Einsatz von PV-Heimspeichern vorzuziehen. Eine Gesamtstrategie könnte jedoch sowohl Anreize für Lastmanagement als auch für eine netz- oder marktdienliche Speicherbewirtschaftung beinhalten und damit die Ladestrategie und gleichzeitig PV-Heimspeichersysteme adressieren.

Anzumerken ist, dass sich die betrachteten Fälle hier nur auf einen Netztypen beziehen. Zukünftig sollte die Allgemeingültigkeit der Ergebnisse anhand anderer Netztypen bestätigt werden. Verteilnetze in Deutschland sind sehr heterogen, weshalb die Ergebnisse stark variieren können. Die beschriebenen netzentgelt-senkenden bzw. -anhebenden Effekte durch Elektrofahrzeuge und PV-Heimspeicher treten jedoch qualitativ in allen Netzen auf.

Auch wurden in dieser Arbeit ausschließlich die Netzentgelte im Niederspannungsnetz untersucht. Die Netzentgelte höherer Spannungsebenen liegen jedoch deutlich unter denen des Niederspannungsnetzes. Für eine Gesamtbewertung der Strompreisänderungen müssten zusätzlich auch diejenigen Strompreisbestandteile mit untersucht werden, welche durch die verstärkte Nutzung von Elektromobilität und PV-Heimspeichern stärker beeinflusst werden, wie die Strombeschaffungskosten und die EEG-Umlage. So ist es durchaus möglich, dass die erhöhte Stromnachfrage durch Elektromobilität dazu führt, dass vermehrt Kraftwerke mit höheren Stromgestehungskosten eingesetzt werden müssen [26]. Der Einsatz von PV-Heimspeichern könnte diesen Effekt eventuell abschwächen. Bei der EEG-Umlage gibt es - ähnlich wie bei den Netzentgelten - zwei gegenläufige Effekte. Zum einen müssen - um die klimapolitischen Ziele erreichen zu können - deutlich mehr EE-Anlagen zugebaut werden, wodurch die EEG-Umlage (bei gleichbleibenden Strompreisen) steigen würde, zum anderen kann die Umlage bei steigender Anzahl von Elektrofahrzeugen auf eine größere Strommenge umgelegt werden. Welcher der beiden Effekte in welchen Fällen überwiegt, wurde in der vorliegenden Arbeit nicht untersucht.

Für die Gestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen lässt sich folgern, dass bei einer höheren Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen eine Begrenzung der Ladeleistung sinnvoll sein kann, um die Netzinvestitionen niedrig zu halten. Für das Laden zu Hause ergeben sich dadurch kaum Einschränkungen für die Mobilität der Fahrzeugnutzer, wenn

nachts geladen wird. Außerdem sollte das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen durch entsprechende Regulierung angereizt werden. Bezüglich der PV-Heimspeicher sollte ein netzdienlicher Einsatz geprüft und ggf. unterstützt werden.

Einen weiteren Untersuchungsgegenstand können die Auswirkungen einer Änderung der Regulierung der Netzentgelte darstellen. Beispielsweise könnten Netzentgelte auf Basis von maximal genutzten Leistungen statt Strommengen untersucht werden oder zeitlich variable Netzentgelte, welche sich am lokalen Netzzustand orientieren.

Fördervermerk

Diese Veröffentlichung wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) innerhalb des Projekts „Flexible Nachfrage als wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse – EnSYS-FlexA“ gefördert.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Literatur

- [1] GERBERT, Philipp ; HERHOLD, Patrick ; BURCHARDT, Jens ; SCHÖNBERGER, Stefan ; RECHENMACHER, Florian ; KIRCHNER, Almut ; KEMMLER, Andreas ; WÜNSCH, Marco: *Klimapfade für Deutschland*. 2018
- [2] GNANN, Till: *Market diffusion of plug-in electric vehicles and their charging infrastructure*. Dissertation. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2015
- [3] FIGGENER, Jan ; HABERSCHUSZ, David ; KAIRIES, Kai-Philipp ; WESSELS, Oliver ; TEPE, Benedikt ; SAUWER, Dirk Uwe: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 : Jahresbericht 2018*. Aachen, 2018
- [4] KLINGLER, Anna-Lena ; MARWITZ, S.: Can Residential Self-Consumption Contribute to Load Reduction in Low-Voltage Grids? In: *14. Symposium Energieinnovation, 10.-12.02.2016, Graz/Austria*.
- [5] JOHANNES WENIGER ; JOSEPH BERGNER ; TJARKO TJADEN ; VOLKER QUASCHNING: *Solarspeicherstudie: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. 2015
- [6] MARWITZ, Simon: *Techno-ökonomische Auswirkungen des Betriebs von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf deutsche Niederspannungsnetze*. Dissertation. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2018
- [7] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (dena) (Hrsg.): *dena-Verteilnetzstudie : Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Endbericht. Berlin, 2012
- [8] MARWITZ, S. ; OLK, C.: *Extension algorithm for generic low-voltage networks*. In: *Journal of Physics: Conference Series* 977 (2018), S. 12006

