



Batteriespeicher in Netzen

Schlussbericht

im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Projekt-Nr. 33/18

21. September 2022

Batteriespeicher in Netzen

Schlussbericht

im Auftrag des

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Projekt-Nr. 33/18

21. September 2022

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (241) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Mitwirkende: Wolfgang Fritz, Alexander Ladermann, Sebastian Willemsen

In Kooperation mit:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI /

Fraunhofer Institut für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG

Breslauer Straße 48

76139 Karlsruhe

Deutschland

Tel. +49 (721) 6809-0

<http://www.isi.fraunhofer.de> / <http://www.ieg.fraunhofer.de>

Mitwirkende Fraunhofer ISI: Jan George, Marian Klobasa, Mattias Kühnbach, Christoph Neef

Mitwirkende Fraunhofer IEG: Judith Stute

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Deutschland

Tel. +49 (931) 79 40 77-0

<http://www.stiftung-umweltenergierecht.de>

Mitwirkende: Hartmut Kahl, Julian Senders

Inhalt

Begriffsdefinitionen und Abkürzungen	iv
Zusammenfassung	v
1 Hintergrund, Zielsetzung und Übersicht über Berichtsinhalte	1
2 Zukünftige Kostenentwicklungen von Batteriespeichern	3
2.1 Studienbasierte Top-Down-Kostenanalyse	4
2.2 Bottom-up-Modell zur komponentenbasierten Kostenanalyse	7
2.2.1 Bewertung von Batteriespeichertechnologien für die Nutzung in PV-Batteriespeichersystemen	8
2.2.2 Entwicklung der Komponentenkosten eines PV-Batteriespeichers	13
2.2.3 Entwicklung weiterer Kostenfaktoren für die Herstellung von PV-Batteriespeichern	15
2.2.4 Ergebnisse aus dem Bottom-up-Modell	16
2.3 Ergebnisse: Zukünftige Kostenentwicklung	17
2.4 Lebensdauer und Stromkosten aus ausgespeicherter Energie	19
3 Anwendungsfelder und Rentabilität dezentraler Batteriespeicher	23
3.1 Aktuelle Anwendungsfelder	23
3.1.1 Eigenverbrauchsoptimierung (PV-Batteriespeichersysteme)	23
3.1.2 Mobilität (Elektrofahrzeuge)	24
3.2 Weitere Anwendungsfelder	25
3.2.1 Energiehandel am Strommarkt	25
3.2.2 Regelenergiemarkt	26
3.2.3 Redispatch	30
3.3 Fazit	30
4 Zubautrends und Ausbaupotenzial dezentraler Batteriespeicher	31
4.1 Elektromobilität	31
4.1.1 Gegenwärtige Entwicklung der Elektromobilität	31

4.1.2	Methodik zur Prognose des Markthochlaufs der Elektrofahrzeuge und deren regionale Verteilung	34
4.1.3	Basis-Szenario	36
4.1.4	Maximal-Szenario	39
4.2	Stationäre PV-Batteriespeichersysteme	41
4.2.1	Gegenwärtige Entwicklung stationärer PV-Batteriespeichersysteme.....	41
4.2.2	Methodik zur Prognose des Markthochlaufs von PV-Batteriespeichersystemen und deren regionalen Verteilung.....	42
4.2.3	Rahmenparameter.....	47
4.2.4	Basis-Szenario	48
4.2.5	Maximal-Szenario	57
4.3	Strommarkt-Szenario.....	65
4.3.1	Herangehensweise	65
4.3.2	Modellaufbau und Szenarioarchitektur.....	66
4.3.3	Ergebnisse Strommarkt-Szenariovarianten.....	71
4.4	Fazit.....	81
5	Auswirkungen des Zubaus dezentraler Batteriespeicher	83
5.1	Konventionelles Erzeugungssystem.....	83
5.1.1	Änderung der Residuallast-Ganglinie	83
5.1.2	Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf	85
5.2	Verteilnetze.....	86
5.2.1	Angewandte Untersuchungsmethodik und Parameterwahl.....	87
5.2.2	Ergebnisse Maximal-Szenario	90
5.2.3	Ergebnisse Strommarkt-Szenario (Untervarianten PV-Batteriespeichersysteme sowie PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge)	92
5.2.4	Exkurs: Netzkostenwirkung von Elektrofahrzeugen.....	97
5.3	Übertragungsnetze	98
5.4	Netzentgelte	99

Inhalt

5.4.1	Wirkungsweisen im heutigen Netzentgeltsystem	100
5.4.2	Maximal-Szenario	104
5.4.3	Strommarkt-Szenario.....	107
5.4.4	Fazit.....	110
5.5	Abgaben und Umlagen	111
5.5.1	Status quo und Vorgehensweise	111
5.5.2	Ergebnisse Maximal-Szenario und Strommarkt-Szenario	113
5.5.3	Fazit.....	118
6	Systemdienliches Verhalten von Batteriespeichern in Netzen	120
6.1	Technische und ökonomische Analyse	120
6.1.1	Abgrenzung des Betrachtungsbereichs	120
6.1.2	Potenziell relevante Systemwirkungen	121
6.1.3	Qualitative Analyse von Speichereigenschaften und Systemwirkungen	122
6.1.4	Exemplarische quantitative Bewertung	125
6.2	Regulatorische Bedarfe und Umsetzungsmöglichkeiten	126
6.2.1	Erhebung von Baukostenzuschüssen	127
6.2.2	Netzentgeltsystematik.....	129
A	LIB-Datenbank des Fraunhofer ISI	133
B	Quellenverzeichnis	135
C	Abbildungsverzeichnis	140
D	Tabellenverzeichnis	146

Begriffsdefinitionen und Abkürzungen

Abkürzung	Definition
AC	Alternating current, Wechselspannung/-strom
BEV	Battery Electric Vehicle
BKZ	Baukostenzuschuss
BMS	Batterie-Management-System
C-Rate	Verhältnis von Speicherleistung zur Speicherkapazität
DoD	Depth of discharge (Entladetiefe)
DC	Direct current (Gleichspannung/-strom)
EE	Erneuerbare-Energien
EFH	Einfamilienhaus
EMS	Energie-Management-System
ESS	Energy Storage System (Energiespeichersystem)
EV	Electric Vehicle (Elektrofahrzeug)
EZA	Erzeugungsanlage
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle (Brennstoffzellenfahrzeug)
F&E	Forschung & Entwicklung
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
HEV	Hybrid Electric Vehicle (siehe auch EV)
HH	Haushalt
ICE	Internal Combustion Engine (Verbrennungsmotor)
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LCOS	Levelized Cost of Storage (die Kosten für eine kWh Strom, die aus dem Speicher entnommen wird, wenn alle anfallenden Kosten während der Lebensdauer des Geräts berücksichtigt werden)
LIB	Lithium-Ionen-Batterie
Li-S	Lithium-Schwefel
Na-S	Natrium-Schwefel
Pkw	Personenkraftwagen
PHEV	Plugin Hybrid Electric Vehicle (siehe auch EV)
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RL	Regelleistung
SIB	Sodium-ion-battery (Na-Ionen Akkumulator)
SoH	State of Health (Verhältnis von aktuellem Parameter zu Nennparameter, z. B. aktuell verfügbare Leistung zu Nennleistung eines Speichers)
SoC	State of Charge (Ladezustand einer Batterie)
TAR	Technische Anschlussregeln des VDE
V2G	Vehicle-to-grid (bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen)
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VRLA	Valve-regulated lead-acid battery (ventilgeregelter Blei-Säure-Batterie)
WP	Wärmepumpe
ZFH	Zweifamilienhaus

Zusammenfassung

Zukünftige Kostenentwicklungen von Batteriespeichern

Zukünftige Preise von PV-Batteriespeichern werden wesentlich durch die Entwicklung der Marktgrößen und durch Skaleneffekte bei der Fertigung technischer Komponenten bestimmt. Die Auswertung von Marktstudien und eigene Berechnungen zeigen, dass weiterhin mit deutlichen Kostendegressionen bei PV-Batteriespeichern gerechnet werden kann, auch wenn diese im Vergleich zu den Kostendegressionen von Elektrofahrzeugspeichern ggf. geringer ausfallen. Hält das globale Wachstum der Speichermärkte jedoch an, so sind im optimistischen Fall bis zum Jahr 2040 Endkundenanschaffungspreise für PV-Batteriespeicher von 600 bis 700 €/kWh möglich. Dies setzt voraus, dass die heute am Markt agierenden Speicherhersteller ihre Produktionen stark skalieren und in eine Großserienfertigung von PV-Batteriespeichern übergehen. Die Speicherkosten für selbst produzierten Solarstrom könnten damit zwischen 2030 und 2040 auf unter 20 ct/kWh sinken.

Optimierung der Eigenversorgung ist relevantestes Anwendungsfeld

Das attraktivste Anwendungsfeld für Batteriespeicher stellt derzeit die Eigenversorgungsoptimierung in Verbindung mit einer PV-Anlage dar. Mit den erwarteten Kostenreduktionen kann sich für eine Vielzahl der Haushalte die Investition in ein PV-Batteriespeichersystem lohnen, wenn sich dadurch der Eigenverbrauchsgrad deutlich steigern lässt. Bei niedrigen Speicherkosten kann dieser Fall die Wirtschaftlichkeit des PV-Eigenverbrauchs steigern. Die Wirtschaftlichkeit wird dabei von der Höhe des Haushaltsstrompreises und von den enthaltenen Strompreisbestandteilen bestimmt. Ein Wegfall der EEG-Umlage und ein damit verbundener Rückgang der Haushaltsstrompreise reduziert die Wirtschaftlichkeit deutlich.

Weitere Anwendungsfelder im Bereich Regelenergie und Redispatch sind auf Grund der regulatorischen Rahmenbedingungen derzeit nicht oder nur mit größerem Aufwand umsetzbar bzw. wegen geringer Erlösmöglichkeiten nicht wirtschaftlich. Darüber hinaus bestehen in diesen Feldern alternative Flexibilitätsoptionen, die einfacher umsetzbar sind und niedrigere Kosten aufweisen.

Zukünftig erhöht sich aufgrund niedrigerer Batteriekosten und einer verbesserten kommunikationstechnischen Anbindung von Batteriespeichern die wirtschaftliche Attraktivität weiterer Anwendungsfelder, die teilweise auch in einer Mehrfachnutzung umgesetzt werden können. Zusätzliche Erlösmöglichkeiten werden dabei im Stromhandel erwartet.

Zubautrends und Ausbaupotenzial

Für die Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen des Individualverkehrs werden zwei Diffusionspfade, ein moderater und ein progressiver Markthochlauf, entwickelt. Die kumulierte Speichergröße von Elektrofahrzeugen beläuft sich im Jahr 2035 auf 710 GWh im Basisszenario (moderater Hochlauf) und 952 GWh im Maximal-Szenario (progressiver Hochlauf).

Bei der Betrachtung der Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen wird analog dazu jeweils ein Szenario als untere und obere "Leitplanke" der zukünftigen Entwicklung aufgespannt. Dabei bildet das Basis-Szenario die untere Leitplanke, in der sich für das Jahr 2035 eine kumulierte Speicherkapazität in Deutschland von etwa 6 GWh ergibt. Im Maximal-Szenario (obere Leitplanke) liegt dieser Wert mit rund 122 GWh deutlich höher.

In einem weiteren Szenario, dem Strommarkt-Szenario, wurden die Möglichkeiten eines Einsatzes von Batteriespeichern am Strommarkt untersucht. Hierzu wurde die Prämisse festgelegt, dass Entgelte und Umlagen, die den Strompreis für Haushaltskunden maßgeblich beeinflussen,

nicht betrachtet werden, sofern sie den Einsatz der Batteriespeicher am Strommarkt betreffen. Implizit wird damit unterstellt, dass die Batteriespeicher bei einer Rückspeisung von Entgelten und Umlagen befreit sind. Dieses Modelldesign wurde explizit gewählt, um das maximale Flexibilitätspotenzial von Batteriespeichern in Haushalten für den Einsatz im Strommarkt zu aktivieren.

Eine strommarktgetriebene Bewirtschaftung von PV-Batteriespeichersystemen unter diesen Annahmen verstetigt die Residuallast und führt damit zu einer verstärkten Marktintegration von erneuerbaren Energien. Gleichzeitig hat die Orientierung am Strommarkt signifikante Auswirkungen auf den Netzbezug der Haushalte. Die Analysen zeigen, dass die volle Kapazität des Batteriespeichers nicht nur für die Optimierung des Strombezugs der Haushalte, sondern auch für den Stromhandel genutzt wird. Dies bedeutet, das PV-Batteriespeichersystem wird (zu jeder Jahreszeit) genutzt, um gezielt Stromhandel am Markt zu betreiben und von Preisdifferenzen über den Tagesverlauf zu profitieren. Der maximale zeitgleiche Netzbezug der Haushalte mit PV-Batteriespeichersystemen steigt durch die aktive Bewirtschaftung der Batteriespeicher stark an. Im Vergleich zur eigenverbrauchsoptimierenden Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems führt die Orientierung am Strommarkt jedoch zu geringeren Eigenverbrauchs- und Autarkiegraden der betrachteten Haushalte (Ein- und Zweifamilienhäuser).

Die Analyse der ökonomischen Auswirkungen des strommarktorientierten Batteriespeichereinsatzes zeigt darüber hinaus, dass die Partizipation der Haushalte am Strommarkt (bzw. dynamische Tarife, die sich am Strommarktpreis orientieren) nur dann wirtschaftlich attraktiv ist, wenn diese tatsächlich über eine Flexibilitätsoption (z. B. Batteriespeicher, Elektrofahrzeug) verfügen. Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen (V2G) erhöht die Wirtschaftlichkeit bei strommarktorientierter Betriebsweise geringfügig.

Auswirkungen des Zubaus auf konventionelles Erzeugungssystem

Der Einsatz dezentraler Batteriespeicher kann die Einsatzweise und Auslegung des konventionellen Erzeugungssystems (thermische und hydraulische Kraftwerke), insbesondere infolge von Veränderungen der Residuallast-Ganglinie und des Regelleistungs-Bedarfs beeinflussen.

Von dezentralen Batteriespeichern, die ausschließlich zur Erhöhung des Eigenversorgungsgrads eingesetzt werden, sind keine derartig umfangreichen Veränderungen der Residuallast-Ganglinie zu erwarten, die signifikante Auswirkungen auf das Erzeugungssystem verursachen. Werden die PV-Batteriespeichersysteme und zusätzlich auch (bidirektional ladende) Elektrofahrzeuge jedoch zum Arbitragehandel am Strommarkt eingesetzt, treten sie in einen Wettbewerb mit Anlagen mit ähnlichen Geschäftsmodellen ein, wie z. B. Pumpspeichern. Dies kann potenziell, abhängig von der Gesamtentwicklung des Bedarfs und des Angebots an Flexibilität dieser Art, die Rentabilität bestehender Speicherkapazitäten beeinflussen und diese evtl. sogar teilweise verdrängen.

Unabhängig davon können sich Unsicherheiten hinsichtlich des Verhaltens von dezentralen Batteriespeichern und daraus resultierende Prognosefehler grundsätzlich auf die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregel- und Minutenreserve auswirken. Mit zunehmender Speicheranzahl dürfte sich die Prognosegüte infolge von Lerneffekten jedoch stetig verbessern, was einer absoluten Erhöhung des Regelleistungsbedarfs entgegenwirkt. Dennoch ist – ähnlich wie bei den Auswirkungen auf die Residuallast – bei einer starken Durchdringung mit dezentralen Batteriespeichern durchaus mit spürbaren Auswirkungen auch in diesem Bereich zu rechnen.

Beide Entwicklungen sind jedoch im Rahmen der angestrebten Transformation des Erzeugungssystems hin zu stark volatiler EE-Erzeugung grundsätzlich erwartungskonform. Darüber hinaus

lassen sich die Auswirkungen nicht allein auf spezielle Eigenschaften dieser Speicher zurückzuführen und werden nicht sprunghaft auftreten, sondern über einen Zeitraum von vielen Jahren verteilt zunehmen.

Wirkung auf Kosten der Verteil- und Übertragungsnetze unterscheidet sich zwischen den untersuchten Szenarien stark

Erwartungsgemäß können Speicher, die zur Eigenversorgung eingesetzt werden, den Eigenverbrauch erhöhen. Die Verteilnetz-Analysen haben aber gezeigt, dass bei diesem Einsatzzweck die dimensionierungsrelevante Belastung flächendeckend nicht nennenswert beeinflusst wird. Damit ist der Einsatz von lokalen Batteriespeichern zur Eigenversorgung, wie er im Basis- und Maximal-Szenario angenommen wird, praktisch nicht relevant für die Verteilnetzplanung.

Durch eine Teilnahme der PV-Batteriespeichersysteme am Energiehandel findet allerdings eine signifikante Erhöhung der maximalen Bezugsleistung und bei zusätzlicher Marktteilnahme der Elektrofahrzeuge auch der Höhe der maximalen Rückspeiseleistung statt. Durch die Erhöhung dieser Leistungen ergeben sich im Strommarkt-Szenario bezogen auf das Kostenniveau des Maximal-Szenarios zusätzliche Verteilnetzkosten von 18 % (nur PV-Batteriespeichersysteme) bzw. 23 % (PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge). Dieser Erhöhung der Verteilnetzkosten steht allerdings auch ein Nutzenzuwachs gegenüber, sowohl für den einzelnen Speicherbetreiber durch Erträge aus dem Arbitragehandel als auch volkswirtschaftlich durch Absenkung der gesamten Stromerzeugungskosten. Daher darf die Netzkostenzunahme nicht mit der Veränderung der volkswirtschaftlichen Kosten gleichgesetzt, sondern nur als einer von mehreren gegenläufigen Beiträgen dazu verstanden werden. Hierbei können allerdings Verteilungseffekte unter den Verbrauchergruppen auftreten, da sich Netzkostenzunahmen und Erzeugungsrückgänge grundsätzlich auf alle Verbraucher auswirken, während die individuellen Erträge durch den Arbitragehandel bei den Betreibern der hieran teilnehmenden Speicher verbleiben.

Für das Übertragungsnetz lässt sich auf Basis qualitativer Analysen feststellen, dass PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge grundsätzlich den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes beeinflussen können. In Bezug auf die Fragestellung der vorliegenden Studie, ob durch einen massenhaften Einsatz von dezentralen Speichern unerwünschte oder unerwartete Auswirkungen entstehen, lässt sich festhalten, dass die allein auf dezentrale Speicher zurückzuführenden Änderungen der Anforderungen an das Übertragungsnetz im Vergleich zu den signifikanten Auswirkungen anderer Entwicklungen im Rahmen der energiewendebedingten Transformation des gesamten Erzeugungssystems allerdings relativ gering sein werden.

Netzentgelt-Veränderungen ergeben sich aus veränderten Entnahmemengen und steigenden Netzkosten und sind je nach Anwendungsfeld unterschiedlich hoch

Sowohl im Maximal-Szenario als auch im Strommarkt-Szenario ist in der Niederspannungsebene mit einem Anstieg der Netzentgelte zu rechnen. Bezogen auf das heutige Entgeltniveau liegen die – ausschließlich auf Speicher zurückzuführenden – Zunahmen im Maximal-Szenario bei Berücksichtigung der (teilweise gegenläufigen) Wirkungen von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen bei 17 %. Bei Teilnahme von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen am Strommarkt können die Netzentgelte um bis zu 34 % steigen. Für Betreiber von dezentralen Batteriespeichern steigen die jährlichen Netzentgeltzahlungen jedoch weniger stark als die relative Netzentgeltentwicklung, da sie durch den höheren Eigenverbrauch insgesamt weniger Strom aus dem Netz beziehen und somit auch für eine geringere Entnahmemenge Netzentgelte zahlen.