- [9] JOCHEM, Patrick ; BABROWSKI, Sonja ; FICHTNER, Wolf: *Assessing CO2 emissions of electric vehicles in Germany in 2030*. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 78 (2015), S. 68–83
- [10] HANEMANN, Philipp ; BRUCKNER, Thomas: *Effects of electric vehicles on the spot market price*. In: *Energy* 162 (2018), S. 255–266
- [11] LUND, Henrik ; KEMPTON, Willett: *Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G*. In: *Energy Policy* 36 (2008), Nr. 9, S. 3578–3587
- [12] RICHARDSON, David B.: *Electric vehicles and the electric grid : A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19 (2013), S. 247–254
- [13] TALJEGARD, M. ; GÖRANSSON, L. ; ODENBERGER, M. ; JOHNSON, F.: *Impacts of electric vehicles on the electricity generation portfolio – A Scandinavian-German case study*. In: *Applied Energy* 235 (2019), S. 1637–1650
- [14] HANEMANN, Philipp ; BEHNERT, Marika ; BRUCKNER, Thomas: *Effects of electric vehicle charging strategies on the German power system*. In: *Applied Energy* 203 (2017), S. 608–622
- [15] DALLINGER, David ; GERDA, Schubert ; WIETSCHER, Martin: *Integration of intermittent renewable power supply using grid-connected vehicles – A 2030 case study for California and Germany*. In: *Applied Energy* 104 (2013), S. 666–682
- [16] BOßMANN, Tobias: *The contribution of electricity consumers to peak shaving and the integration of renewable energy sources by means of demand response. A model-based long-term scenario analysis in consideration of structural changes in electricity demand*. Dissertation. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2015
- [17] GNANN, Till ; KLINGLER, Anna-Lena ; KÜHNBACH, Matthias: *The load shift potential of plug-in electric vehicles with different amounts of charging infrastructure*. In: *Journal of Power Sources* 390 (2018), S. 20–29
- [18] "MOBILITÄTSPANEL DEUTSCHLAND" (MOP) 1994-2010: *Projektbearbeitung durch das Institut für Verkehrswesen der Universität Karlsruhe (TH). Verteilt durch die Clearingstelle Verkehr des DLR-Instituts für Verkehrsforschung: www.clearingstelle-verkehr.de*. Karlsruhe, Germany, 2010 :
- [19] FRAUNHOFER INSTITUT FÜR SYSTEM- UND INNOVATIONSFORSCHUNG (FRAUNHOFER ISI): *REM2030 Driving Profiles Database V2015*. Karlsruhe, Germany : 2015
- [20] FRENZEL, Ina ; JARASS, Julia ; TROMMER, Stefan ; LENZ, Barbara: *Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland : Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung*. 2015
- [21] FIGENBAUM, Erik ; KOLBENSTVEDT, Marika: *Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users : Results from a survey of vehicle owners*. TØI Report 1492/2016. Oslo, 2016
- [22] WIETSCHER, Martin ; DÜTSCHKE, Elisabeth ; FUNKE, Simon ; PETERS, Anja ; PLÖTZ, Patrick ; SCHNEIDER, Uta ; ROSER, Anette ; GLOBISCH, Joachim: *Kaufpotenzial für Elektrofahrzeuge bei sogenannten "Early Adoptern"*. Studie für das BMWi. Karlsruhe, 2012
- [23] VDI 4655. 2008-05. *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*
- [24] CHRISTIAN REHTANZ ; MARCO GREVE ; ULF HÄGER ; ZITA HAGEMANN ; STEFAN KIPPELT ; CHRIS KITTL ; MARIE-LOUISE KOUBERT ; OLIVER POHL ; FLORIAN REWALD ; CHRISTIAN WAGNER: *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg*. Dortmund, April 2017

- [25] NOBIS, Philipp Richard Rainer: *Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen*. München, Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik. Dissertation. 2016
- [26] WIETSCHEL, Martin ; KÜHNBACH, Matthias ; STUTE, Judith ; GNANN, Till ; MARWITZ, Simon ; KLOBASA, Marian: *Auswirkung der Elektromobilität auf die Haushaltsstrompreise in Deutschland*. Karlsruhe, 2018

Flexibility Potential of Power-to-X Options: A German Case Study

Michael Haendel
Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI
Breslauer Strasse 48, 76139 Karlsruhe, Germany
+49 721 6809676, michael.haendel@isi.fraunhofer.de

Abstract

Driven by energy and climate protection targets, new consumers are increasingly diffusing into the market in the form of electric vehicles and heat pumps. In addition to their potential to reduce greenhouse gases, they can also offer additional flexibility. For this purpose, new consumers are using existing storage capacities or shifting their demand. However, the concrete flexibility potential can vary greatly depending on the usage behavior. In order to gain a better overview of the potential, different user groups are analyzed in an agent-based simulation model with regard to their impact on the power system. A case study for Germany compares an uncontrolled with a price-controlled mode of operation. The user groups differ in terms of various characteristic parameters of the new consumers. The analysis shows that electric vehicles have higher flexibility potentials compared to heat pumps and can also provide their flexibility at a similar level all year round. Storage sizes with a shift potential of up to one day appear advantageous, as times of high photovoltaic feed-ins can thus be exploited. The cost reduction potential is limited.