Grundsätzlich ist hierbei jedoch zu beachten, dass die Netzentgelte (analog zu Netzkosten) in einem mit der Energiewende einhergehend veränderten Stromversorgungssystem nicht nur

durch den Speicherzubau steigen. Eine mögliche Erhöhung der Netzentgelte würde zusätzlich auch in hohem Maße durch die sonstigen Entwicklungen des Stromsystems, wie z. B. den ebenfalls starken Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und die daraus resultierenden veränderten Anforderungen an die Netze, getrieben (und könnte ggf. durch Anpassungen im Bereich der Entgeltssystematik gedämpft werden, die im Rahmen dieser Studie aber nicht untersucht wurden).

Anstieg des Finanzvolumens aus EEG-Umlage und Stromsteuer durch neue Verbraucher wird durch Eigenversorgung kompensiert

Jährliche Zahlungen von Abgaben und Umlagen der betrachteten Haushalte erhöhen sich in den Szenarien zunächst, da der Strombedarf dieser Haushalte durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen bis 2035 deutlich ansteigt. Setzt man die heutige Höhe der EEG-Umlage und die heutigen Stromsteuersätze an, dann erhöht sich das Aufkommen der EEG-Umlage und die Stromsteuer der betrachteten ca. 16 Millionen Haushalte in Ein- und Zweifamilienhäusern im Jahr 2030 von aktuell ca. 5 Milliarden Euro auf 7,6 Milliarden Euro, wenn keine Eigenversorgung berücksichtigt wird.

Die aktuellen Rahmenbedingungen reduzieren die Zahlungen für EEG-Umlage und Stromsteuer für typische Musterhaushalte, die jeweils eine PV-Anlage und einen Batteriespeicher, aber kein Elektrofahrzeug besitzen, um über 60 %, wenn hohe Eigenverbrauchsquoten von mehr als 50 % erreicht werden. Für Musterhaushalte, die jeweils zusätzlich zu einer PV-Anlage und einem Batteriespeicher auch ein Elektrofahrzeug besitzen, fallen die Reduktionen auf Grund des höheren Strombedarfs absolut sogar höher aus. Die Zahlungen reduzieren sich relativ gegenüber dem Fall ohne Eigenversorgung um ca. 40 %.

Für das Finanzierungsaufkommen aus EEG-Umlage und Stromsteuer ergibt sich dadurch in den betrachteten Szenarien zur Eigenversorgung eine Reduktion um ca. 2,5 Mrd. €. Damit liegt das Gesamtvolumen im Jahr 2030 auch im Maximal-Szenario auf Grund des Anstieges der Verbrauchsmengen in etwa auf dem Niveau des heutigen Finanzvolumens. Dabei ergibt sich eine Umverteilung zu Lasten der nicht-privilegierten Netznutzer, da die EEG-Umlage im Jahr 2030 für Nicht-Privilegierte Netznutzer ohne Eigenversorgung um ca. 9 % höher liegt als ohne eine starke Verbreitung von Eigenversorgung.

Eine Sensitivitätsanalyse, die den derzeit diskutierten Vorschlag einer kompletten Abschaffung der EEG-Umlage aufgreift, zeigt, dass die Eigenverbrauchsmengen dann deutlich geringer ausfallen. Der Eigenverbrauch ist wegen geringerer Haushaltsstrompreise weniger attraktiv. Die Zahlungen an Stromsteuer bzw. anderen Strompreisbestandteilen (mit Ausnahme der wegfallenden EEG-Umlage) gehen dann weniger stark zurück.

Ausschließlich auf Batteriespeicher zurückzuführende Auswirkungen auf Netz- und Systemverträglichkeit sind nicht zu erwarten

Die lokale Netzverträglichkeit von Einzelanlagen ist auch für Speicher durch verbindliche Vorgaben (insbesondere Technische Anschlussregeln des VDE|FNN (TAR)) gewährleistet. Ungünstige systemweite Einflüsse auf die Netz- und Systemverträglichkeit können bei massenhaftem Einsatz von Speichern mit gleichartigem Einsatzverhalten ggf. durch hohe Wirkleistungsgradienten oder durch schlagartige Leistungsänderungen (z. B. im Falle einer Fehlfunktion von Smart Metern) auftreten.

Bei der Interpretation der maximal möglichen Wirkungen ist zu beachten, dass die Eintrittswahrscheinlichkeiten für ein vollständig synchrones Verhalten in Bezug auf Wirkleistungsgradienten

sehr gering sind, z. B. weil Wetterereignisse nicht flächendeckend synchron eintreten und unterschiedliche Aggregatoren an der Einsatzsteuerung beteiligt sind. Eine Fehlfunktion von Smart Metern wirkt zwar auf die Einsatzweise von Speichern, aber z. B. auch auf die von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die auch zukünftig mit deutlich höheren Summenleistungen vorhanden sein werden als dezentrale Batteriespeicher.

Aus diesen Gründen erscheint es nicht gerechtfertigt, speziell auf die hier betrachteten Speicher ausgerichtete, über die Vorgaben der TAR hinausgehende Maßnahmen zur Begrenzung von Leistungsgradienten oder zur Absicherung gegenüber Smart-Meter-Fehlfunktionen zu ergreifen, soweit solche Maßnahmen nicht auch für andere grundsätzlich hierfür anfällige Verbrauchseinrichtungen und/ oder Erzeugungsanlagen für erforderlich erachtet werden.

Soll der ermittelte Anstieg der Verteilnetzkosten gedämpft werden, sind unterschiedliche Umsetzungen vorstellbar, die aber nach rechtlich-regulatorischer Einschätzung nicht gleichsam empfehlenswert sind

Wie im vorherigen Absatz dargestellt, ist eine gesonderte Adressierung von Batteriespeichern hinsichtlich der Netz- und Systemverträglichkeit über die Technischen Regeln des VDE hinaus nicht angezeigt. Da und solange der VDE die Materie in seinen Regelwerken berücksichtigt und diese unter Beobachtung der tatsächlichen Entwicklung entsprechend aktualisiert, ergibt sich für den Gesetzgeber kein darüberhinausgehender Handlungsbedarf: Denn die gesetzlichen Anforderungen schwimmen über § 49 Abs. 2 EnWG (allgemein anerkannte Regeln der Technik) quasi gleichlaufend mit der Regelsetzung des VDE mit.

Jenseits der Systemsicherheit stellt sich aber die Frage, welche Möglichkeiten ggf. bestehen, Batteriespeicheranlagen nutzende Eigenversorger verstärkt an den Kosten des Netzausbaus und -betriebs zu beteiligen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund von Arbitrage-Geschäften am Strommarkt, die – wenn sie durch die Anschlussnehmer und Nutzer einer Stromnetzebene gehäuft auftreten – zu einer Kapazitätserweiterung in der Anschlussnetzebene und im vorgelagerten Netz führen können. Hier empfiehlt sich aus systematischen und erhebungsseitigen Gründen keine Ermöglichung eines neuen BKZ-Tatbestandes. Näher liegt die Verankerung eines gesonderten Leistungsentgelts in der Netzentgeltsystematik, was aber durch geeignete Messtechnik erst ermöglicht werden müsste.

1 Hintergrund, Zielsetzung und Übersicht über Berichtsinhalte

Die Umsetzung der Energiewende und dabei insbesondere die zunehmende Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien (EE) mit fluktuierender Verfügbarkeit führen zu einem wachsenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem. Derartige Flexibilität bieten u.a. Speicheranlagen, die eine Zwischenspeicherung von elektrischer Energie zur späteren Nutzung ermöglichen. Speicheranlagen sind seit jeher wesentliche Elemente von Stromversorgungssystemen, und zwar in der Vergangenheit hauptsächlich in Form von Speicherwasserkraftwerken.

Durch eine starke Kostendegression sind in den letzten Jahren Batteriespeicher für neue Märkte und Anwendungsbereiche interessant geworden und werden zunehmend im Rahmen der Stromversorgung genutzt. Dazu zählen zum einen kleine, an die Hausverteilungsanlagen von Niederspannungskunden angeschlossene Batteriespeicher, die eine starke Verbreitung erfahren haben. Die Batteriespeicher werden bislang in erster Linie zur Optimierung des Eigenverbrauchs in Kombination mit der kundeneigenen PV-Anlage eingesetzt. Darüber hinaus ist künftig auch mit einer zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrs zu rechnen, sodass Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen vermehrt im Stromsystem Einzug halten. Durch die mit diesen Entwicklungen verbundenen hohen Stückzahlen ist mit einer weiteren Kostendegression zu rechnen, die zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern beiträgt. In den kommenden Jahren wird daher mit einer weiteren Zunahme von derartigen Batteriespeichern gerechnet. Die o. g. Speichertypen stehen im Mittelpunkt der vorliegenden Untersuchung. Dabei soll die Frage beantwortet werden, in welchem Umfang der Ausbau von Batteriespeichern technisch und wirtschaftlich erfolgen kann und welche Auswirkungen sich dadurch auf die Stromnetze ergeben können.

Als Grundlage für die Analyse dieser Auswirkungen soll untersucht werden, in welchem Umfang dezentrale Batteriespeicher bereits heute eingesetzt werden und welche Zubautrends und -potenziale in den nächsten Jahrzehnten zu erwarten sind. Hierzu soll des Weiteren aufgezeigt werden,

- wie sich die Errichtungskosten von Batteriespeichern in den kommenden Jahren und Jahrzehnten aus heutiger Sicht voraussichtlich entwickeln werden und
- welche Anwendungsfelder und Geschäftsmodelle sich für dezentrale Batteriespeicher abzeichnen, unter welchen Voraussetzungen diese Felder für die Betreiber wirtschaftlich interessant sind und welche Auswirkungen sie auf das Stromversorgungssystem haben können.

Die Untersuchung zielt weiterhin darauf ab, mögliche netz- und/ oder systembezogene Auswirkungen eines weiter fortschreitenden, starken Zubaus der genannten dezentralen Batteriespeicher aufzuzeigen und zu beurteilen, ob und welche Maßnahmen ergriffen werden sollten, um problematischen Wirkungen zu begegnen. Wesentliche zu betrachtende Wirkungsbereiche sind

- die Anforderungen an das konventionelle Stromerzeugungssystem und dessen Betrieb,
- die Belastung und Betriebsweise der Verteil- und Übertragungsnetze und damit verbundene Aspekte der Netzkosten und der Versorgungssicherheit sowie
- Umlagen-, Abgaben- und Entgeltsysteme, deren Erlösaufkommen und Verteilungswirkungen von der Durchdringung mit dezentralen Speichern beeinflusst werden und von denen auch wesentliche Anreize für die Nutzung von Speichern ausgehen.

Das vorliegende Dokument stellt den Schlussbericht zur Untersuchung „Batteriespeicher in Netzen“ dar. In Kapitel 2 werden zunächst die zukünftigen Kostenentwicklungen abgeschätzt. Darauf aufbauend werden in Kapitel 3 Anwendungsfelder und die Rentabilität der dezentralen Speicher betrachtet. Diese Untersuchungen bilden die Grundlage, um Zubautrends und Ausbaupotenzial dezentraler Batteriespeicher abzuleiten und Szenarien für die Verbreitung von dezentralen Batteriespeichern zu entwickeln (Kapitel 4). Anschließend werden die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Speicher auf konventionelle Kraftwerke, Verteilnetze, Übertragungsnetze, Netzentgelte sowie Abgaben und Umlagen untersucht (Kapitel 5). Abschließend wird in Kapitel 6 das systemdienliche Verhalten von Speichern im Rahmen einer technischen und ökonomischen Analyse ebenso wie in Bezug auf regulatorische Bedarfe eingeordnet.

2 Zukünftige Kostenentwicklungen von Batteriespeichern

Am Markt verfügbare PV-Batteriespeichersysteme für die Eigenverbrauchsoptimierung von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) haben in den letzten Jahren eine enorme Kostendegression erfahren. Verantwortlich dafür sind Entwicklungen bei Batteriepreisen und der Leistungselektronik sowie das deutliche Marktwachstum, welches zu Skaleneffekten bei der Herstellung führt.

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenverbrauchsoptimierung sind neben externen Faktoren wie dem Strompreis, der Leistung der Solaranlage und den Verbraucherlastprofilen die Speicherkosten sowie die Lebensdauer des Speichers entscheidend.

Dazu werden Prognosen für die zukünftige Entwicklung von Endverbraucherpreisen für fertig installierte Speicher in Form einer speichergrößen- (kWh) und zeitabhängigen (Jahr) Kostenfunktion aufgestellt¹. Die Ermittlung dieser zukünftigen Entwicklung erfolgt auf Basis von zwei unterschiedlichen Ansätzen (Bild 2.1):

- einem „Top-down“-Ansatz, in dessen Rahmen Abschätzungen der Kostenentwicklung für das Gesamtsystem PV-Batteriespeicher durch einen Lernkurvenansatz auf Basis historischer Kosten- und Marktdaten aus vorhandenen Studien durchgeführt werden und
- einem "Bottom-up"-Ansatz, für den ein typisches PV-Batteriespeichersystem entworfen wird, auf dessen Grundlage die Kosten und Kostenentwicklung einzelner Systemkomponenten abgeschätzt werden können. Dieser Ansatz bietet gegenüber der Top-down-Betrachtung den Vorteil, auf Komponentenebene (Batterie, Wechselrichter etc.) unterschiedliche und damit detailliertere Annahmen zur Kostenentwicklung treffen zu können. Zudem können durch die gesonderte Betrachtung des nicht unwesentlichen Kostenanteils der Komponentenintegration und Systemmontage Skaleneffekte auf Herstellerebene mitbetrachtet werden.

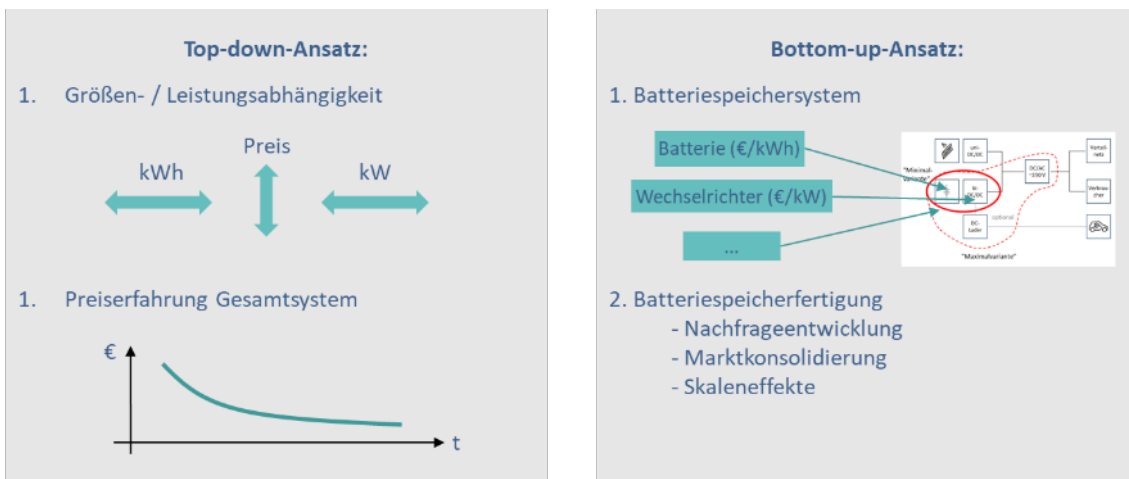


Bild 2.1: Darstellung der Vorgehensweise im Top-down-Lernkurvenansatz und Bottom-up-Betrachtung der Komponentenkosten

Im Folgenden werden beide Ansätze beschrieben und die jeweiligen Analysen vorgestellt. Die Ergebnissynthese bildet die Grundlage der Kostenfunktion und damit das Kernergebnis der Untersuchung künftiger Kostenentwicklungen von Batteriespeichern in dieser Studie.

¹ Mit Speichergröße bzw. Speicherkapazität einer Batterie wird hier die Menge an speicherfähiger Energie in kWh bezeichnet.

2.1 Studienbasierte Top-Down-Kostenanalyse

Angebots- und Marktdaten zu Batteriespeichern werden u. a. durch das Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk (C.A.R.M.E.N.) und das Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen veröffentlicht. In der "Marktübersicht für Batteriespeicher" werden die am deutschen Markt angebotenen Speichersysteme systematisch aufgelistet (Carmen2019²). Das "Speichermonitoring" der RWTH beschreibt Technologietrends und die Entwicklung bei tatsächlich verkauften Speichersystemen (Figgenger2018³, Figgenger2019a⁴, Figgenger2019b⁵). Beide Quellen bilden die Grundlage für die Erstellung von Lernkurven. Installationskosten beim Endkunden vor Ort (inkl. Netzanbindung) sind nicht Teil der in den genannten Studien beschriebenen Kostenbetrachtungen und werden im Rahmen des Bottom-up-Ansatzes betrachtet.

Laut Figgenger2019b liegt die Durchschnittsgröße der in Deutschland installierten Batteriespeichersysteme bei unter 10 kWh, auch wenn eine klare Tendenz zu größeren Speichern festzustellen ist (Bild 2.2).

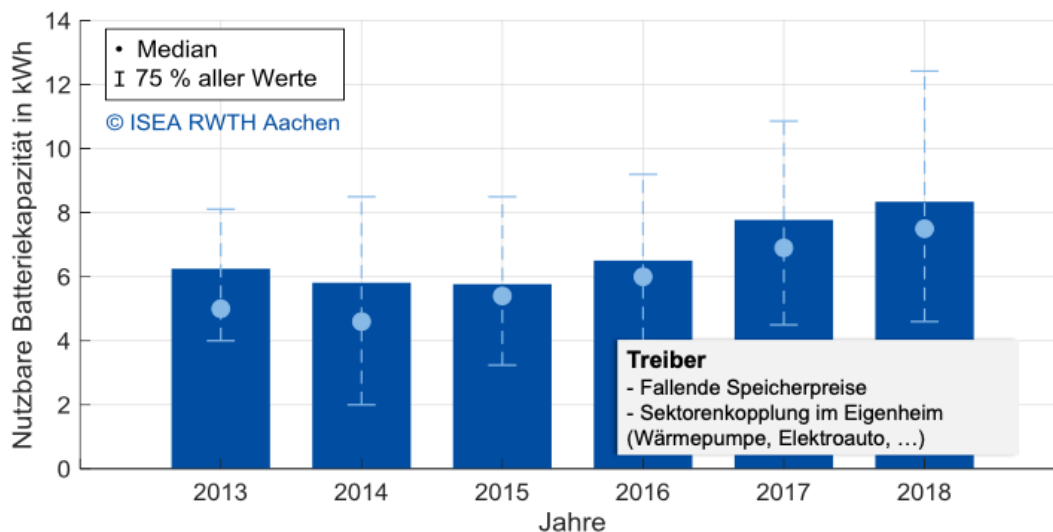


Bild 2.2: Zeitliche Entwicklung durchschnittlicher Speichergößen (kWh) zwischen 2013 und 2018. Grafik aus Figgenger2019b

Gleichzeitig hat in den letzten Jahren eine deutliche Kostendegression bei den in Deutschland verkauften PV-Batteriespeichersystemen stattgefunden. Durchschnittliche (nach Verkaufszahlen gewichtete) Systempreise lagen 2018 im Bereich um 1200 €/kWh (Bild 2.3). Dabei hat im Mittel zwischen 2013 und 2018 eine Kostendegression von jährlich 15 % stattgefunden.