Keywords: electric vehicle, heat pump, agent-based simulation

I Introduction

In order to comply with the climate protection goals, the energy system requires a reduction of greenhouse gas emissions in all areas. This makes it necessary to greatly reduce the consumption of fossil resources in addition to improving energy efficiency. Therefore, electricity production is increasingly using renewable energies from fluctuating sources. For other areas, further electrification seems to be a promising option. So-called Power-to-X (PtX) options can be used to substitute fossil fuels with renewable electricity and provide some additional flexibility that helps to integrate renewable energy sources. Some PtX options may also lead to efficiency gains in certain applications. However, these potential new consumers

can lead to a significant increase in electricity demand and cause problems in the operation of the grid [1].

Although the term PtX is used differently and there is still no generally accepted definition (see also [2]), the environment for new applications for electricity can be described as follows: Currently, it is difficult for many PtX options staying competitive on the market under current economic and regulatory conditions. However, PtX options are often some of the only options to achieve greenhouse gas reductions in various applications and are therefore needed in the long term. The crucial factor here is that the electricity must be provided predominantly or exclusively from renewable energies, as otherwise more greenhouse gas emissions can result from the use of PtX options. In terms of climate policy, PtX options are particularly relevant in the transport sector in the short term and also in the heating sector in the medium term. The industrial sector faces greater challenges, in particular, due to its economic efficiency.

Promising PtX options in the short term are electric vehicles and heat pumps, which are continually increasing their market share and offering additional flexibility. However, the user behavior and operation mode can limit this flexibility. So far, it is not yet completely clear how the best realization of this flexibility is and which user groups are particularly important. However, insights about this are important in order to prepare the infrastructure for the additional demand at the supraregional and especially the local level. It must be examined to what extent a grid expansion must take place or how available flexibility potentials can be utilized in order to improve the integration of distributed energy resources into the system.

In addition to the user behavior, the regulatory framework also plays a decisive role. This determines how incentives can be set for users to adapt their behavior to the needs. On the one hand, the regulatory framework influences the consumer's investment specifications, e.g. connected power can be specified or economically advantageous storage sizes can result from regulations. On the other hand, the regulatory framework determines how incentives to provide flexibility can be set. Based on low electricity costs and mostly time-independent electricity prices, incentives have hardly existed so far. Time-dynamic price signals can provide incentives to influence user behavior. However, it is necessary to generate such price signals according to the need. There are already different approaches available, e.g. [3].

Based on the previous work [4], the contribution of this paper is to examine the load shift potentials of different user groups in more detail. Characteristic parameters that affect the flexibility potential are described and analyzed. This

makes it possible to show differences between individual user groups and to identify user groups that have a large impact on the system. In addition, the procedure here represents an opportunity to examine social science survey results on the behavior of individual actors or groups in more detail by describing them using appropriate characteristic key figures. Then, more individual load shift potentials for this characteristic group could be determined and support their analysis. Furthermore, this paper shows how an adapted regulatory framework with a constructed price signal can shift demand at times of high photovoltaic feed-ins.

The structure of this contribution is as follows: Section II describes the agent-based simulation model and the modeling of electric vehicles and heat pumps. Section III explains the framework of the case study. The results are presented in section IV and section V draws the conclusions.

II Methods

The basis of the analysis is the simulation module of the Enertile Platform [5]. This is an agent-based electricity market model that depicts the main players in the areas of markets, electricity demand, utilities, renewable electricity generation and selected PtX options as computational agents. This study focuses on individual agents for electric vehicles and heat pumps in the residential sector, whose type can be defined by various characteristics having either an uncontrolled or a price-controlled mode of operation. Thus, different agent types can represent different user groups. More detailed information on the model can be found in particular in the work of [6] and [7]. The methodology relevant for this paper corresponds to the methodological approach in [4] and is presented below.

The agent-based simulation model models the electricity market in an hourly resolution with a perfect foresight. The electricity price basing on the spot market is relevant for this contribution, which is used as a basis for the design of a control signal for the PtX options. The spot market price is calculated by creating a market equilibrium in perfect competition. Here, the point of intersection of the merit order of the generation with an inelastic demand is determined. The equilibrium is significantly influenced by the marginal generation costs. The variable generation costs of conventional power plants are mainly dependent on fuel, startup costs and CO₂ prices. Normalized time series are used for the feed-in behavior of fluctuating renewables, which are scaled with the generation of the simulation period. The same approach is used for demand characteristic. A schematic overview of the simulation model is depicted in fig. 1.