² Marktübersicht für Batteriespeicher, Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., 2015 bis 2019 Anmerkung: Die aktualisierte Version (Carmen2021) stand zum Zeitpunkt der Analysen noch nicht zur Verfügung.

³ J. Figgenger, D. Haberschus, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, D. U. Sauer, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 – Jahresbericht 2018, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen

⁴ J. Figgenger, D. Haberschus, K.-P. Kairies, O. Wessels, S. Zurmühlen, D. U. Sauer, Speichermonitoring BW – Jahresbericht 2019, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen

⁵ J. Figgenger, Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland, RWTH Aachen, 2019

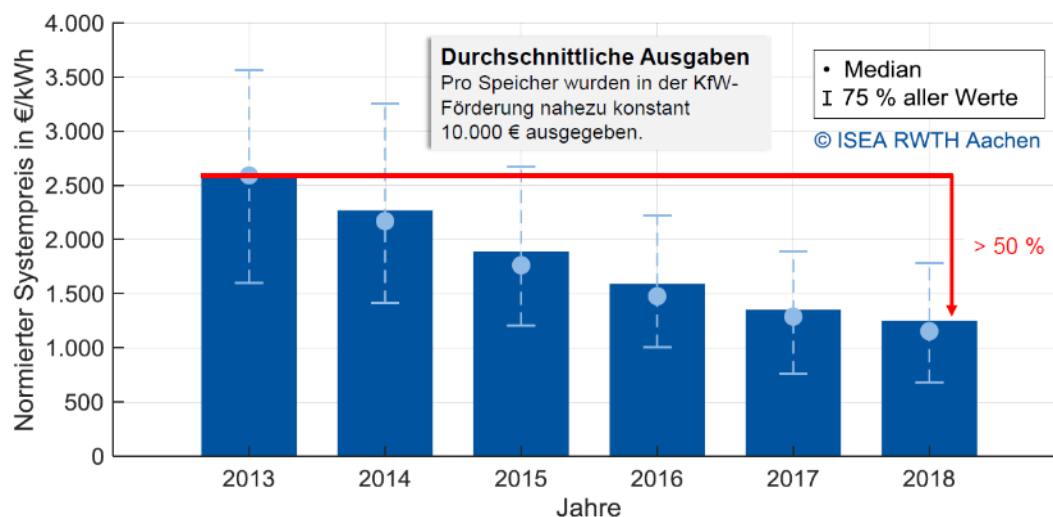


Bild 2.3: Zeitliche Entwicklung durchschnittlicher Systempreise für PV-Batteriespeichersysteme zwischen 2013 und 2018. Grafik aus Figgener2019b

Die Autoren des Speichermonitorings (RWTH) vermuten hinter der Tendenz steigender Speichergrößen eine gleichbleibende Investitionsbereitschaft der Endkunden, welche sich aufgrund der fallenden Speicherpreise in wachsende Systemgrößen überträgt.

Im Gegensatz zu den mittleren tatsächlich installierten Speichergrößen von unter 10 kWh hat sich das Marktangebot insbesondere an großen Speichersystemen > 10 kWh in den vergangenen Jahren überproportional vergrößert. Laut der Auswertungen in den Jahresanalysen von Carmen2019 bewegt sich die durchschnittliche Speichergröße der angebotenen Systeme (nach Anzahl) gegenwärtig bei über 30 kWh (Bild 2.4).

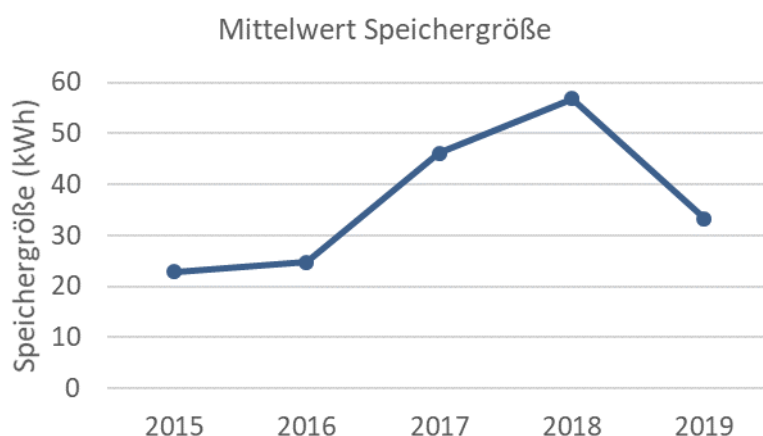


Bild 2.4: Zeitliche Entwicklung des Mittelwerts der Größe (kWh) von angebotenen Batteriespeichern. Nach Carmen2019

Ein ähnlicher Trend zeigt sich bei der Betrachtung der Speicherleistungen, welche im Durchschnitt über die letzten Jahre angestiegen sind.

Die angebotenen und in Carmen2019 erfassten Speichersysteme besitzen ein ähnliches Verhältnis von Energieinhalt (E) der Batterie und Ausgangsleistung der DC/DC Leistungselektronik oder des Wechselrichters (P) von P:E = 1:1 bis 1:1,5, sodass von weitestgehend standardisierten Speichersystemen ausgegangen werden kann (Bild 2.5).

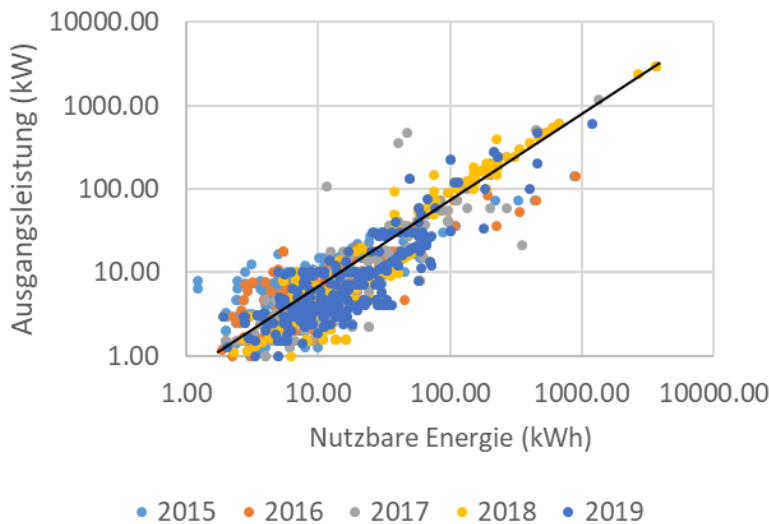


Bild 2.5: Verhältnis aus nutzbarer Energie (kWh) und Ausgangsleistung (kW) von Batteriespeichern. Nach Carmen2019

Die relativen, in Carmen2019b dargestellten Speicherkosten €/kWh sind stark systemgrößenabhängig. Kostenkomponente wie die Systemsteuerung, Batterieüberwachung oder elektrische Ankopplung skalieren teilweise nicht mit der Systemgröße und führen bei kleinen Systemen (< 5 kWh) zu Kosten für Endkunden von deutlich über 1.000 €/kWh.

Für größere Systeme (> 10 kWh) werden bereits heute Kosten für Endkunden von unter 1.000 €/kWh bis hin zu etwa 800 €/kWh für Systeme mit mehreren 10 kWh erreicht (Bild 2.6).

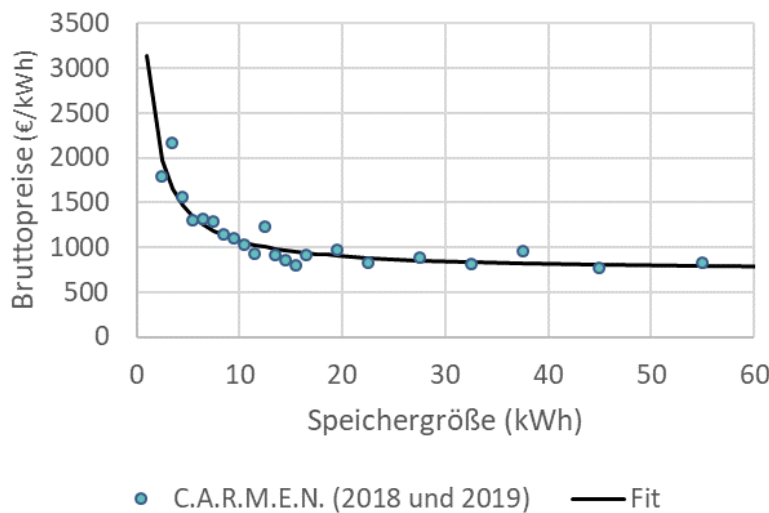


Bild 2.6: Preisabhängigkeit von der Speichergöße eines Batteriespeichers in kWh. Basierend auf 207 Systemen, gruppiert und gewichtet nach Anzahl am Markt verfügbarer Systeme in Speichergößenintervallen. Nach Carmen2019

Die in Figgenger2018 und Figgenger2019b gezeigte Kostendegression findet sich auch in den Marktdaten aus Carmen2019 wieder. Aus den Preisangaben ergibt sich jedoch, dass die Kostendegression zwischen 2017 und 2019 deutlich an Geschwindigkeit verloren hat.

Die Daten aus beiden Quellen bilden die Grundlage für einen Lernkurvenansatz, und die sich verlangsamende Kostendegression wird mittels abklingender Exponentialfunktion iterativ ange-

passt und auf die Zukunft extrapoliert. Zur Verbesserung der Datenvergleichbarkeit werden lediglich Systeme mit einer Speichergröße zwischen 5 und 15 kWh aus den Daten der "Marktübersicht" (Carmen2019) berücksichtigt, was den durchschnittlichen Speichergrößenangaben aus dem "Speichermonitoring" (Figgenger2019b) entspricht.

Wie in Bild 2.7 gezeigt, können die Daten mit einem optimistischen und einem pessimistischen Fit beschrieben werden. Beide Funktionen spannen im Jahr 2030 ein Preisintervall von 600 bis 850 €/kWh auf. Eine Kostendegression unter die Marke von 500 €/kWh für eine PV-Batteriespeichertypische Systemgröße von einigen kWh ist auf Basis des Lernkurvenansatzes eher unwahrscheinlich.

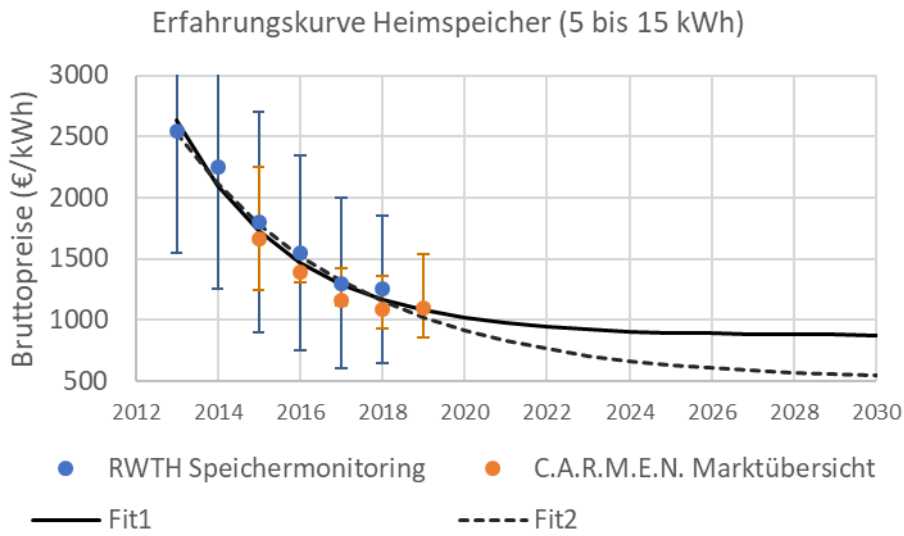


Bild 2.7: Preiserfahrungskurven für die Entwicklung von Bruttopreisen (einschließlich Mehrwertsteuer) für Batteriespeicher mittlerer Größe und optimistischer (Fit2) bzw. pessimistischer (Fit1) Fit. Daten aus Carmen2019, Figgenger2018, Figgenger2019a, Figgenger2019b

2.2 Bottom-up-Modell zur komponentenbasierten Kostenanalyse

Zur Berücksichtigung unterschiedlicher Entwicklungen bei den Einzelkomponenten, die zur Herstellung eines PV-Batteriespeichers notwendig sind, wird ein entworfenes Speichersystem genutzt. Dieses soll eine möglichst hohe Aussagekraft für die in die Szenarienbildung eingehende Fragestellung, ob ein wirtschaftlicher Nutzen durch den Einsatz von Batteriespeichern besteht, besitzen und beschreibt dazu gerade die Mehrkosten, welche die Installation eines Batteriespeichers beim Aufbau einer PV Anlage z. B. gegenüber der direkten Netzeinspeisung hervorrufen würde.

Eine PV Anlage erfordert je nach Einsatzzweck auch ohne Batteriespeicheranbindung bereits weitere Infrastruktur, z. B. Wechselrichter zum Eigenverbrauch oder zur Einspeisung ins Netz. Die Kosten dieser Infrastruktur dürfen bei der Beurteilung des wirtschaftlichen Nutzens eines PV-Batteriespeichers also nicht in die Speicherkosten hineingerechnet werden. Für viele der am Markt angebotenen und in der Top-down-Analyse untersuchten Speicher ist eine Trennung zwischen speicherunabhängiger und speicherbezogener Infrastruktur jedoch nicht möglich, da die Systeme bis zum AC-Verbraucherausgang integriert sind.

Für die Bottom-up-Berechnungen wird daher ein wie in Bild 2.8 skizzierter Minimalspeicher angenommen, welcher neben der Batterie nur aus einem DC/DC Ladewandler, einer Speichersteuerung bzw. einem Nutzerinterface und entsprechenden Gehäusen aufgebaut ist. Komponenten wie der DC/AC-Wechselrichter werden somit nicht mitbetrachtet.

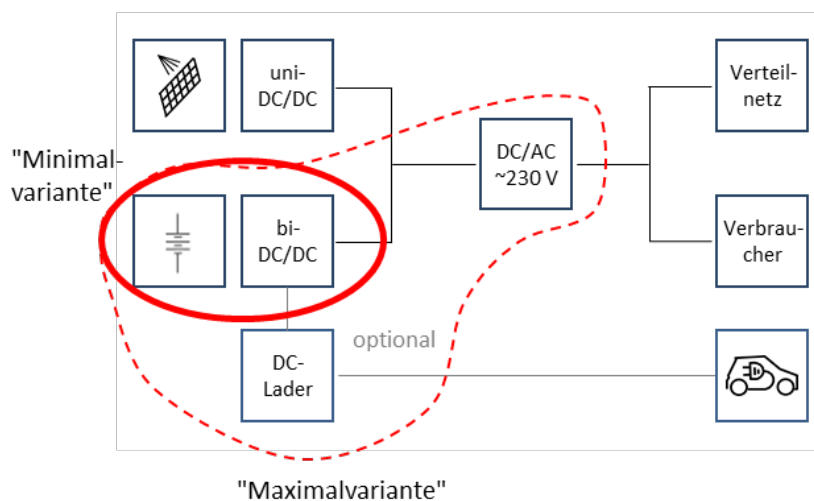


Bild 2.8: Darstellung des untersuchten Batteriespeichersystems als Mehraufwand bzw. Mehrkosten gegenüber einer direkten Netzeinspeisung (Minimalvariante)

Neben den physischen Komponenten des Batteriespeichers wird in den Bottom-up-Berechnungen auch die Herstellung des Speichersystems in einem Werk, zusätzliche Kosten wie F&E, Abschreibung und Verwaltung des Herstellers, Margen und Installationskosten beim Speicherbetreiber vor Ort mitberücksichtigt. Dies erlaubt die Berücksichtigung von Skaleneffekten auf Herstellerebene und damit den Übergang von einer Kleinserienproduktion zu einer großskaligen Produktion.

Die Berechnungen von Endkundenpreisen erfolgt mit Hilfe eines im Projektverlauf entwickelten Excel-basierten Werkzeugs, welches auf Grundlage von Kostenannahmen/ Degressionsraten den Gesamtpreis für Speicher einer definierten Größe (kWh, kW) ausgibt.

2.2.1 Bewertung von Batteriespeichertechnologien für die Nutzung in PV-Batteriespeichersystemen

Für PV-Speicheranwendungen stehen heute verschiedene kommerziell erhältliche Batteriespeichertechnologien zur Verfügung. Der europäische Markt wird von Systemen auf LIB- oder Bleibatterie (Pb)-Basis dominiert.

Zurzeit werden weitere, sogenannte post-LIB Technologien⁶ entwickelt, die technische oder preisliche Vorteile gegenüber den etablierten Technologien bieten könnten. Die erfolgreiche Etablierung dieser neuen Technologien wird zum einen von deren Entwicklungszeitraum und den in der Massenproduktion erzielbaren Leistungsdaten, zum anderen aber auch von der Weiterentwicklung konventioneller Batterien, welche den Referenzmaßstab darstellen, abhängen.

Für die folgenden Kostenbetrachtungen werden verschiedene Batterietechnologien hinsichtlich ihrer Passfähigkeit für einen Einsatz in PV-Batteriespeichern bewertet. Die Bewertungskriterien

⁶ Also Technologien, welche sich hinsichtlich Zellchemie deutlich von heutigen Li-Batterien unterscheiden und teilweise noch keine Marktreife erlangt haben.

für Batterietechnologien sind deren Preis, die Abmessungen pro Energieinhalt (Flächenbedarf), Sicherheitsaspekte in der Anwendung als PV-Batteriespeicher, die kalendarische und die Zyklenlebensdauer, das Verhältnis von gespeicherter Energie zu abrufbarer Leistung und die Marktverfügbarkeit der Technologie. Dazu wurde von folgenden Anwendungsanforderungen eines PV-Batteriespeichers ausgegangen:

- Lebensdauer: In Kombination mit einer Aufdach-Solaranlage (Eigenverbrauchsoptimierung) wäre eine Speicherlebensdauer von 20 Jahren oder länger wünschenswert. Bei 200 bis 350 Teil- bis Vollzyklen pro Jahr ergibt sich daraus eine Zyklenlebensdauer von bis zu 7.000 Zyklen.
- Flächenbedarf: Der typischerweise in Ein- oder Zweifamilienhäusern zur Verfügung stehende Raum für einen Batteriespeicher (ein bis maximal wenige m³).
- Sicherheit: Die Betriebssicherheit insbesondere hinsichtlich Brand- und Explosionsgefahr oder dem Austreten gesundheitsgefährlicher Stoffe muss über längere Zeit (z. B. Wartung/Inspektion alle paar Jahre) gewährleistet sein.
- Verfügbarkeit: Kommerzielle Verfügbarkeit der Technologie im Betrachtungszeitraum bis über 2030 hinaus.
- Kosten: Die wirtschaftliche Darstellbarkeit der Eigenverbrauchsoptimierung durch Batteriespeicher erfordert je nach Höhe des Strompreises Speicherkosten von wenigen ct/kWh.
- Energiedichte und C-Rate (Verhältnis Energie/Leistung): Um den Eigenverbrauch eines Haushalts zu optimieren, kann die über den Tag gespeicherte Überschussenergie einer Solaranlage in den Abendstunden verbraucht werden. Bei gleichmäßiger Belastung sollte die Batterie damit eine Entladung innerhalb weniger Stunden erlauben (z. B. C/5). Zur Abpufferung von Lastspitzen (z. B. elektrische Wassererhitzung) ist eine Belastungsfähigkeit von 1C sinnvoll.

Konventionelle (LIB, Pb) und in der Entwicklung befindliche Batterietechnologien (Na-Ionen, Li-S, Na-S) können anhand dieser Parameter bewertet werden:

Blei-basierte VRLA Akkumulatoren⁷

- Lebensdauer: Die Lebensdauer versiegelter (VRLA) Bleibatterien liegt bei über 10 Jahren. Die Zyklenfestigkeit kann zwischen 500 und wenigen 1.000 Zyklen liegen. Vollzyklen oder Verweildauern bei Teilladung können die Lebensdauer von Pb-Batterien erheblich reduzieren.
- Energiedichte und C-Rate (Verhältnis Energie/Leistung) und Flächenbedarf: Mit einer Energiedichte von 30 bis 50 Wh/kg sind Bleibatterien prinzipiell für den Einsatz in PV-Batteriespeichern geeignet. Entladeströme von C/5 bis 1C sind jedoch sehr herausfordernd für Pb-Batterien und verringern die nutzbare Batteriekapazität deutlich.
- Sicherheit: Bleibatterien sind nicht brennbar, das Risiko eines Auslaufens versiegelter Bleibatterien ist gering.

⁷ R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, J. L. Bernal-Agustín, Comparison of different lead-acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems, Applied Energy 2014, 115, 242-253, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.11.021>

J. Jung, L. Zhang, J. Zhang, Lead-acid Battery technologies, Fundamentals, Materials and Applications, CRC Press, 2016, ISBN 78-1-4665-9223-0

- Verfügbarkeit: Bleibatterien für Speicheranwendungen sind am Markt in hohen Stückzahlen und von vielen Herstellern erhältlich. Recyclingketten sind etabliert.
- Kosten: Die Kosten für geeignete hochstromfähige und zyklenfeste Bleibatterien liegen derzeit bei 120 bis 150 €/kWh. Eine weitere Kostenreduktion bei Marktvergrößerung auf langfristig unter 100 €/kWh ist möglich.
- Bleibatterien sind, insbesondere aufgrund ihrer guten Sicherheitseigenschaften und hohen Verfügbarkeit, für den Einsatz in PV-Batteriespeichern geeignet. Ihre elektrochemischen Eigenschaften lassen jedoch eher eine Verwendung mit konstantem Lastprofil zu. Das schwankende Lastprofil eines Einzelhaushalts erfordert hohe Spitzenströme, weshalb der Eigenverbrauch nur teilweise durch Systeme auf Pb-Basis gedeckt werden kann. Insbesondere bei längerer Lagerung der Batterie im teilgeladenen Zustand (z. B. im Winter bei wenig Sonneneinstrahlung) kann die Lebensdauer der Batterie stark herabgesetzt sein. Preislich liegen die Speicherkosten auf Zellebene bei 10 bis 15 ct/kWh⁸.

Li-Ionen-Akkumulatoren (LIB ESS)⁹

- Lebensdauer: Die Lebensdauer von Li-Ionen-Batterien liegt bei 10 bis 15 Jahren. Zellen für stationäre Anwendungen besitzen bei Teilentladung (z. B. 80 % der Nennkapazität) eine Lebensdauer von mehreren 1.000 Zyklen.
- Energiedichte und C-Rate (Verhältnis Energie/Leistung) und Flächenbedarf: Mit einer Energiedichte von > 130 Wh/kg sind Li-Ionen-Batterien für den Einsatz in PV-Batteriespeichern geeignet. Lade- bzw. Entladeströme von 1C sind möglich.
- Sicherheit: Aufgrund der Brennbarkeit der Batteriezellen müssen Li-Systeme überwacht werden. Die Verwendung von kleinen Zellen (z. B. 21700) kann die Ausbreitung von Kettenreaktionen (Propagation) im Havariefall verhindern.
- Verfügbarkeit: Aufgrund des starken Markthochlaufs bei Li-Ionen-Zellen ist es in der Vergangenheit bereits zu Lieferengpässen im Segment stationärer Speicher gekommen. Mittelfristig ist durch den Aufbau von Produktionsinfrastruktur mit einer guten Verfügbarkeit zu rechnen.
- Kosten: Die Kosten für Li-Ionen-Zellen (LIB ESS) liegen aktuell im Bereich zwischen 150 und 250 €/kWh. Mittelfristig ist von einer Preisreduktion bis unter 100 €/kWh auszugehen.

Das Leistungsprofil von Li-Ionen-Batterien erfüllt die Anforderungen von PV-Batteriespeichern gut. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Lebensdauer der Batterien nicht die lange Lebensdauer von Solaranlagen erreicht. Sicherheitsvorkehrungen müssen im Bereich des Batteriemangements und der Zellüberwachung getroffen werden. Preislich liegen die Speicherkosten auf Zellebene bei 4 bis 6 ct/kWh¹⁰.

⁸ Batteriekosten von 135 €/kWh bei 2000 Zyklen mit einer Entladetiefe von 70 %

⁹ A. Thielmann, C. Neef, T. Hettesheimer, H. Döscher, M. Wietschel, J. Tübke; Energy storage Roadmap (Update 2017) | [Energiespeicher-Roadmap (Update 2017)]; Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2017

¹⁰ Batteriekosten von 150 bis 250 €/kWh bei 5000 Zyklen mit einer Entladetiefe von 80 %.

Na-Ionen-Akkumulatoren (SIB, Raumtemperatur)¹¹

- Lebensdauer und Sicherheit: Aufgrund der zu Li-Ionen-Batterien vergleichbaren Zellchemie wird von einer ähnlichen Lebensdauer und ähnlichen Sicherheitseigenschaften von Na-Ionen-Batterien im stationären Betrieb ausgegangen.
- Energiedichte und C-Rate (Verhältnis Energie/Leistung) und Flächenbedarf: Na-Ionen-Batterien erreichen gegenwärtig mehr als die Hälfte der Energiedichte von Li-Ionen-Batterien. Langfristig dürfte die Leistungsfähigkeit auf 70 % des durch LIB gegebenen Referenzwertes ansteigen.
- Verfügbarkeit: Na-Ionen-Batterien befinden sich aktuell im Prototypenstadium bzw. im Bereich der Pilotproduktion (TRL 6 bis 7). Von einem größeren Markteintritt kann bis 2025 ausgegangen werden. Aufgrund bislang fehlender Zellfabriken dürfte eine Verfügbarkeit für Batteriespeicheranwendungen erst zwischen 2025 und 2030 gegeben sein.
- Kosten: Mittelfristig wird von einem Kostenvorteil von 10 % bis 30 % gegenüber Li-Ionen-Batteriezellen bzw. Kosten von bis hinab zu 60 €/kWh in der Massenfertigung ausgegangen.

Na-Ionen-Batterien sind aufgrund ihrer Eigenschaften gute Kandidaten für zukünftige Batteriespeichersysteme. Die gegenüber Li-Ionen-Batterien niedrigere Energiedichte führt in der Anwendung als stationärer Speicher zu keinen deutlichen Nachteilen. In den nächsten Jahren bis nach 2025 dürften Na-Ionen-Batterien aufgrund ihres Reifegrades noch keine Rolle für PV-Batteriespeicher spielen. Preislich könnten die Speicherkosten auf Zellebene mittelfristig unterhalb des durch LIB gegebenen Referenzwertes liegen.

Li-S- und Na-S-Akkumulatoren (Raumtemperatur)¹²

- Lebensdauer: Li-S-Zellen aus der vorkommerziellen Produktion erreichen aktuell nur wenige 100 Zyklen.
- Energiedichte und C-Rate (Verhältnis Energie/Leistung) und Flächenbedarf: Metall-Schwefel (Me-S) Systeme zeichnen sich insbesondere durch eine hohe gravimetrische Energiedichte aus. Die Hochstromfähigkeit ist bisher nicht vergleichbar mit LIB, weshalb Me-S-Batterien nach aktuellem Stand eher für gleichförmige Lasten ohne hohe Lastspitzen geeignet sind.
- Sicherheit: Bei Verwendung eines flüssigen Elektrolyten dürften Me-S-Batterien ähnliche Eigenschaften wie LIB haben. Evtl. ergeben sich Vorteile aus der Stabilität der Schwefel-Kathode.
- Verfügbarkeit: Li-S-Batterien befinden sich aktuell im Bereich der angewandten Forschung (TRL 6 bis 7). Ein breiterer Markteintritt ist zwischen 2025 und 2030 möglich. Erste Anwendungen könnten im Bereich der Luftfahrt stattfinden. Na-S-Batterien können mit TRL 1 bis 3 eingestuft werden.

¹¹ D. Kundu, E. Talaie, V. Duffort, L. F. Nazar, The Emerging Chemistry of Sodium Ion Batteries for Electrochemical Energy Storage, *Angew. Chem. Int. Ed.* 2015, 54, 3431 – 3448, DOI: 10.1002/anie.201410376 ;

T. Liu, Y. Zhang, Z. Jiang, X. Zeng, J. Ji, J. Li, X. Gao, M. Sun, Z. Lin, M. Ling, J. Zheng, C. Liang, Exploring competitive features of stationary sodium ion batteries for electrochemical energy storage, *Energy Environ. Sci.*, 2019, 12, 1512, DOI: 10.1039/c8ee03727b

¹² A. Thielmann, C. Neef, T. Hettseheimer, H. Döscher, M. Wietschel, J. Tübke; Energy storage Roadmap (Update 2017) | [Energiespeicher-Roadmap (Update 2017)]; Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2017;

A. Rosenman, E. Markevich, G. Salitra, D. Aurbach, A. Garsuch, F. F. Chesneau, Review on Li-Sulfur Battery Systems: an Integral Perspective, *Adv. Energy Mater.* 2015, 5, 1500212, DOI: 10.1002/aenm.201500212

- **Kosten:** Aufgrund der niedrigen Rohstoffkosten für Schwefel gelten Me-S als potenziell günstige Alternativen zu LIB. Eine Kostenquantifizierung ist allerdings noch nicht möglich.

Heute als Prototypen verfügbare Li-S- oder Na-S-Batterien sind aufgrund ihrer niedrigen Zyklenfestigkeit für stationäre Anwendungen eher ungeeignet. Falls entsprechende F&E-Hürden gelöst werden, so ist ein langfristiger Einsatz insbesondere von potenziell sehr günstigen Na-S-Batterien auch in PV-Batteriespeicheranwendungen denkbar, dies jedoch erst deutlich nach 2030.

Redox-Flow-Batterien (RFB)¹³

- **Lebensdauer:** Die Lebensdauer von RFB (insbesondere Vanadium-basiert) wird als gut und auf potenziell 15 bis 20 Jahre eingeschätzt. Teile der Infrastruktur dürften jedoch deutlich kürzere Lebensdauern besitzen. Aufgrund der verwendeten Flüssigelektrolyten als Energiespeicher ist von einer hohen Recyclingfähigkeit auszugehen, welche auch die Realisierung von kürzeren Lebensdauern rechtfertigen könnte.
- **Energiedichte und C-Rate (Verhältnis Energie/Leistung) und Flächenbedarf:** RFB erfordern relativ viel Infrastruktur (Tanks, Pumpen), sodass entsprechende Systeme ggf. nicht im für PV-Batteriespeicher typischen Schrankformat untergebracht werden können. Aufgrund des Funktionsprinzips sind Energie und Leistung der Systeme flexibel skalierbar, Veränderungen der Ausgangsleistung besitzen jedoch eine hohe Trägheit, weshalb bei stark fluktuierender Last ein Puffer erforderlich sein kann. Heutige RFB besitzen eine im Vergleich zu LIB niedrigere Speichereffizienz.
- **Sicherheit:** Die Sicherheit von RFB wird trotz der Flüssigelektrolyte als gut eingeschätzt.
- **Verfügbarkeit:** Mehrere kommerzielle RFB-Systeme sind am Markt verfügbar. Eine Massenproduktion besteht bislang nicht.
- **Kosten:** Aktuell liegen die Investitionskosten für RFB noch bei etwa 600 bis 700 €/kWh. In den nächsten 10 Jahren könnten sich die Kosten jedoch etwa halbieren.

Aufgrund der hohen Komplexität von RFB aus mehreren Komponenten eignen sich die Systeme insbesondere für größere stationäre Speicher. RFB mit einem Energieinhalt von unter 10 kWh (Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten) sind ggf. schlecht wirtschaftlich darstellbar. Preislich liegen die Speicherkosten auf Systemebene aktuell bei über 20 ct/kWh, könnten jedoch mittelfristig auf 5 bis 10 ct/kWh sinken.

Eignung für PV-Batteriespeichersysteme

Aus dem Portfolio der elektrochemischen Speichertechnologien erfüllen heute Li-Ionen-Batterien am besten die Anforderungen von PV-Batteriespeichern, da sie insbesondere im Vergleich zu Pb-Batterien eine passendere Hochstromfähigkeit bieten. Darüber hinaus sind in den nächsten Jahren deutlichere Kostendegressionen zu erwarten (Zusammenfassung der Eigenschaften siehe Bild 2.9).

Mittelfristig könnten auch Na-Ionen-Batterien Einsatz in PV-Batteriespeichern finden. Es ist dabei nicht von einer sprunghaften Veränderung der Leistungsparameter und der Kosten auszugehen, vielmehr könnte durch die Verwendung von Na-Ionen-Batterien die durch LIB begonnene Kostendegression fortgesetzt werden.

¹³ A. Thielmann, C. Neef, T. Hettseimer, H. Döscher, M. Wietschel, J. Tübke; Energy storage Roadmap (Update 2017) | [Energiespeicher-Roadmap (Update 2017)]; Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2017; H.R. Jiang, J. Sun, L. Wei, M.C. Wu, W. Shyy, T.S. Zhao, A high power density and long cycle life vanadium redox flow battery, Energy Storage Materials, 24, 529-540, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2019.07.005>.

Für den Zeitraum bis 2030 ist von einer überwiegenden Nutzung von LIB für PV-Batteriespeicher auszugehen. Kosten und Leistungsfähigkeit der Speicher werden daher durch die Entwicklungen bei LIB geprägt sein. Entsprechend werden die weiteren Kalkulationen auf Basis einer Systemauslegung mit LIB durchgeführt.

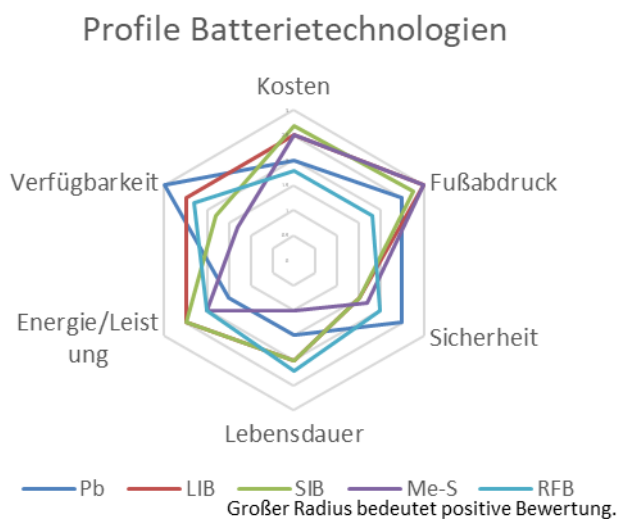


Bild 2.9: Bewertung unterschiedlicher Batterietechnologien für ihre Eignung im PV-Batteriespeicherbereich. Ein großer Radius entspricht einer positiven Bewertung

2.2.2 Entwicklung der Komponentenkosten eines PV-Batteriespeichers

Neben der elektronischen Steuerung bzw. Steuerungssoftware für PV-Batteriespeicher und der Systemumhausung, ggf. mit Kühlung, sind die Hauptkomponenten eines PV-Batteriespeichers das Batteriepack und die Leistungselektronik. Da in Abgrenzung zu einer PV-Anlage ohne PV-Batteriespeicher als Leistungselektronik lediglich ein DC/DC-Wandler für das Laden/ Entladen der Batterie benötigt wird, fällt der Kostenanteil der Leistungselektronik gegenüber der Batterie deutlich geringer aus. Die hier diskutierten Batteriepacks von wenigen kWh Energie umfassen als Hauptkomponenten die Batteriezellen, ein Pack-Gehäuse sowie Sensorik und Ausleseelektronik für den Zustand der Batteriezellen.

Verschiedene Marktstudien¹⁴ diskutieren Kostenprognosen für LIB-Zellen oder -Packs. Aktuell besteht ein deutlicher Preisunterschied zwischen Batteriepacks für Elektrofahrzeuge (120 bis 150 €/kWh) und Packs für stationäre Speicheranwendungen (ESS, 200 bis 250 €/kWh). Die Ursachen für diesen Unterschied sind sowohl die kleineren Stückzahlen im stationären Bereich als auch höhere Anforderungen an die Batteriezellen hinsichtlich Zyklenlebensdauer (etwa 1.000 Zyklen für den Automotive-Einsatz und mehrere 1.000 Zyklen für den stationären Einsatz als Speicher).

Unterschiedliche Marktanalysten rechnen mit jährlichen Kostendegressionsraten zwischen 2 % und 5 %. Gemäß den analysierten Marktstudien (siehe Bild 2.10) sind für Packs für stationäre

¹⁴ Yole Développement Market Research: Li-Ion Packs April 2018;
 B3 Corp. Report Chapter E19Q1 2019;
 Boston New Energy Finance BNEF 2019 ;
 Schmidt, Hawkes 2017 https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/50848/10/20170620_FINAL_ExpCurves_Main.pdf ;
 IHS Markit: Grid Connected Energy Storage Market Tracker September 2018;
 Navigant Research 2019 <https://www.energy-storage.news/news/navigant-risk-of-slower-than-expected-price-declines-for-lithium-batteries>

Speicher höhere Degressionsraten zu erwarten. Bis 2035/ 2040 sind Packpreise von 110 bis 130 €/kWh möglich. Mindermengenzuschläge, wie sie etwa für kleinere Abnehmer von LIB-Zellen oder -Packs gelten könnten, sind in den Preisprognosen der Marktanalysten nicht berücksichtigt.