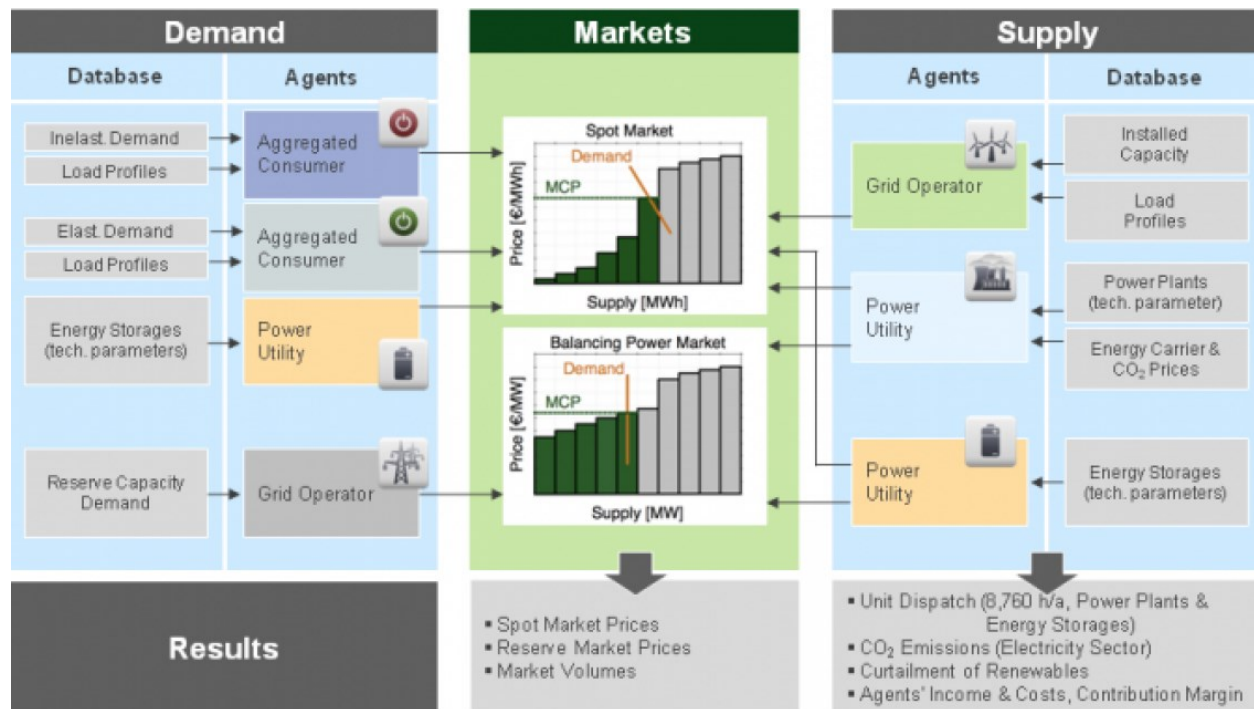


Figure 1 Rough overview of the simulation model [5].

The various user groups are modeled in the agent-based model using the demand-side management module. The demand-side management module has three levels. Each level is represented by a specific type of agent, the device agent, the distributed grid agent and the demand-side management agent. At the lowest level is the device agent. This agent type represents in detail the behavior of the PtX options, i.e. here the electric vehicles and heat pumps, on a quarter-hourly time basis. Each agent represents exactly one individual actor. The distributed grid agent on the middle level groups several device agents for a grid area and tries to map network restrictions in a simplified way. Only the utilization of the transformer is taken into account. Depending on the utilization of the transformer, the price control signal for the device agents is adjusted. A high utilization of the transformer increases the price for the grid fees in the respective hour. This has no influence on the uncontrolled operation of the device agents and thus grid restrictions remain unconsidered for them. On the highest level there is the demand-side management agent. This agent type pools distributed grid agents and assumes the role of aggregators by bundling demand and supply and placing bids on the spot market. In addition, the demand-side-management agents are used to linearly scale the demand of the device agents to represent the total demand of a PtX option. This reduces complexity and resource requirements. Therefore, for the investigation in

this paper, each user group is mapped by a distributed grid agent and its pooled device agents.

The behavior of the device agents can be determined on the basis of two different modes of operation, the uncontrolled and the price-controlled mode of operation. The uncontrolled mode of operation does not take any control signal into account and allows the agent to act autonomously. Power is simply drawn when it is required. In price-controlled operation, the behavior of the device agent is controlled by means of a price signal. The agent tries to postpone its demand at times when the electricity price is low. A shortest path algorithm approach is used to determine the point in times with the lowest electricity prices. Possible paths are created over the optimization period and the discretized storage size, from which the most cost-effective path is selected. Searching backward, the corresponding demand times of the agents are set. The Control mechanism is also based on a receding horizon approach. The optimization takes place for a period of two days. However, the agents' behavior is only set for the first day. The demand times for the second day are taken into account in the electricity price calculation for the next day, which then influences the optimization of the demand times on the next day.

Two options are available as a price signal for controlling the agents' behavior, the basic and adjusted price signal. The basic price signal consists of the energy-only electricity price of the market model supplemented by fees, levies and taxes. The adjusted price signal is based on the basic price signal. Contrary to the basic price signal, however, selected shares of the fixed fees and levies can be dynamized here. In this paper, the standardized photovoltaic profile is used for dynamization. For this purpose, the specific hourly values are subtracted from the maximum value of the normalized profile. In a preliminary run, the total costs of the fixed fees and levies, which shall be dynamized, are determined over the simulation period. These costs are multiplied by the control signal, so that times of high photovoltaic feed-ins lead to lower costs and low feed-ins to higher costs. This provides the agents with incentives to shift their demand in times of high photovoltaic feed-ins.

The behavior of electric vehicle agents is largely determined by the driving behavior and the available infrastructure. A stochastic model is used to depict the driving behavior as detailed as possible. The stochastic model identifies the driving behavior on the basis of selectable probabilities for different days of the week, based on the statistics on recorded driving profiles. The driving behavior is set in advance of the simulation. Iteratively, the driving behavior of each individual electric vehicle agent is determined for each day of the simulated period. First, a probability of occurrence is used to check whether a trip takes place on the day under investigation. If one trip will take place, the maximum number of trips of the

day is scheduled. Afterward, the model iteratively checks in 15-minute steps at the beginning of the day whether a trip should start at the appropriate time. There is at least one trip. Based on the starting time of the trip, the length is selected. The trip duration is calculated on the basis of a linear relationship to the trip length. The available charging infrastructure at the end of a trip is determined by the reason for the trip and the time of arrival. The charging infrastructure distinguishes between availability at home, work and public location. Availability at work always includes availability at home and public availability includes availability at work. The specific demand is derived from the vehicle specifications and the operation mode of the agent. In uncontrolled operation, it is assumed that charging takes place immediately after the last trip. For price-controlled operation, an attempt is always made to charge at times when the electricity price is low and a charging infrastructure is available. The charging power only depends on the vehicle specification. Since the driving profiles are determined stochastically, they are saved for a uniform analysis during creation and reloaded for the subsequent runs. This makes it easier to compare different runs.

The behavior of heat pump agents is implemented by using a block box that balances the energy flows of three elements. The elements used are a heat pump, a building and a hot water storage. The heat pump draws electricity and supplies the heat. Thus, it is responsible for the demand of the agent. When modeling the heat pump, a distinction is made between two different types. The brine-water heat pump is based on an external heat source that has an almost constant temperature over a year. Accordingly, electricity consumption and heat generation can be mapped using a constant coefficient of performance. The air-water heat pump has air as an external heat source. However, air has a strongly fluctuating temperature over the year and therefore the air-water heat pump cannot simply be represented by a constant coefficient of performance. In order to cope with the fluctuating temperature, a linear temperature dependence of the coefficient of performance is assumed. The building represents the heat demand. The heat requirement is calculated by multiplying the difference between the indoor and outdoor temperature by the heat loss coefficient. The heat loss coefficient is calculated simplified based on the standard heating demand and the standard external and internal temperatures. The hot water storage tank is used to provide flexibility in the operation of the heat pump. The hot water storage tank is also used to model the inertia of temperature changes in the building. A constant internal temperature of 20 °C during the day is assumed for both operating modes. At night, the temperature drops to 15 °C between 23:00 and 7:00 o'clock. Combined with the prevailing outside temperature, this results in the heat required for each time step. In uncontrolled operation, the heat pump always draws electricity when heating is

required. In order to avoid frequent switching on and off of the heat pump, a heating requirement must have been present for 5 hours at a time to start the heat pump. The same applies to switching off, which only takes place when there was no heating demand for 5 hours. This last regulation does not apply to price-controlled operation. The heat pump can be switched on and off at any time in order to obtain electricity as cheaply as possible.

III Case Study

The framework data for the analysis of the case study is provided by the conservative scenario A for the year 2030 from the study [8]. For the conventional generation, the mix of the current power plant park in Germany is assumed. Planned closures are taken into account by substituting gas-fired power plants if there is a lack of generation capacity. Table 1 gives an overview of the generation capacities of renewable energies. The time series used are the feed-in and demand characteristics from 2008. The year 2008 was characterized by the fact that it had few extreme weather events and behaved similarly to a multi-year average [9]. The net electricity demand for Germany is assumed by 532 TWh. Prices for energy carriers and costs for CO₂ certificates are shown in Table 2. The import and export of electricity are unconsidered. Storage activities of hydropower plants are not taken into account, too. It is assumed that the number of electric vehicles and heat pumps is evenly distributed among the user groups. A total of 1.1 million heat pumps and 1 million electric vehicles are expected in 2030.