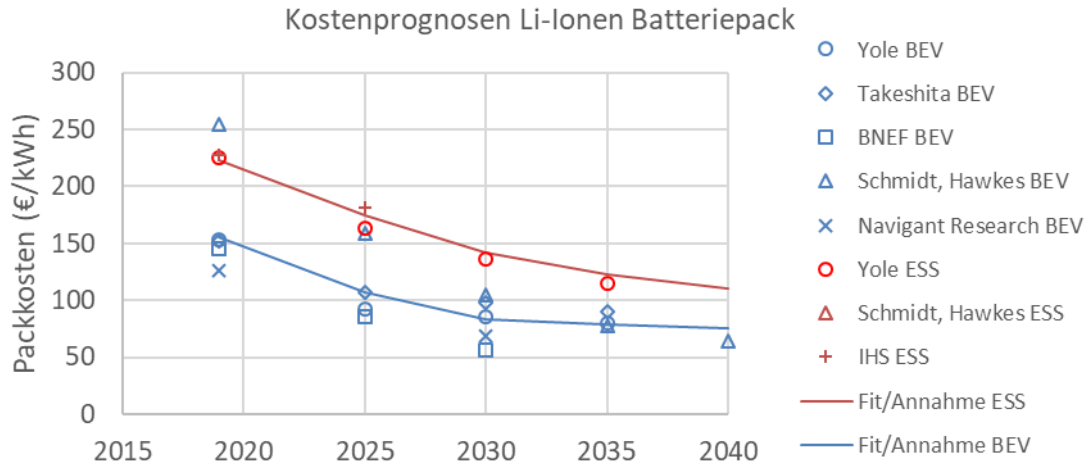


Bild 2.10: Kostenprognose für in Elektrofahrzeugen genutzte und stationäre LIB-Packs aus verschiedenen Marktstudien

Getrieben durch den Ausbau von Solarstromerzeugung haben auch typische Komponenten der Leistungselektronik in den letzten Jahren deutliche Kostensenkungen erfahren. Laut Fraunhofer ISE2019¹⁵ liegen die Kosten für String PV-Wechselrichter (DC/AC) aktuell bei 60 bis 100 €/kW.

Die Inverterkosten könnten bis 2050 auf 21 bis 42 €/kW fallen, was einer jährlichen Kostenreduktion von durchschnittlich 2 % bis 4 % entspricht (Fraunhofer ISE2015¹⁶).

Auf Basis dieser Annahmen wird für die Kostenentwicklung der Inverter bzw. DC/DC-Leistungselektronik eine Preisdegressionskurve (Trend) von jährlich 3 % angesetzt. Bis 2035/ 2040 sind Kosten für PV-Inverter von 30 bis 60 €/kW möglich (Bild 2.11). Für die Kosten von DC/DC Wandlern können etwa 80 % der DC/AC-Inverter Kosten angesetzt werden (Fraunhofer ISE2019).

¹⁵ S. Philipps, W. Warmuth, Fraunhofer ISE Photovoltaics Report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2019.

¹⁶ Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2015.

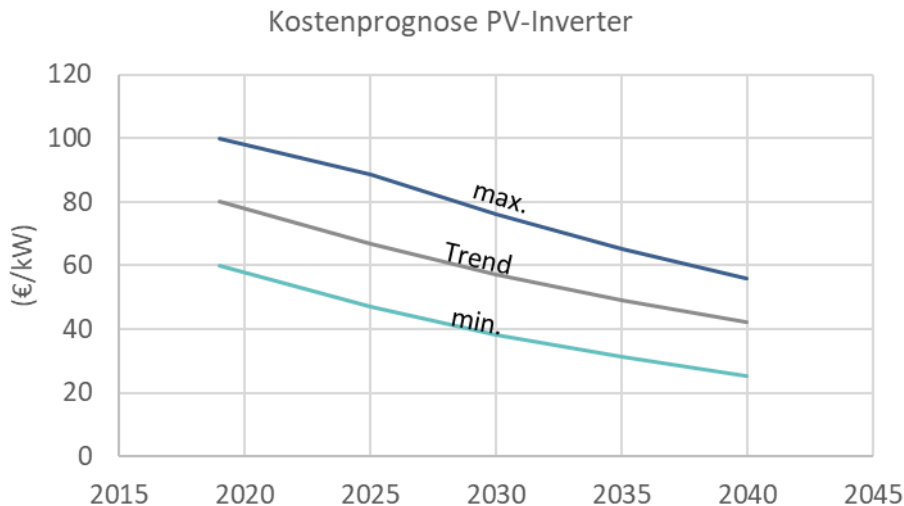


Bild 2.11: Kostenprognose für PV-Inverter nach FraunhoferISE2019 und Fraunhofer-ISE2015

2.2.3 Entwicklung weiterer Kostenfaktoren für die Herstellung von PV-Batteriespeichern

Neben den genannten Prognosen für PV-Batteriespeicherkomponenten hängen die tatsächlichen Kosten und Einkaufskonditionen für Speicherhersteller von weiteren Faktoren ab.

In Deutschland wurden 2018 etwa 40.000 neue PV-Batteriespeicher installiert. Das jährliche Wachstum über die letzten 5 Jahre lag bei etwa 30 % (Figgenger2019b). Von den etwa 30 am deutschen Markt aktiven Herstellern (Carmen2019) besaßen die vier größten Hersteller (Sonnen, SENEK, E3/DC, LG Chem) 2017 gemeinsam einen Marktanteil von etwa 60 % in Deutschland und Europa (Figgenger2018, Graulich2018¹⁷). Ein typischer Hersteller mit globalem Marktanteil von 10 % hat 2019 somit etwa 10.000 PV-Batteriespeicher verkauft, was einer Batteriekapazität von 50 bis 100 MWh entspricht. Gegenüber den in den Marktstudien gezeigten Kostenannahmen könnten somit Aufschläge aufgrund der geringeren Verkaufszahlen hinzukommen. In den Bottom-up-Kostenberechnungen wird für einen kleinen Hersteller daher ein Aufschlag von 15 % auf die Weltmarktpreise angenommen.

Unter Annahme gleichbleibender Marktanteile könnten sich die Verkaufszahlen von PV-Batteriespeicherherstellern bis 2030 und darüber hinaus auf etwa 1 bis 2 GWh Batteriekapazität erhöhen, was den Stückzahlen und Kapazitäten eines kleinen Herstellers von Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 entspricht. Die Einkaufskonditionen für Speicherhersteller könnten sich also deutlich verbessern. In den Bottom-up-Kostenberechnungen wird daher für einen größeren Hersteller kein zusätzlicher Aufschlag auf die Weltmarktpreise angenommen.

Durch den Übergang von der Kleinserien- zur Großserienproduktion (wenige 10.000 Einheiten auf einige 100.000 Einheiten) können darüber hinaus weitere Skaleneffekte in der PV-Batteriespeicherproduktion gehoben werden (so z. B. die Reduktion von Overheads und F&E-Kosten oder die Steigerung des Automatisierungsgrades und damit die Reduktion des Lohnkostenanteils).

¹⁷ K. Graulich, D. Bauknecht, C. Heinemann, I. Hilbert, M. Vogel, D. Seifried, S. Albert-Seifried, Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen, Öko-Institut e.V., 2018.

Entsprechend heutigen Stückzahlen für PV-Batteriespeicher kann von einer halbautomatisierten Herstellung ausgegangen werden. Durch den Zukauf wesentlicher Komponenten (Batteriemo-dule, Spannungswandler, Steuerung) ist eine geringe Fertigungstiefe beim PV-Batteriespeicherhersteller zu vermuten.

Für die Bottom-up-Kalkulation des PV-Batteriespeicher-Endkundenpreises (ohne Installation vor Ort) wird für die halbautomatisierte Fertigung heute ein Arbeitsaufwand beim Hersteller von 3 Personentagen pro System angenommen. Für eine hochautomatisierte Produktion wird ein Arbeitsaufwand von 0,7 bis 1 Personentag angenommen. Die Lohnkosten werden zu 37 €/h mit einer jährlichen Lohnsteigerung von 2,5 % angenommen.

Zur Berücksichtigung weiterer Overheads bei der Herstellung (Verwaltung, F&E, Abschreibungen) werden industrietypische Werte für Verwaltung und Vertrieb angenommen. Beim Übergang von einer Kleinserien- zur automatisierten großskaligen Fertigung ist von einer deutlichen Senkung der F&E- und Verwaltungskosten auszugehen, wohingegen die Abschreibungskosten steigen.

Die Herstellermarge wird auf pauschal 7 % des Nettoendkundenpreises ohne Installation vor Ort abgeschätzt. Die Vertriebsmarge wird auf pauschal 7 % des Nettoendkundenpreises ohne Installation vor Ort abgeschätzt.

Der Vertrieb und der Aufbau von PV-Batteriespeichern beim Endkunden dürften auch langfristig durch kleine Handwerksbetriebe vorgenommen werden. Durch den notwendigen Einsatz von Technikern und Elektrikern über wenige Stunden vor Ort ist somit eine zukünftige Kostenreduktion kaum zu erwarten. Für die Bottom-up-Kalkulation des PV-Batteriespeicher-Endkundenpreises inkl. Installation vor Ort wird ein Aufwand von 4 Stunden für zwei Techniker angenommen.

2.2.4 Ergebnisse aus dem Bottom-up-Modell

Die Ergebnisse der Kalkulationen für ein typisches 8 kWh System sind in Bild 2.12 dargestellt. Die zeitliche Entwicklung ergibt sich aus den Kostenreduktionspotentialen für Komponenten, wie sie den Marktstudien entnommen wurden, sowie aus der angenommenen Lohnsteigerung von 2,5 % pro Jahr. Somit wird bei sinkenden Gesamtkosten von einer zukünftigen Steigerung des Lohnkostenanteils (Installation, System) ausgegangen. Die Ergebnisse sind für einen für die heutige Marktstruktur typischen kleinen sowie für einen großen Hersteller von PV-Batteriespeichersystemen dargestellt.

Für das betrachtete 8 kWh-System sind je nach Entwicklung der Herstellergrößen und des Automatisierungsgrades Kosten (inkl. Installation) für den Endkunden von 6.000 Euro bis 7.500 Euro im Jahr 2040 möglich.

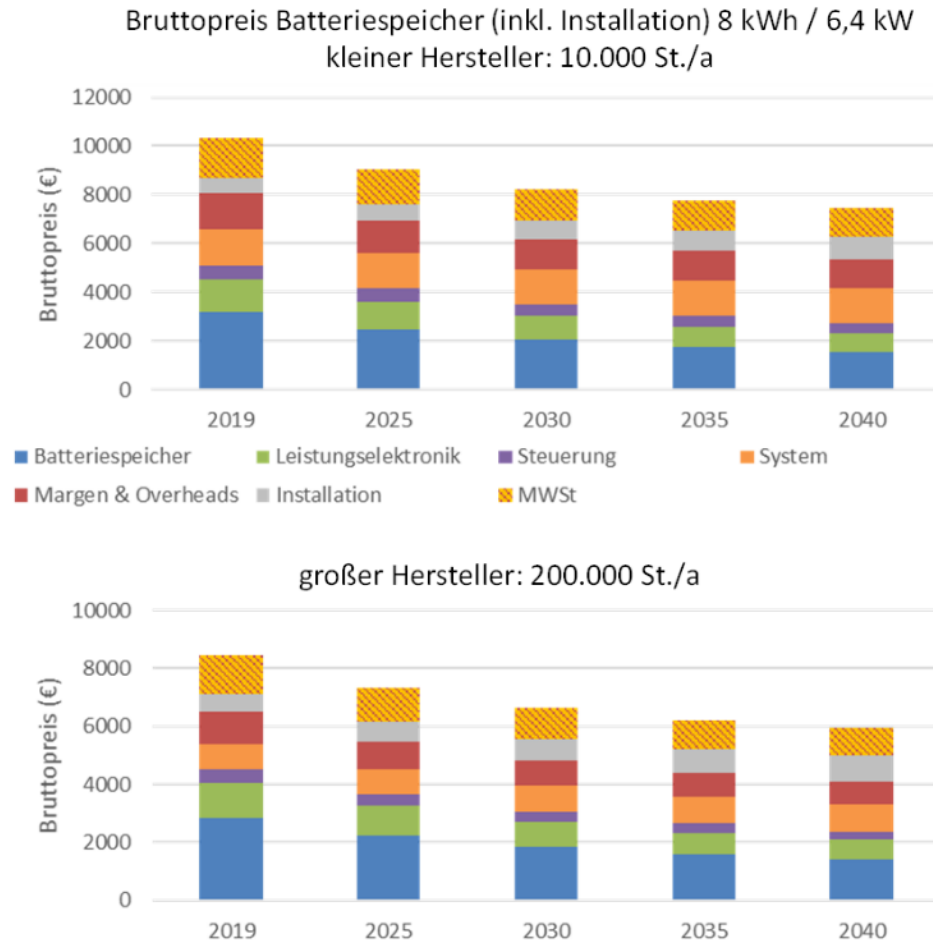


Bild 2.12: Preisprognose für ein PV-Batteriespeichersystem mit 8 kWh und 6,4 kW bei Herstellung durch einen kleinen (10.000 Stück/a) und einen großen (200.000 Stück/a) Hersteller bis 2040.¹⁸

2.3 Ergebnisse: Zukünftige Kostenentwicklung

Beide Ansätze, die Preiserfahrungskurven nach den Daten aus Figgene2018 bzw. Figgene2019 und Carmen2019 und die Bottom-up-Berechnungen, zeigen eine gute Übereinstimmung und legen somit die Validität der Ergebnisse nahe. Der Vergleich des Top-down- mit dem Bottom-up-Ansatz zeigt, dass bei unveränderter Marktstruktur und -größe, d. h. bei der Fertigung durch kleinere Hersteller, eher von der „pessimistischen“ Preisentwicklung (Fit1 Lernkurve der Top-down-Analysen) ausgegangen werden kann. Demgegenüber wird in vielen Marktstudien zu Lilonen-Batterien und Leistungselektronik eine weiterhin deutliche Kostenreduktion erwartet. Die Degressionsraten auf Systempreisebene hängen neben der Entwicklung bei den Komponentenkosten insbesondere davon ab, wie schnell die Speicherhersteller in eine automatisierte und großskalige Fertigung eintreten können. Der Übergang zu einer großskaligeren Batteriespeicher-

¹⁸ Hinweis zur Legende:

Batteriespeicher umfasst Zellen, Modul und Sensorik; Leistungselektronik umfasst DC/DC-Wandler; Steuerung umfasst Lade- und Verbrauchsregelung; System umfasst Gehäuse, Kühlung und Fertigung; Margen & Overheads umfassen Hersteller- und Vertriebsmargen sowie Verwaltungspauschalen; Installation umfasst den Einbau des PV-Batteriespeichers beim Kunden; MWSt. Mehrwertsteuer von 19 %

produktion, z. B. bei wachsenden Märkten, erlaubt jedoch auch aus Sicht der Bottom-up-Kalkulation den Übergang zur „optimistischen“ Preisentwicklung (Fit2 Lernkurve der Top-down-Analysen).

Bild 2.13 zeigt exemplarisch die Ergebnisse beider Ansätze für ein 8 kWh Speichersystem. Da die Installationskosten beim Endkunden nicht Teil der Top-down-Betrachtungen sind, sind, anders als in Bild 2.12, die Bruttopreise zzgl. Installationskosten aufgetragen.

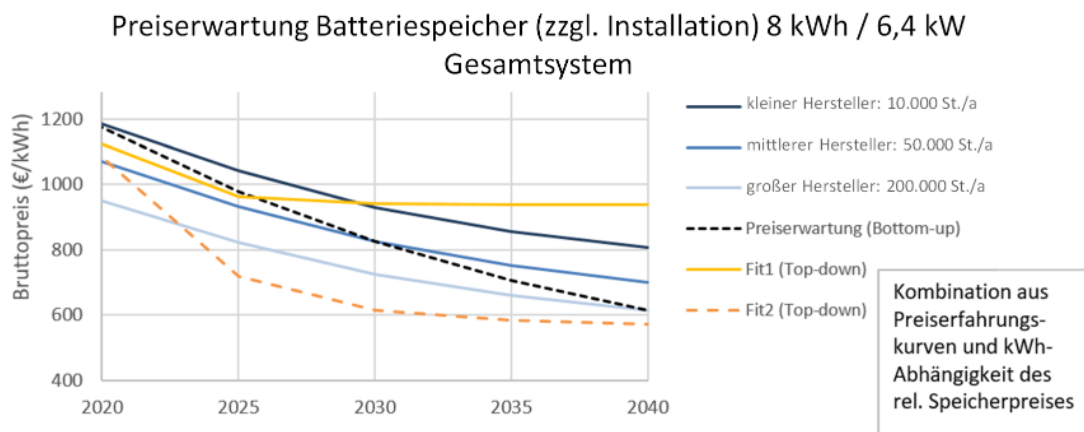


Bild 2.13: Preiserwartung (brutto, zzgl. Installationskosten) für PV-Batteriespeichersysteme mit 8 kWh und 6,4 kW

Die Kombination aus empirisch ermittelter Speichergrößenabhängigkeit der relativen Preise (€/kWh) (Carmen2019) und Bottom-up/ Top-down abgeleiteter zeitlicher Entwicklung der relativen Speicherpreise erlaubt die Berechnung zukünftiger Endkundenpreise. Im Ergebnis steht eine empirische Kostenfunktion in Abhängigkeit der Speichergröße (kWh) und der zeitlichen Entwicklung (siehe Bild 2.14 für das optimistische Szenario). Die Funktion erlaubt die Auswertung von zukünftigen Preisen auch bei Veränderung typischer Speichergrößen, z. B. aufgrund sich ändernder Speichernutzung, wie sie zum Beispiel in Zukunft durch das Laden von Elektrofahrzeugen auftreten könnte.

Die Funktion wurde rein zur Beschreibung der Daten gewählt. Die Wahl der Funktionsterme besitzt keinen analytischen Hintergrund. Der erste Exponentialterm bildet dabei die erwartete zeitabhängige (t) Kostenreduktion ab. Eine schnellere und eine langsamere Kostendegression sind durch den Parameter Tau implementiert. Der zweite, gebrochen-rationale Term beschreibt die Kostenabhängigkeit von der Speichergröße E. Der letzte Term beschreibt die Installationskosten mit einer Lohnsteigerung von 2,5 % pro Jahr.

$$PREIS(t, E) = (A_0 + A_1 \times \text{Exp}[-\frac{t - 2019}{\tau}]) \times (A_2 + A_3 \times E^{-1} + A_4 \times E^{-2}) + A_5 \times E^{-1} \times 1.025^{t-2019}$$

Tabelle 2.1 listet die gewählten Fitparameter für eine schnelle (min. Preis) und langsame (max. Preis) Kostendegression auf.

Parameter	min. Preis	max. Preis
A0	0,21	analog min. Preis
A1	0,79	analog min. Preis
Tau	20 a	30 a
A2	724 €/kWh	analog min. Preis
A3	3.605 €	analog min. Preis
A4	-1.194 kWh	analog min. Preis
A5	600 €	analog min. Preis

Tabelle 2.1: Fitparameter für eine schnelle (min. Preis) und langsame (max. Preis) Kostendegression

Für typische PV-Batteriespeichersysteme von 8 bis 10 kWh dürfte die Marke von 1000 €/kWh (brutto, zzgl. Installationskosten) bereits vor 2025 unterschritten werden (siehe Bild 2.14). Bis 2040 sind Endkundenpreise (brutto, zzgl. Installationskosten) zwischen 600 und 700 €/kWh möglich. Für die Installation können heute im günstigsten Fall etwa 600 bis hin zu 2000 Euro (brutto) angesetzt werden.