Table 1 Installed Capacities in 2030

Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaics	Other renewable energy	Conventional generation
54.2 GW _{installed}	14.3 GW _{installed}	58.7 GW _{installed}	11.6 GW _{installed}	80.6 GW _{installed}

Taken from scenario A [8].

Table 2 Fuel and CO₂ certificate prices

Oil	Gas	Hard coal	Lignite	CO ₂ certificate prices
714 €/t	3.2 cent/kWh _{th}	86 €/t coal equivalent	3.1 €/kWh _{th}	23 €/t CO ₂

Taken from scenario A [8].

To determine the load shift potential of the agents, the behavior of the agents in an uncontrolled mode of operation is compared with a controlled mode of operation. Two different price signals are used as control signals, the basic price signal and the adjusted price signal. For the base price signal, the market price including taxes, fees and levies (Table 3) resulting from the simulation model is used. At the adjusted price signal, individual price components of fees and levies are dynamized. Here, the objective is to generate a price signal that can set local incentives to react to high feed-ins from renewable energies. For this purpose, the two largest cost blocks, the grid utilization fees and the Renewable Energy Act levies, are dynamized over a period of one year. The normalized photovoltaic feed-in time series is used as a control signal. The lowest costs are incurred at the time of the highest photovoltaic feed-in and, conversely, the highest costs at the time of no photovoltaic feed-in.

Table 3 Main levies, fees and taxes for electricity in Germany	
Category	Cost in cent/kWh (average values)
Grid fees	6.99
Renewable Energy Act levy	6.88
Concession fee	1.62
Combined Heat and Power Act levy	0.44
Electricity tax	2.05
Sales tax	4.77

Taken from [10].

The German Mobility Panels [11] are used to map the driving behavior of electric vehicles. The data set describes the driving behavior of many vehicles with regard to the distances covered on different days. In addition, a reason for the trip is available for each trip, which is used to determine the charging infrastructure. It is assumed for all user groups that charging takes place after the last trip of a day in the uncontrolled mode of operation. The user groups differ in terms of the availability of the charging infrastructure, the charging power and the battery size of the vehicles. Charging at home, work and public are available as charging infrastructures. The charging power is 3.7 kW, 11 kW and 22 kW respectively. As battery sizes 20 kWh, 40 kWh, 80 kWh and 120 kWh are examined. There are in total 36 variants which are summarized in Table 4.

Table 4 Electric vehicle variants

Electric vehicle type	Battery capacity	Consumptions	Charging infrastructure availability	Charging power
A	20 kWh	0.138 kWh _{el} /km	• home • work • public	• 3.7 kW • 11 kW • 22 kW
B	40 kWh	0.17 kWh _{el} /km	• home • work • public	• 3.7 kW • 11 kW • 22 kW
C	80 kWh	0.183 kWh _{el} /km	• home • work • public	• 3.7 kW • 11 kW • 22 kW
D	120 kWh	0.196 kWh _{el} /km	• home • work • public	• 3.7 kW • 11 kW • 22 kW

Vehicle specification based on and taken from [12].

Table 5 Heat pump variants

Heat pump type	Performance coefficient	Heat pump capacity	Water storage capacity
Brine-water small	5	• 100% • 120%	• 500 l^b • 1000 l^b • 2000 l^b
Brine-water large	5.2	• 100% • 120%	• 3000 l^b • 4500 l^b • 6000 l^b
Air-water small	1.7-5.1 ^a	• 100% • 120%	• 500 l^b • 1000 l^b • 2000 l^b
Air-water large	1.7-5.3 ^a	• 100% • 120%	• 3000 l^b • 4500 l^b • 6000 l^b

^a Specification for the temperature range from -20 °C to 40 °C.

^b With a temperature difference between the flow and return temperature of 9.4 K.
Based on [4].

The user groups of heat pumps differ in terms of the type of heat pump, the heat pump capacity, the heat demand and the hot water storage capacity. The heat pump types considered are brine-water and air-water heat pumps. A constant

coefficient of performance is assumed for the brine-water heat pump. The air-water heat pump uses a temperature-dependent coefficient of performance. The heat pump capacity is designed in such a way that the heat demand can be just about covered or 20% oversized. The heat demand is derived from type houses. Single-family and multi-family houses from the period 2010-2015 are taken into account. The corresponding building typologies are taken from the building statistics of the Tabula project [13]. This results in 24 different user groups (Table 5).

IV Results

Electric vehicles can provide year-round flexibility, especially in the evening and night hours. Crucial for this, however, is the temporally available infrastructure and the connection to the grid. Since the last trip of the day usually goes home, the different user groups hardly differ from each other when loading after the last trip. User groups with a faster charging infrastructure recharged their vehicles somewhat faster. The network load can thus be regionally increased and can also lead to problems with corresponding charging capacities. Larger batteries can lead to longer charging times, provided that the battery have been operated more and no higher charging power is used. In the scenario under consideration, however, even the user group with the largest batteries and lowest charging capacities will usually have fully charged vehicles available the next morning. There are also only marginal differences in the price-controlled operation of vehicles with regard to the different infrastructures, as charging takes place mainly in the early morning hours when the electricity price is low. Accordingly, the charging infrastructure is primarily used at home. The actual driving behavior thus has a greater influence on the possible load shifting potential. Since vehicles usually only make a few trips a day and often only stand around, the possible absolute flexibility potential increases slightly with increasing battery size and charging power. However, the relative load shifting potential decreases with increasing battery size due to less use of the battery. Cost saving potentials are at a similar level across all user groups and can amount to up to 22% (Table 6). The use of the adjusted price signal depicts that demand can also be postponed to midday. If users have access to a charging infrastructure, both at work and at home, peaks in the supply of photovoltaic systems can be easily reduced. In this case, cost savings are at a similar level.

The evaluation of the different user groups of the heat pump agents shows that flexibility can be provided across all groups. Thus, between 21-54% of the demand for electricity can be shifted. In relative terms, single-family houses can shift the higher proportions. However, unlike electric vehicles, this flexibility is not available all year round. In the first quarter of the year, in particular, the shifting potential

decreases due to low outside temperatures. Heat pumps have to be operated at high output for a long time in order to prevent the building from cooling down too much. The main factor influencing flexibility is the storage capacity of the hot water tank. Increasingly larger storage can provide more flexibility. This is particularly noticeable in spring and autumn. The greatest increase in flexibility can be seen here in postponing demand by a few hours. The advantage of multi-day storage is small. Heat pumps with an overcapacity offer advantages, especially for single-family houses, as they are better able to balance out the smaller demand quantities. In multi-family houses, combined with the comparatively larger storage, overcapacity has a less positive effect. Air-water heat pumps seem to benefit more from large storage than brine-water heat pumps both in single-family and multi-family houses. For multi-family houses brine-water heat pumps are slightly more competitive. In addition to the load shifting potential, heat pump users also have the potential to save costs in price-controlled operation. The savings potential behaves similar to the load shift potential and is between 3-11% for single-family houses and between 1-4% for multi-family houses. This also shows that the savings potential increases with increasing storage size. Table 7 summarizes the results. When using the adjusted price signal, loads can be shifted towards times of high photovoltaic feed-ins. There is only little change in the load shifting potentials. Cost savings, on the other hand, decrease between 0.4-3.1% for single-family houses and 0.1-0.5% for multi-family houses as the storage size increases.

Table 6 Load shifting and cost reduction potential of electric vehicle agents

	<i>Relative load shifting potential</i>			<i>Cost reduction (Basic price signal)</i>		
	<i>Charging power</i>					
<i>Electric vehicle type</i>	3.7 kW	11 kW	22 kW	3.7 kW	11 kW	22 kW
A	72%	82%	88%	17%	18%	19%
B	65%	79%	85%	17%	20%	21%
C	61%	77%	84%	17%	21%	22%
D	59%	75%	82%	17%	21%	22%

Infrastructure option: public.

Table 7 Load shifting and cost reduction potential of heat pump agents

		<i>Relative load shifting potential</i>			<i>Cost reduction (Basic price signal)</i>		
<i>Heat pump type</i>	<i>Heat pump capacity</i>	<i>Water storage capacity</i>					
		• 500 l • 3000 l	• 1000 l • 4500 l	• 2000 l • 6000 l	• 500 l • 3000 l	• 1000 l • 4500 l	• 2000 l • 6000 l
Brine- water small	100%	33.8%	35.7%	38.4%	3.4%	6.3%	9.8%
Air-water small	100%	39.5%	42.2%	46.9%	3.1%	6.2%	10.9%
Brine- water small	120%	40.8%	43.3%	47.1%	3.3%	6.6%	10.7%
Air-water small	120%	44.6%	48.0%	53.5%	3.0%	6.3%	11.3%
Brine- water large	100%	23.5%	25.2%	26.4%	1.7%	2.7%	3.6%
Air-water large	100%	21.9%	25.5%	27.5%	1.5%	2.5%	3.4%
Brine- water large	120%	27.0%	30.1%	31.5%	1.6%	2.5%	3.5%
Air-water large	120%	21.5%	26.6%	29.3%	1.4%	2.4%	3.2%

The comparison of the uncontrolled and the price-controlled operation mode with the reference price signal shows that electric vehicles and heat pumps can provide short-term flexibility and their behavior can be used in principle to exploit a better integration of renewable energies. The adjusted electricity price with dynamized price components shows that additional incentives can support to shift the demand reducing high feed-ins. The impact of the price incentives on different user groups is at a similar level. Electric vehicles can offer a higher flexibility potential compared to heat pumps, especially regarding the temporary availability over the year and the time duration. Relative cost reduction potentials are higher for electric vehicles as well. However, the absolute cost reduction is not very high for both options.