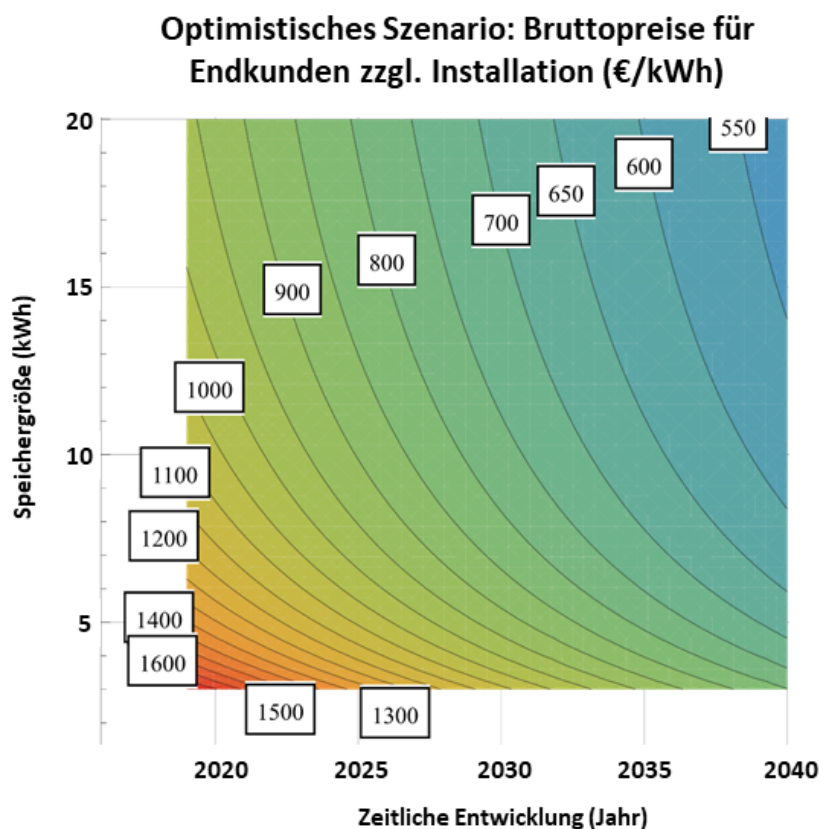


Bild 2.14: Darstellung der Kostenfunktion (min. Preis) in Abhängigkeit von der Speichergröße (kWh) und dem Anschaffungsjahr

Die Ergebnisse und Annahmen hinter der Kostenfunktion wurden mit verschiedenen Experten diskutiert und validiert.

2.4 Lebensdauer und Stromkosten aus gespeicherter Energie

Die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriespeichern wird neben der Dimensionierung gegenüber der PV-Anlage und den Investitionskosten wesentlich durch die Lebensdauer des Speichers und die über die Lebensdauer gespeicherte Energie bestimmt. Noch sind keine statistischen Daten

zur Alterung und Lebensdauer von PV-Batteriespeichern verfügbar, jedoch ist wahrscheinlich, dass die Alterung der Batterie der bestimmende Faktor für die Nutzungszeit von PV-Batteriespeichern ist.

Die Batteriealterung betrifft einerseits die Veränderung verschiedener Leistungsparameter über die Zeit und wird typischerweise über den SoH (State of Health) quantifiziert. Der SoH ist ein relativer Wert (%) und gibt das Verhältnis aus aktuellem Leistungsparameter zu Nennparameter an, so z. B.

- $SoH_{cap.} = (\text{Aktuelle Maximalkapazität})/(\text{Nennkapazität})$ bei definierter Temperatur und Entladerate
- $SoH_{res.} = (\text{Aktueller Innenwiderstand})/(\text{Nenninnenwiderstand})$ bei definierter Temperatur und definiertem Ladungszustand

Andererseits weisen gealterte Zellen ein erhöhtes Risiko des Totalausfalls (z. B. interner Kurzschluss) auf, wodurch trotz ggf. noch guten Leistungsparametern die Zuverlässigkeit eines Systems sinkt.

Die Alterung von LIB-Zellen¹⁹ wird häufig durch Veränderungen an der Grenzfläche zwischen Elektrode und Elektrolyt, der elektronischen oder elektrochemischen Passivierung von Teilen der Elektrode oder anderen unerwünschten Nebenreaktionen in der Zelle hervorgerufen. Viele der zugrundeliegenden Alterungsprozesse werden thermisch verursacht (temperaturabhängig), was letztlich zu einer endlichen kalendarischen Lebensdauer führt. Da diese im Bereich einiger Jahre liegt, sind für neue Zelltypen keine Alterungsdaten aus realen Anwendungen verfügbar.

Einige der Prozesse hängen zudem von mechanischen Veränderungen in der Elektrode oder von der Kinetik der Redoxreaktion ab, was zu einer endlichen Zyklenlebensdauer führt. Die Alterungsmechanismen sind stark materialabhängig (Aktiv- und Passivmaterialien, Elektrolyt, Additive) und werden wesentlich durch die Qualität bei der Zellfertigung bestimmt (insb. Materialhomogenitäten).

Genauere Angaben zum Alterungsverhalten insbesondere neuer Zelltypen sind nicht verfügbar und werden nur selten veröffentlicht. Die Abschätzung typischer Lebensdauern von LIB in einer spezifischen Anwendung ist nur über theoretische/ halb-empirische Modelle möglich.

¹⁹ S. Grolleau, A. Delaille, H. Gualous, Predicting lithium-ion battery degradation for efficient design and management, World Electric Vehicle Journal 2013, 6, 0549, DOI: 10.1109/EVS.2013.6914799 ;
A. Barré, B. Deguilhem, S. Grolleau, M. Gérard, F. Suard, A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. Journal of Power Sources, 2013, 241, 680 – 689, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.05.040 ;
B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, D. S. Kirschen, Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. In: IEEE Trans. Smart Grid 2018, 9(2), 1131–1140.

Zykluslebensdauer²⁰

Die Zykluslebensdauer beschreibt die minimale Anzahl an Vollzyklen (Batterie komplett geladen und entladen), welche eine Batterie bis zum Erreichen eines definierten Lebensendes (z. B. 80 % SoH_{cap}) bei Vernachlässigung der kalendarischen Lebensdauer erfüllen muss. Batteriezellen für Verbraucheranwendungen erreichen typischerweise wenige 100 Vollzyklen. Batteriezellen für Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) erreichen typischerweise 1.000 oder mehr Vollzyklen. Im Realbetrieb hängt die tatsächliche Zykluslebensdauer stark von der Beanspruchung ab (Stromstärken, Ladehöhe (SoC), Entladetiefe (DoD)). Für PV-Batteriespeicheranwendungen lauten die Garantieangaben der Hersteller auf mehrere 1.000 Teilzyklen (z. B. bis 80 % DoD) bis hin zu 10.000 Teilzyklen (Carmen2019). Im Durchschnitt der angebotenen Systeme (2015 bis 2019) beträgt die garantierte (Teil-)Zykluslebensdauer 9.000 Zyklen. Da es sich bei diesen Kennzahlen um Garantieangaben handelt, ist davon auszugehen, dass in der Praxis eine längere Lebensdauer bzw. Zyklenzahl erreicht werden kann.

Kalendarische Lebensdauer²¹

Die kalendarische Lebensdauer beschreibt die minimale Zeit (Jahre), über welche eine Batterie bei Vernachlässigung der Zykluslebensdauer zuverlässig eine bestimmte Leistung erbringen können muss (z. B. 80 % SoH_{cap}). Die Lebensdauer wird durch die Lagerungstemperatur und den Ladungszustand (SoC) bei der Lagerung bestimmt. Der Einfluss des Ladungszustandes auf die Zellalterung hängt stark vom Zelltyp ab. (Beispiel: Daten aus Wikner2018)

PV-Batteriespeicher in Wohnhäusern dürften typischerweise bei Temperaturen um 20 °C betrieben werden, weshalb die kalendarische Alterung signifikanten Einfluss auf die Lebensdauer der Batterie haben dürfte. Die Garantieangaben der PV-Batteriespeicherhersteller lauten auf etwa 10 Jahre für die Batterie. Gemäß eines typischen Alterungsverhaltens gängiger LIB-Zellen für ESS-Anwendungen ist von einer Batterielebensdauer von mindestens 10 bis 15 Jahren auszugehen (bis 80 % SoH_{cap}). Auch unterhalb der in der Garantie ausgewiesenen Grenzwerte (z. B. 80 % SoH_{cap}) ist der Betrieb des PV-Batteriespeichers möglich, auch wenn Speichervermögen und -leistung dann ggf. nicht mehr zur Dimensionierung der PV-Anlage passen.

Im Vergleich zwischen kalendarischer und Zykluslebensdauer könnte die kalendarische Alterung im PV-Batteriespeicherbetrieb überwiegen. Unter Annahme einer Batterieauslastung von 300 Teilzyklen (60 % bis 80 % DoD) im Jahr wäre bis Erreichen der garantierten Zykluslebensdauer unter Vernachlässigung der kalendarischen Lebensdauer eine Nutzung von über 30 Jahren möglich, was die erfahrungsgemäße Lebensdauer von LIB deutlich übersteigt. Das Erreichen der garantierten Zyklen ist somit unwahrscheinlich.

Für die Abschätzung der ausgespeicherten Stromkosten kann eine mittlere Lebensdauer von 16 Jahren und eine Bandbreite von 12 Jahren bis 20 Jahren angenommen werden. Die Stromkosten

²⁰ L. Casals, B. Amante García, C. Canal, Second life batteries lifespan. Rest of useful life and environmental analysis, Journal of environmental management 2018, 232, 354–363;

M. Ecker, N. Nieto, S. Käbitz, J. Schmalstieg, H. Blanke, A. Warnecke, D. U. Sauer, Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries Journal of Power Sources 2014, 248, 839–851;

P. Keil, S. F. Schuster, C. von Lüders, H. Hesse, R. Arunachala, A. Jossen, Lifetime Analyses of Lithium-Ion EV Batteries 3rd Electromobility Challenging Issues conference (ECI), Singapore, December 2015;

T. Saxton, Plug In America's LEAF Battery Survey, 2012

²¹ P. Keil, S. F. Schuster, J. Wilhelm, J. Travi, A. Hauser, R. D. Karl, A. Jossen, Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries J. Electrochem. Soc. 2016, 163, A1872-A1880;

E. Wikner, T. Thiringer; Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC; Appl. Sci. 2018, 8, 1825; doi:10.3390/app8101825 ;

R. P. Ramasamy, R. E. White, B. N. Popov, Calendar life performance of pouch lithium-ion cells, Journal of Power Sources, 2005, 141, 298–306

liegen demnach bei heute angeschafften 8 kWh-Systemen bei 30 bis 50 ct/kWh. Perspektivisch ist gemäß den Ergebnissen der Top-down und Bottom-up-Untersuchungen eine Preisdegression auf 15 bis 25 ct/kWh für zwischen 2035 und 2040 angeschaffte Systeme möglich (siehe Bild 2.15).

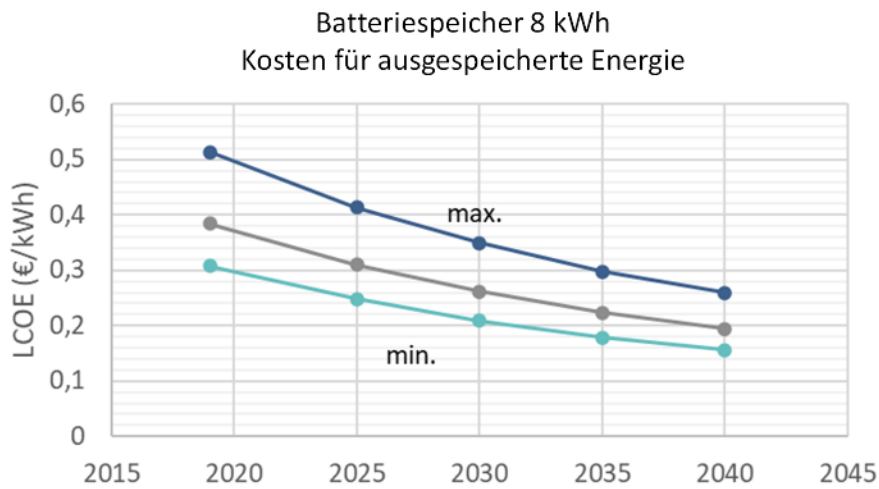


Bild 2.15: Prognose für die zeitliche Entwicklung der Stromkosten aus ausgespeicherter Energie für einen 8 kWh Batteriespeicher bei 16 Jahren Lebensdauer (min: 20 Jahre, max: 12 Jahre)

3 Anwendungsfelder und Rentabilität dezentraler Batteriespeicher

Die zunehmende Verbreitung dezentraler Batteriespeicher erfolgte in den letzten Jahren insbesondere motiviert durch Eigenverbrauchsoptimierung von selbsterzeugtem Strom aus PV-Anlagen (PV-Batteriespeichersysteme) und steigenden Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen. Über diese beiden Treiber hinaus kann es künftig potenziell weitere Anwendungszwecke geben, welche die Rentabilität dezentraler Batteriespeicher steigern können.

Auf der Grundlage von Literaturrecherchen²² und Diskussionen mit Betreibern und Anbietern von Batteriespeichersystemen werden deshalb im Folgenden neben den aktuellen Anwendungsfeldern auch weitere Anwendungsfelder untersucht.

Analysen und Untersuchungen zu den Erlösmöglichkeiten der hier identifizierten Anwendungsfelder sind nachfolgend dargestellt und weiterer Untersuchungsbedarf für die anschließend in Kapitel 4 durchgeführten Szenarioanalysen wird abgeleitet. Zusammenfassend sind dabei in Bezug auf dezentrale Batteriespeicher als grundsätzlich betrachtungsrelevante Anwendungsfelder zu nennen:

Aktuelle Anwendungsfelder (Abschnitt 3.1):

- Eigenverbrauchsoptimierung (Abschnitt 3.1.1)
- Mobilität (Abschnitt 3.1.2)

Weitere Anwendungsfelder (Abschnitt 3.2):

- Energiehandel am Strommarkt (Abschnitt 3.2.1)
- Regelenergiemarkt (Abschnitt 3.2.2)
- Redispatch (Abschnitt 3.2.3)

3.1 Aktuelle Anwendungsfelder

Aktuelle Anwendungsfelder können bereits unter den heutigen Rahmenbedingungen und derzeitigen Kosten von Batteriespeichern wirtschaftlich sein.

Die einzelnen Anwendungsfelder (Eigenverbrauchsoptimierung durch PV-Batteriespeichersysteme sowie Elektromobilität) werden im Weiteren erläutert und ihre potenzielle Rentabilität dargelegt.

3.1.1 Eigenverbrauchsoptimierung (PV-Batteriespeichersysteme)

Der selbsterzeugte Strom aus PV-Anlagen ist aufgrund der Eigenversorgungsprivilegien von den regulären Strompreisbestandteilen befreit und daher günstiger als der aus dem Netz bezogene Strom. Durch einen Batteriespeicher kann der Eigenverbrauch erhöht werden. Damit stellt die Eigenverbrauchsoptimierung durch PV-Batteriespeichersysteme eines der wichtigsten Anwendungsfelder für dezentrale Batteriespeicher dar. Die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher wird dabei zum einen von den Kosten des vermiedenen Strombezugs aus dem Netz bestimmt und zum anderen von der möglichen Ausweitung des Eigenverbrauchs und einer Steigerung der Eigenverbrauchsquote. Für Haushalte, die bereits einen Großteil des selbsterzeugten Stroms ohne einen Batteriespeicher nutzen können, ist die Attraktivität eines Batteriespeichers geringer als für Haushalte, die ihren Eigenverbrauch mit einem Speicher deutlich steigern können. Dies

²² u.a. Dena 2017: dena-NETZFLEXSTUDIE: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung, 03/2017 online unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf

hängt von der Größe des Haushaltes sowie dem zeitlichen Verlauf des Strombedarfs ab. Durch neue Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge steigt der Strombedarf von Haushalten, wobei dieser Strombedarf aber im zeitlichen Verlauf nicht immer mit der Einspeisung einer installierten PV-Anlage zusammenfällt. Beispielhafte Berechnungen für einen 4-Personen-Haushalt zeigen, dass durch neue Verbraucher die Eigenverbrauchsquoten bei der Installation einer 10 kWp-PV-Anlage von 8 % auf 22 % ansteigen (Tabelle 3.1). Durch die zusätzliche Nutzung eines 7,5 kWh Batteriespeichers können die Eigenverbrauchsquoten nochmals deutlich auf 23 % bis 39 % gesteigert werden. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Effekte von neuen Verbrauchern und einem Batteriespeicher auf die Eigenverbrauchsquote wurde an dieser Stelle für alle Kombinationen dieselbe installierte Leistung bei der PV-Anlage sowie dieselbe nutzbare Speicherkapazität beim Batteriespeicher angenommen.

Parameter	Netzbezug in kWh ohne Eigenverbrauch	Eigenverbrauchsquote mit 10 kWp-PV-Anlage	Eigenverbrauchsquote mit zusätzlich 7,5 kWh Batteriespeicher
4-Personen-Haushalt	3.910	8 %	23 %
mit Elektrofahrzeug	8.160	10 %	29 %
mit Wärmepumpe	8.420	20 %	34 %
mit Elektrofahrzeug und Wärmepumpe	12.670	22 %	39 %

Tabelle 3.1: Steigerung der Eigenverbrauchsquoten für einen 4-Personenhaushalt mit neuen Verbrauchern und Batteriespeicher

Bei der Betrachtung der Rentabilität eines PV-Batteriespeichersystems müssen dabei die (über die Lebensdauer des Batteriespeichers) eingesparten Stromkosten durch den geringeren Strombezug aus dem Netz sowie die Einspeisevergütung durch eingespeiste Strommengen aus der PV-Anlage den Investitionen für den Batteriespeicher gegenübergestellt werden. Bei heutigen Batteriespeicherkosten wäre die Installation eines Batteriespeichers nur für wenige Haushalte rentabel. Zum einen gibt es jedoch Förderprogramme für PV-Batteriespeichersysteme, die die Rentabilität positiv beeinflussen, zum anderen agieren Haushalte nicht ausschließlich aus ökonomischen Gesichtspunkten, wodurch PV-Batteriespeichersysteme in den letzten Jahren eine steigende Verbreitung aufweisen (Figgenger2018²³).

3.1.2 Mobilität (Elektrofahrzeuge)

Unter den Neuzulassungen der Fahrzeuge des Individualverkehrs finden sich in den vergangenen Jahren zunehmend viele Elektrofahrzeuge. Mit sinkenden Kosten der Batteriezellen und steigenden CO₂-Preisen auf fossile Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren zeichnet sich ab, dass dieser Trend in Zukunft zunehmen wird. Entsprechend ist der Markthochlauf der Batteriespeicher in Fahrzeugen für diese Studie wesentlich, da auch diese Batteriespeicher Auswirkungen auf das Verteilnetz haben. Die Rentabilität leitet sich in diesem Fall aus dem Vergleich mit einem konventionellen Fahrzeug mit Benzin oder Diesel als Treibstoff ab und erfolgt daher unabhängig von Vermarktungsmöglichkeiten innerhalb des Stromsystems.