V Conclusions

In principle, the price-controlled operating mode of PtX options offers a high potential for providing flexibility. In the long term, when renewable energy feed-ins dominate the market, it is to be expected that excess electricity will have the lowest electricity prices and that users will be able to provide their flexibility. In the medium term, there is the possibility that there will be high local feed-ins of fluctuating renewables, which are not sufficiently reflected in the electricity price to shift demand as consumers. By dynamizing fixed electricity price components, it would be possible to counter this problem and provide an additional incentive to shift the demand with an adjusted price signal. However, successful incentives require that price components must constantly be adjusted dynamically. In addition, local differentiation may be necessary. This would lead to major required adjustments. Grid utilization fees and the Renewable Energy Act levies in Germany might be a good choice to adapt in critical situations in the future.

Across all user groups of electric vehicles and heat pumps, there is the potential to provide additional flexibility to the system. Decisive for the provision is the time availability and the size of the amount of energy that can be shifted. Small storages can be utilized better. However, their temporal shift potential is often limited due to their smaller size. Accordingly, storages that provide load shifting potentials for several hours are more advantageous. This is also reflected in the possible cost savings if a dynamic price signal is used. The absolute cost savings, however, are often not very high. For small consumers, in particular, it is therefore questionable whether the investment in an infrastructure for using dynamic prices is worthwhile.

In principle, both the flexibility and cost-saving potentials of electric vehicles are higher than those of heat pumps. In the case of electric vehicles, the user's behavior also has to be taken into account. Both the time availability of the vehicle and the way in which the user uses the charging infrastructure play a role here. Heat pumps have lower potential in summer and winter, as they often have to run at peak load in winter and the heat requirement is low in summer. The charging power usually plays only a subordinate role. In the case of uncontrolled operation of the consumers, however, peaks in demand can occur locally with high charging powers, which must be taken into account. Both electric vehicles and heat pumps have the potential to advance the energy transition.

Acknowledgments

This work has been financially supported by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy in the context of a project "Flexible Nachfrage als

wichtiger Beitrag zur Energiewende und Baustein in der Energiesystemanalyse" as a part of the 6th Energy Research Programme of the Federal Government. We thank the members for their support.

References

- [1] Dena: "dena Distribution Grid Study", Berlin, 2012, Available: http://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9100_dena-Verteilnetzstudie_Abschlussbericht.pdf, accessed 10.05.2018.
- [2] M. Wietschel, P. Plötz, B. Pfluger, M. Klobasa, A. Eßer et al.: Sektorkopplung - Definition, Chancen und Herausforderungen, Working Paper Sustainability and Innovation, S 01/2018, Available: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4845758.pdf, accessed 10.05.2018.
- [3] Agora Energiewende, A Dynamic EEG Surcharge, Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage, Available: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Dynamische-EEG_Umlage/Agora_RAP_Spotmarktpreis_als_Index_fuer_dyn_EEG-Umlage_web.pdf, accessed 17.04.2018.
- [4] M. Haendel, R. Elsland: Impact assessment of Power-to-X options in the German residential sector, unpublished.
- [5] Fraunhofer ISI (2018): Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI. Enertile platform. <https://www.enertile.eu/enertile-en/methodology/simulation.php>, accessed 10.05.2018.
- [6] F. Sensfuss, Assessment of the Impact of Renewable Electricity Generation on the German Electricity Sector: An Agent Based Simulation Approach Düsseldorf: VDI-Verlag, 2008.
- [7] D. Dallinger: Plug-in Electric Vehicles Integrating Fluctuating Renewable Electricity. Kassel: kassel university press GmbH, 2013.
- [8] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Available: <http://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017>, accessed 10.05.2018.
- [9] D. Dallinger, S. Gerda, M. Wietschel: Integration of intermittent renewable power supply using grid-connected vehicles – A 2030 case study for California and Germany, Applied Energy, Volume 104, 2013, Pages 666-682, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.10.065>.

- [10] Bundesnetzagentur: Monitoring report 2017, Bonn, Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/Areas/ElectricityGas/CollectionCompanySpecificData/Monitoring/MonitoringReport2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2, accessed 10.05.2018.
- [11] Mobility Panel Germany, "Mobility Panel Germany," 1994-2010, Available: <http://daten.clearingstelle-verkehr.de/192/>, 10.05.2018.
- [12] T. Gnann, Market Diffusion of Plug-in Electric Vehicles and Their Charging Infrastructure, Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2015.
- [13] Institute for Housing and Environment, "National Building Typologies," Available: <http://www.episcope.eu/building-typology/country/de/>, accessed 10.05.2018.