Um die Reichweitenanforderungen im Alltag zu erfüllen, wird hierbei in der Regel nicht die volle Batteriekapazität des Fahrzeugs benötigt, sodass die Möglichkeit besteht, Teile der Fahrzeugbatterie zur Optimierung des Ladevorganges (sogenanntes gesteuertes Laden/ Smart Charging) und damit zur Reduzierung der Stromkosten einzusetzen. Hierbei wird unterschieden zwischen

²³ J. Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, and D. U. Sauer, "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018," Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, Aachen, 2018.

der Verlagerung des Ladevorgangs weg vom ursprünglichen Zeitpunkt (Lastmanagement) und dem bidirektionalen Laden (sogenanntes „Vehicle-to-Grid“ – V2G), bei dem Strom aus der Fahrzeugbatterie zurück ins Netz gespeist wird. Letzteres stellt einen entsprechend größeren Hebel dar, um Preisdifferenzen beim Ladestrom auszunutzen. Gleichzeitig wird dabei unterstellt, dass das Elektrofahrzeug beispielsweise in das Energiemanagementsystem eines Haushalts oder einer Liegenschaft eingebunden ist. Durch Rückspeisung kann somit die Stromnachfrage anderer Verbraucher innerhalb des Energiemanagementsystems gedeckt oder alternativ auf Preissignale aus dem Netz reagiert und Strom beispielsweise im Rahmen der bereits aufgezeigten Anwendungsfelder verkauft werden.

Innerhalb dieses Projekts wird der Anwendungsfall des bidirektionalen Ladens von Elektrofahrzeugen in Haushalten mit direktem Zugang zum Strommarkt modellbasiert (siehe auch Abschnitt 3.2.1) untersucht.

3.2 Weitere Anwendungsfelder

Neben den Anwendungsfeldern, die heute bereits wirtschaftlich sein können, bestehen weitere Anwendungsfelder, die zukünftig für dezentrale Batteriespeicher relevant sein können. Voraussetzung dafür ist in der Regel eine weitere Kostendegression sowohl von Batteriespeichern als auch der notwendigen Kommunikationstechnologie, um Batterien in einem niedrigen Leistungsbereich kostengünstig steuern zu können.

3.2.1 Energiehandel am Strommarkt

Unter der Voraussetzung, dass eine aktive Teilnahme am Stromhandel organisatorisch und technisch umgesetzt werden kann, besteht die Möglichkeit, die Flexibilität von Batteriespeichern nicht nur für das Energiemanagement des Haushalts, sondern auch zum Stromhandel einzusetzen. Dies bedeutet in der praktischen Umsetzung, dass der Haushalt bzw. der Batteriespeicher ein dynamisches Preissignal auf Basis des Strompreises erhält. Aus Sicht der Nutzer eröffnet sich dadurch die Möglichkeit, von Preisunterschieden am Strommarkt zu profitieren, indem einerseits die Kosten für die Beschaffung des benötigten Stromes reduziert werden und andererseits der Speicher in Zeiten, in denen die Stromnachfrage des Haushalts bereits gedeckt ist, zum Stromhandel genutzt wird.

Die Wirtschaftlichkeit eines solchen Geschäftsmodells ist nicht zuletzt daran geknüpft, wie groß die dynamische Komponente des Strompreises im Vergleich zu statischen Preisbestandteilen ist. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt machen statische Umlagen und Entgelte einen Großteil des Endkundenpreises aus, was deren Vermeidung (etwa durch eine eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise des Batteriespeichers) weiterhin attraktiver macht.

Aus Energiesystemsicht könnte jedoch eine Partizipation von Batteriespeichern am Strommarkt vorteilhaft sein, da dies zur Reduktion von Spitzen und zu einer verbesserten Marktintegration von erneuerbaren Energien führen könnte.

Im Rahmen dieses Projekts wird daher der Anwendungsfall des Energiehandels am Strommarkt modellbasiert untersucht. Dabei wird auf die Unterschiede zur Eigenverbrauchsoptimierung im Hinblick auf die sich ergebenden Eigenverbrauchsgrade und die Nutzung der Batterien über das Jahr eingegangen. Zusätzlich werden Implikationen einer strommarktorientierten Betriebsweise von Batteriespeichern für das Stromsystem untersucht und bewertet.

3.2.2 Regelenergiemarkt

Dezentrale PV-Batteriespeichersysteme, welche für die Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen dimensioniert sind, werden in den Wintermonaten nur in geringem Umfang beansprucht. In diesem Zeitraum könnte die frei verfügbare Kapazität theoretisch am Regelleistungsmarkt angeboten und eingesetzt werden. Aufgrund der schnellen Aktivierungszeit von Batteriespeichern bietet sich insbesondere die Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) für PV-Batteriespeichersysteme an, da die Anforderungen der vollständigen Leistungsaktivierung innerhalb von 30 Sekunden und des Bereitstellungszeitraums von 15 Minuten durch Batteriespeicher möglich sind.²⁴ Aus diesem Grund wird im Folgenden die Bereitstellung von PRL durch PV-Batteriespeichersysteme detaillierter betrachtet.

Grundsätzlich belastet jeder Be- bzw. Entladungsprozess einen Batteriespeicher, weshalb die Betriebsführung eines PV-Batteriespeichersystems für den Einsatz am Regelleistungsmarkt eine wichtige Rolle spielt. Da bei einem Einsatz im Markt für PRL positive und negative Leistung angeboten wird und die tatsächlich abgegebene und aufgenommene Energie relativ gering ist, ist es möglich, die Batteriespeicher in einem mittleren Ladestand (SoC – "state of charge") zu halten, und somit nur eine geringe Belastung für die Lebensdauer der Batteriespeicher herbeizuführen.

Um die erforderliche Leistungshöhe bzw. Speichergröße für die Teilnahme am PRL-Markt bereitzustellen, bedarf es der Aggregation von mehreren PV-Batteriespeichersystemen und der synchronen Aktivierungsmöglichkeit. Diese Dienstleistung können sogenannte „Aggregatoren“ übernehmen, deren Geschäftsmodell die Bündelung und Vermarktung vieler PV-Batteriespeichersysteme bspw. am Regelenergiemarkt umfasst.

Im Folgenden wird die Wirtschaftlichkeit des Anwendungsfeldes der Regelleistungsvermarktung von PV-Batteriespeichersystemen analysiert. Dafür werden zunächst die möglichen Einsatzstrategien der Batteriespeicher beschrieben. Im weiteren Schritt werden das Vorgehen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung sowie Annahmen und die verwendete Datenbasis vorgestellt. Abschließend werden die Ergebnisse zu den Einsatzstrategien aufgeführt.

Batteriespeichereinsatzstrategien

Die Investitionsentscheidung für einen Batteriespeicher erfolgt häufig zur Optimierung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom, bspw. aus einer PV-Aufdachanlage. Sofern ein Batteriespeicher verfügbar ist, bedingen die Grenzkosten der Ein- und Ausspeicherung bzw. Grenzvermeidungskosten einer aus dem Stromnetz der öffentlichen Versorgung bezogenen Strommenge sowie Grenzerlöse aus der Speichervermarktung den wirtschaftlich optimalen Betrieb. Unter Berücksichtigung dieser Grenzkosten und -erlöse ergeben sich unterschiedliche Betriebsoptionen, in denen die Speicherkapazität für verschiedene Handlungsalternativen priorisiert verwendet wird und die den Einsatz bedingen. Im Folgenden werden drei alternative Betriebsstrategien vorgestellt (Bild 3.1, Bild 3.2 und Bild 3.3):

²⁴ Über weiterführende, technische Aspekte der Regelleistungsarten informieren die ÜNBs unter folgender Internetadresse: <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>

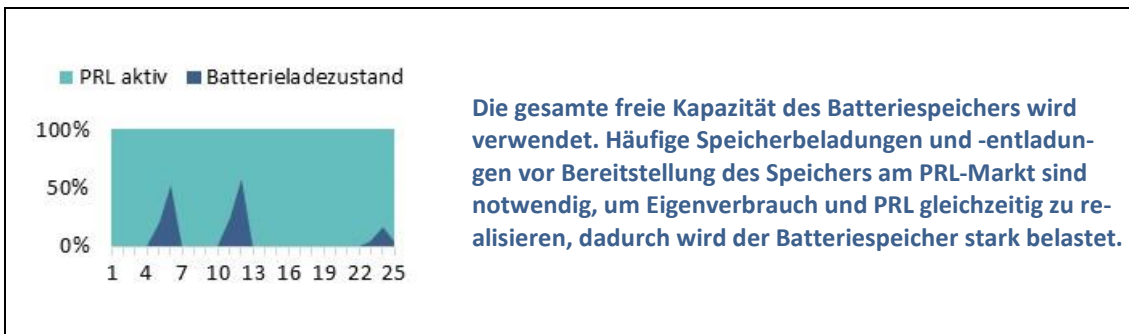


Bild 3.1 Strategie 1: Vollständige Nutzung der Speicherkapazität am PRL-Markt

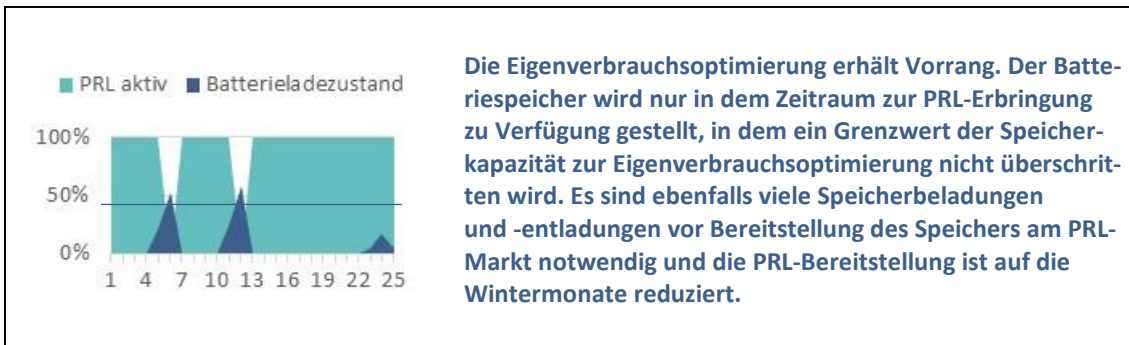


Bild 3.2 Strategie 2: Anteilige Nutzung der Speicherkapazität am PRL-Markt, sofern diese nicht zur Eigenversorgung benötigt wird



Bild 3.3 Strategie 3: Anteilige Nutzung der Speicherkapazität am PRL-Markt, sofern diese nicht zur Eigenversorgung benötigt wird und über einen Mindestzeitraum verfügbar ist

Aus Perspektive des eigenverbrauchsoptimierenden Eigentümers des PV-Batteriespeichersystems stellt die Strategie 3 die wirtschaftlichste Variante dar, weshalb dieses Einsatzmuster im Folgenden in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bevorzugt eingebunden wird.

Methodisches Vorgehen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Für eine Wirtschaftlichkeitsanalyse der Speichereinsatzstrategien am Regelenergiemarkt wurden neben Kostenparametern für Batteriespeicher und Photovoltaikanlagen öffentlich verfügbare Daten zum PRL-Markt herangezogen. Die Internetseite www.regelleistung.net stellt sowohl die sekundengenauen Netzfrequenzwerte für einen Beispielmonat als auch positive und negative Tagespreise (vom 1. Juli 2019 bis 1. Juni 2020) bereit.

Die Frequenzschwankungen wurden für die Analyse auf stündliche Werte saldiert. Diese Werte entsprechen dem stündlichen Durchschnitt der prozentual aktivierten und vorgehaltenen Leistung. Für die resultierenden positiven oder negativen Werte wurden für Frequenzabweichungen

bis 0,02 Hz keine Eingriffe (Werte innerhalb des Totbandes) vorgenommen. Bei Frequenzabweichungen von 0,02 Hz bis 0,2 Hz wird eine prozentual linear ansteigende Aktivierung der zur Verfügung stehenden Kapazität berücksichtigt. Im Falle von Frequenzschwankungen über 0,2 Hz wird die gesamte Kapazität des Batteriespeichers aktiviert.

In Abhängigkeit verschiedener Lastprofile und regionaler Einstrahlungsverhältnisse werden Speicherverfügbarkeiten für Zeitscheiben von vier Stunden bzw. die zu berücksichtigende Mindestdauer für PRL-Einsätze (vgl. Strategie 3, Bild 3.3) der Haushalte mit PV-Batteriespeichersystemen ermittelt.

Innerhalb der aufbereiteten Daten zur Frequenzschwankung und den sich ergebenden Zeitfenstern zur Bereitstellung von PRL wird angenommen, dass die resultierende PRL-Nachfrage und das Angebot der Batteriespeicher der Haushalte über einen fiktiven Aggregator vermarktet wird. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden Kapitalwert und Zinsfuß für das Geschäftsmodell eines Aggregators berechnet, welcher mehrere Batteriespeicher gebündelt am PRL vermarktet. Die Einnahmen werden vereinfacht mit durchschnittlichen Preisen für PRL realisiert. Auf der Ausgabenseite stehen die Vergütung der Haushalte, die Kosten für das Be- und Entladen der Batteriespeicher für die gewünschte Beladung vor Bereitstellung des Speichers am PRL-Markt (Großhandelspreise für Strom), die Kosten für die Präqualifikation der Batteriespeicher sowie die Investitionen und Betriebskosten in IKT. Mit den resultierenden Finanzströmen werden Kapitalwerte und interne Zinsfüße berechnet. Innerhalb der Freiheitsgrade der Parameter werden Sensitivitäten berechnet.

Szenariovariationen der Parameter

Die für den Eigenverbrauch von PV-Aufdachanlagen optimierten Batteriespeicher weisen unter Berücksichtigung stündlicher solarer Einstrahlungswerte und typischer Lastprofile der Haushalte nur geringe Zeiträume auf, in denen der Speicher für die Teilnahme am PRL-Markt zur Verfügung steht (vgl. Strategie 3, Bild 3.3). Grundsätzlich bietet sich der Einsatz von PRL an, wenn das Verhältnis der installierten Leistung der PV-Anlage im Verhältnis zur Kapazität des Batteriespeichers (kWp/kWh) zwischen 1,0 und 1,2 liegt. Die Marktdiffusion von PV-Batteriespeichersystemen ist entsprechend den aktuellen Anwendungsfeldern hauptsächlich durch die Optimierung des eigenerzeugten Letztverbrauchs in Kombination mit PV-Anlagen begründet. In der Wirtschaftlichkeitsanalyse für PRL sind entsprechende Leistungs- und Kapazitätsdimensionierungen der Batteriespeicher von 10 kW und 6 kWh (kleiner Batteriespeicher), 10 kW und 10 kWh (großer Batteriespeicher) sowie einer PV-Anlage mit 10 kW berücksichtigt. Ferner ist PRL für Batteriespeicher in weniger sonnenreichen Regionen geeignet. In Süddeutschland wird der Batteriespeicher vorzugsweise für die Eigenverbrauchsoptimierung verwendet und bietet wenige bis keine Zeiträume mit Freiheiten für die Bereitstellung der PRL. Entsprechend wird für die Wirtschaftlichkeitsberechnung das PV-Erzeugungsprofil einer norddeutschen Region berücksichtigt. Das Lastprofil wurde für einen Zwei-Personenhaushalt angenommen. Die Haushalte werden pauschal mit 0,1 €/kWh durch den Aggregator vergütet.

Die Kostenaspekte für den Aggregationsverbund (Präqualifikation, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)) wurden mit 200 Euro pro Haushalt geschätzt und jährlich 100 Euro pro Haushalt Betriebskosten angenommen. Darüber hinaus wurden für die Bereitstellung der Plattform seitens des Aggregators 10.000 Euro unterstellt. Weitere mögliche Szenariovariationen können die kumulierte Kapazität an Batteriespeichern des Aggregators darstellen. In diesen Rechnungen wurden 450 Batteriespeicher angenommen. Bei einer größeren Anzahl könnten die Fixkosten des Aggregators auf eine größere Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen verteilt werden. Der Abschreibungszeitraum beträgt 20 Jahre.

Die durchschnittliche PRL-Vergütung lag in dem Betrachtungszeitraum der herangezogenen Daten aus 2019/2020 bei 185 €/MW in Deutschland. Für die Sensitivitätsanalyse werden neben dem Mittelwert auch höhere Einnahmefälle berücksichtigt. Als Großhandelspreis für Strom wurde 0,08 €/kWh angenommen.

Szenariobasierte Ergebnisse der Vermarktung von Primärregelleistung mit Batteriespeichern

In Bild 3.4 sind unter Variation der PRL-Preise die Kapitalwerte und internen Zinsfüße jeweils für kleine PV-Batteriespeichersysteme (PV = 10 kWp, Batteriespeicher 10 kW/ 6 kWh) und große PV-Batteriespeichersysteme (PV = 10 kWp, Batteriespeicher 10 kW/ 10 kWh) aufgeführt.

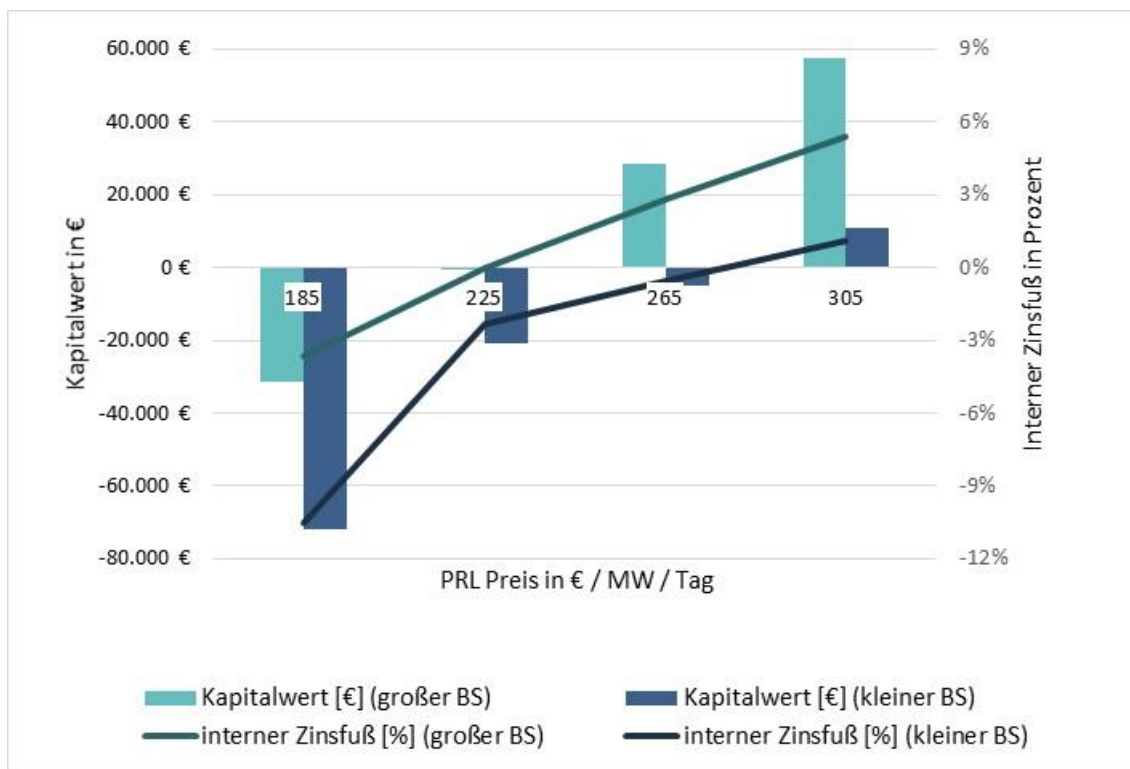


Bild 3.4 Wirtschaftlichkeit der PRL-Vermarktung von PV-Batteriespeichersystemen mit kleinen (10 kW / 6 kWh) und großen (10 kW / 10 kWh) Batteriespeichern (BS) durch einen Aggregator

Es ist zu erkennen, dass sowohl für den kleinen als auch den großen Batteriespeicher mit dem Mittelwert der PRL-Vergütung (185 €/MW) aus dem Jahr 2019/ 2020 kein positiver Kapitalwert bzw. interner Zinsfuß realisiert werden kann. Bei ca. 225 €/MW, also einer durchschnittlichen Mehrvergütung von 40 €/MW, erreicht das große PV-Batteriespeichersystem den Break-Even-Point. Das kleine PV-Batteriespeichersystem hätte im Falle einer Verdopplung der Mehrvergütung, entsprechend 265 €/MW (+80 €/MW) noch keinen wirtschaftlichen Anwendungsfall erreicht. Bei einer Vergütung von 305 €/MW erreicht der kleine Batteriespeicher einen wirtschaftlichen Einsatzfall, jedoch lediglich mit einem internen Zinsfuß von 1 %.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass für ein PV-Batteriespeichersystem, welches zur Optimierung des Eigenverbrauchs ausgelegt und betrieben wird, unter den getroffenen Annahmen und dem aktuellen Durchschnittspreis der PRL-Vergütung die Vermarktung am PRL-Markt ein eher unattraktives Geschäftsmodell darstellt.

3.2.3 Redispatch

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie in Norddeutschland, und einen verzögerten Netzausbau ist es in den letzten Jahren vermehrt zu Netzengpässen und daraus resultierendem Bedarf für Redispatch gekommen. Die damit verbundenen Kosten betragen in den letzten Jahren seit 2015 mehr als 1 Milliarde Euro pro Jahr. Vor diesem Hintergrund wird der Einsatz von Batteriespeichern im Redispatch (u. a. PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge) als Anwendungsfeld diskutiert. Insbesondere die Kostenwirkungen durch zusätzliche Batteriezyklen spielen eine wichtige Rolle und haben zu Konzepten geführt, die eine Nutzung von Batterien in einem begrenzten Bereich erlauben. Dadurch können sich zusätzliche Erlösmöglichkeiten bieten, wenn die Nutzung des Batteriespeichers keine Auswirkungen auf die Lebensdauer und die Zyklenhäufigkeit des Batteriespeichers hat. Einige Batteriespeicherhersteller erlauben z. B. die Nutzung von 10 % der Speicherkapazität für eine zusätzliche Nutzung, ohne dass dies die Gewährleistungen und Garantien der Batteriespeicherhersteller negativ beeinflusst. Die Ertragsmöglichkeiten sind im derzeitigen Redispatch-Regime jedoch nicht gegeben, da der regulatorische Rahmen nur eine Kostenerstattung vorsieht. Die Kosten von dezentralen PV-Batteriespeichersystemen, welche für Redispatch eingesetzt werden könnten, werden voraussichtlich kurz- und mittelfristig insbesondere auf Grund der kommunikationstechnischen Anbindung über den Kosten alternativer bzw. zentraler Flexibilitäten im Redispatch liegen, so dass ein Einsatz hier kurzfristig nicht erwartet wird. Sollte der regulatorische Rahmen zukünftig für dezentrale PV-Batteriespeichersysteme Potenziale zur Erwirtschaftung von Margen im Redispatch bieten, ist ein Einsatz zu diesem Zweck in diesem Fall mittel- bis langfristig denkbar.

3.3 Fazit

Die wesentlichen Treiber der zukünftigen Verbreitung von dezentralen Batteriespeichern in Deutschland sind insbesondere die aktuellen Anwendungsfelder der Eigenverbrauchsoptimierung in PV-Batteriespeichersystemen und die Elektromobilität. Weitere Anwendungsfelder für Batteriespeicher wie der Energiehandel am Strommarkt, Vermarktung von Regelenergie oder eine Beteiligung am Redispatch bieten aus aktueller Sicht deutlich geringere Erlösmöglichkeiten als die Eigenverbrauchsoptimierung. Am vielversprechendsten wird die Beteiligung am Stromhandel eingeschätzt, die im Rahmen der Szenario-Analyse für diese Studie daher auch detaillierter betrachtet wird. Die aktive Einbindung von privaten und kleineren Akteuren bzw. Speichern ist darüber hinaus auch in der Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt der EU zur Weiterentwicklung des Strommarktes vorgesehen.

4 Zubautrends und Ausbaupotenzial dezentraler Batteriespeicher

Szenarien für die zukünftige Marktdurchdringung von dezentralen Batteriespeichern dienen als Basis für die Analyse von Effekten auf das deutsche Stromsystem in Kapitel 5, welche durch Batteriespeicher entstehen. Im Fokus stehen dabei Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen des Individualverkehrs sowie stationäre PV-Batteriespeichersysteme. Die Szenarien für diese dezentralen Batteriespeichertypen werden im Weiteren beschrieben.

4.1 Elektromobilität

Der Individualverkehr steht aktuell vor einem weitreichenden Wandel. Insbesondere die zu erwartenden wachsenden Marktanteile an Elektrofahrzeugen werden sich durch die Ladevorgänge der Fahrzeugbatterien oder zukünftig bidirektionales Laden durch die V2G-Funktionen ("Vehicle-to-Grid") zunehmend auf die Stromnetze auswirken. Um diesen Effekt im Rahmen dieser Studie zu untersuchen, werden zwei Szenarien entwickelt, welche den Markthochlauf alternativer Antriebe in Pkws quantifizieren. Basierend auf den berechneten Fahrzeugbeständen werden die ans Netz angeschlossene kumulierte Batteriespeicherkapazität (Summe der Fahrzeugbatterien) abgeleitet und die Verteilungen auf Landkreise in Deutschland vorgenommen.

Dafür wird zunächst die aktuelle Entwicklung der Neuzulassungszahlen auf Grundlage von bekannten Daten in Abschnitt 4.1.1 beschrieben. Im nächsten Schritt, in Abschnitt 4.1.2, wird die Methodik vorgestellt, welche im Rahmen dieser Studie für den Markthochlauf der Elektrofahrzeuge im Individualverkehr und deren regionale Verteilung auf Landkreisebene verwendet wird. Anschließend werden die beiden Szenarien, welche für die weitere Analyse der Netzwirkung von Elektrofahrzeugen in dieser Studie untersucht werden, beschrieben und die zugehörigen Ergebnisse dargestellt. Die beiden Szenarien unterteilen sich in einen moderaten sowie einen progressiven Markthochlauf von Elektrofahrzeugen, welche in einem Basis- und einem Maximal-Szenario (vgl. Abschnitt 4.1.3 und Abschnitt 4.1.4) dargestellt werden.

4.1.1 Gegenwärtige Entwicklung der Elektromobilität

Als Ausgangsbasis für den szenariobasierten Markthochlauf der Elektrofahrzeuge in Deutschland wird zunächst die historische Entwicklung der Neuzulassungen aus den vergangenen Jahren betrachtet. Als offizielle Datenbank für Neuzulassungen von Fahrzeugen im Individualverkehr in Deutschland veröffentlicht das Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) diese Informationen in den "Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen"²⁵. Die Neuzulassungen werden zusätzlich nach Größe und Modellvariante unterschieden und in drei Segmente bzw. Teilmärkte nach den jeweiligen Fahrzeugkategorien aufgeteilt²⁶. Die Segmente unterteilen sich in kleine Fahrzeuge (Segmente A, B), Kompaktklasse (Segmente C, M) und Oberklasse (Segmente D, E, F, SUV). Die Neuzulassungen der Pkw aller Antriebstechnologien aus den Jahren 2010 bis 2020, unterteilt in diese drei Segmente, finden sich in Bild 4.1.

Aus der historischen Entwicklung ist ein steigender Trend für Neuzulassungen von Fahrzeugen des Individualverkehrs zwischen den Jahren 2013 mit 2,9 Millionen Fahrzeugen und 2019 mit 3,6 Millionen Fahrzeugen zu erkennen. Den höchsten Anstieg in diesem Zeitraum verzeichnet das Segment der Oberklasse von 1,0 Millionen auf 1,7 Millionen Fahrzeuge. Parallel entwickelten sich die Neuzulassungen der Kompaktklasse leicht rückläufig und die Neuzulassungen kleiner

²⁵ Kraftfahrt-Bundesamt, "Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen" (FZ 14, 2020), https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.html

²⁶ Die Methodik basiert dabei auf der von Marklines Co, Ltd (<http://www.marklines.com>) verwendeten.

Fahrzeuge leicht zunehmend. Die großen Unterschiede der Neuzulassungen in allen Fahrzeug-Segmenten im Jahr 2020 werden als Sondereffekt bedingt durch die Covid-19 Pandemie angesehen.

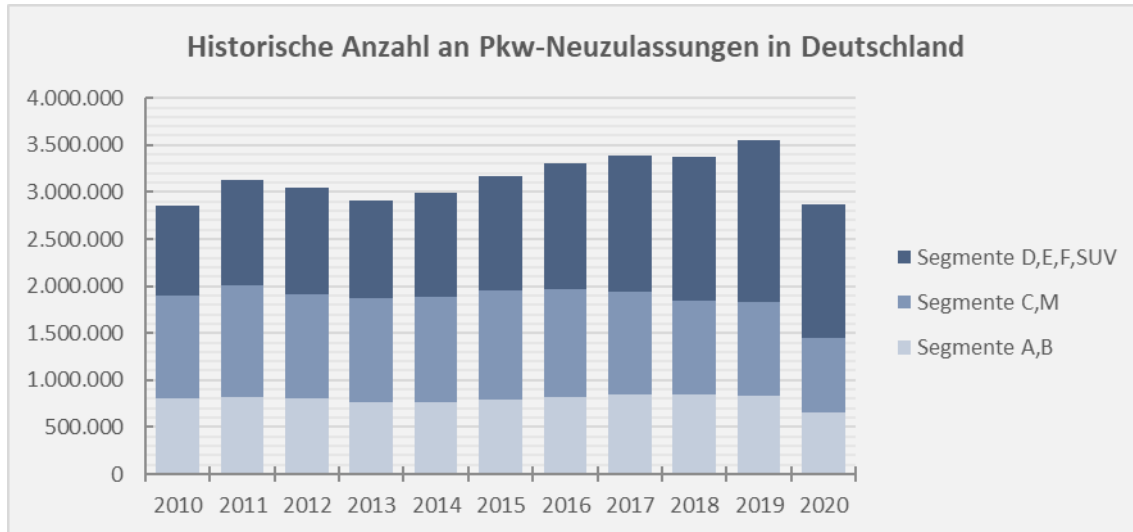


Bild 4.1: Historische Entwicklung der Pkw-Neuzulassungen aller Antriebstechnologien nach Fahrzeug-Segmenten in Deutschland für 2010 bis 2020 (Quelle: Kraftfahrtbundesamt und Marklines Co, Ltd.)

Eine differenzierte Betrachtung der Fahrzeug-Segmente ist wesentlich für die anzunehmende durchschnittliche Batteriegröße. Zusätzlich muss zwischen Plug-In Hybrid (PHEV) und batterieelektrischem Fahrzeug (BEV) unterschieden werden. Ein PHEV als Hybrid-Fahrzeug beinhaltet sowohl eine Batterie mit externem Ladeanschluss als auch einen Verbrennungsmotor. Entsprechend weisen PHEV geringere Speichergrößen bei den verbauten Batterien auf. Ein BEV hat ausschließlich einen batterieelektrischen Antrieb, weswegen im Vergleich zu PHEV größere Batterien eingebaut werden. Die historischen Neuzulassungen der PHEV und BEV in Deutschland nach Fahrzeugsegmenten sind ebenfalls für die Jahre 2010 bis 2020 in Bild 4.2 dargestellt.

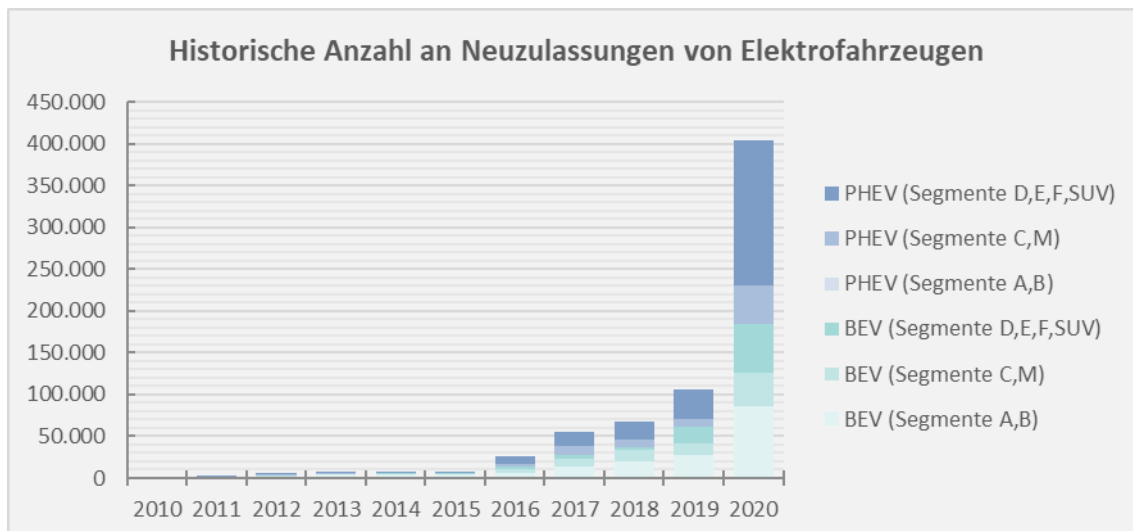


Bild 4.2: Historische Neuzulassungen der Elektrofahrzeuge in Deutschland unterteilt in drei Fahrzeug-Segmente (Quelle: Kraftfahrtbundesamt und Marklines Co, Ltd.)

Aus den historischen Zulassungsdaten von PHEV und BEV ist ein Anstieg in allen Fahrzeug-Segmenten zu beobachten. Die deutlich höheren Neuzulassungen im Jahr 2020 werden als Auswirkung der mit den im Konjunktur- und Krisenbewältigungspaket der Bundesregierung beschlossenen Förderungen für Elektrofahrzeuge als Reaktion auf die Covid-19 Pandemie interpretiert. Des Weiteren ist zu erkennen, dass insbesondere das Segment der kleinen Fahrzeuge bei BEV (A, B) und das Segment der Oberklasse bei PHEV (D, E, F, SUV) die höchste Anzahl an Neuzulassungen verzeichneten.

Für die Wirkungen von Elektrofahrzeugen im Stromsystem und insbesondere im Stromnetz ist neben der Ladeleistung auch die Speichergröße der verbauten Batterien ausschlaggebend. Zur Bestimmung der durchschnittlichen Speichergröße innerhalb der Fahrzeugsegmente, insbesondere für BEV, wurde auf die interne LIB-Datenbank des Fraunhofer ISI zurückgegriffen, welche Informationen aus einer Vielzahl von Markt- und Technologiestudien sowie Fachartikeln zusammenführt. Eine Kurzbeschreibung zu dieser Datenbank findet sich im Anhang A dieses Dokumentes. Die aus der LIB-Datenbank abgeleitete Entwicklung der historischen Speichergrößen (globale Entwicklung, nicht beschränkt auf in Deutschland zugelassene Fahrzeuge) von batterieelektrischen Fahrzeugen innerhalb der Segmente ist in Bild 4.3 dargestellt.

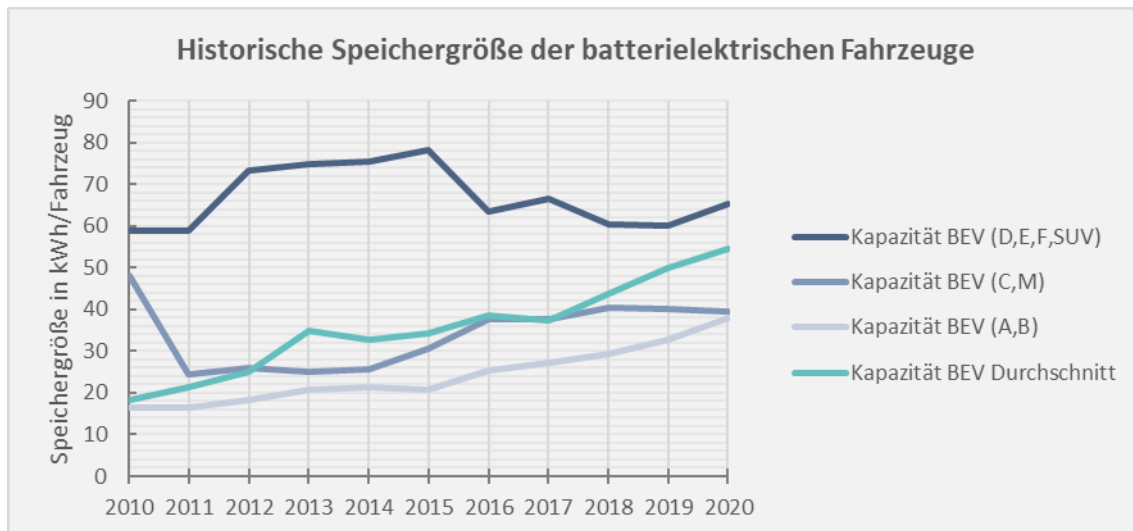


Bild 4.3: Historische Entwicklung der Speichergröße der batterieelektrischen Fahrzeuge (Eigene Berechnungen aus LIB-Datenbank des Fraunhofer ISI (siehe Anhang A))

Es ist zu erkennen, dass die durchschnittliche Speichergröße der Fahrzeuge seit 2010 bis zum Jahr 2020 angestiegen ist. Dieser Trend ist insbesondere in den Segmenten der kleinen Fahrzeuge (A, B) und der Kompaktklasse (C, M) zu erkennen. Entsprechend ist auf Basis der historischen Entwicklung ein weiterer Anstieg der durchschnittlichen Speichergröße in diesen Segmenten für die kommenden Jahre zu erwarten.

Aufbauend auf der historischen Entwicklung der Neuzulassungen von PHEV und BEV sowie der Entwicklung der verbauten Speichergrößen in Elektrofahrzeugen, wird im folgenden Abschnitt 4.1.2 das Vorgehen für die anzunehmende Marktdiffusion der Elektrofahrzeuge einschließlich anzunehmender Speichergrößen vorgestellt.

4.1.2 Methodik zur Prognose des Markthochlaufs der Elektrofahrzeuge und deren regionale Verteilung

Markthochlauf

Der beobachtete Markthochlauf der Elektrofahrzeuge aus den vergangenen Jahren wird in dieser Studie genutzt, um die Parameter eines Bass-Diffusions-Modells zu bestimmen (vgl. Bass 1969)²⁷, welches eine Prognose für den zukünftigen Markthochlauf darstellen kann. Mit diesem Vorgehen wird über einen bestimmten zeitlichen Verlauf eine S-Kurve (logistische Verteilung, vgl. Bild 4.4) berechnet, mit welcher die Diffusion neuer Technologien in existierende Märkte beschrieben wird.

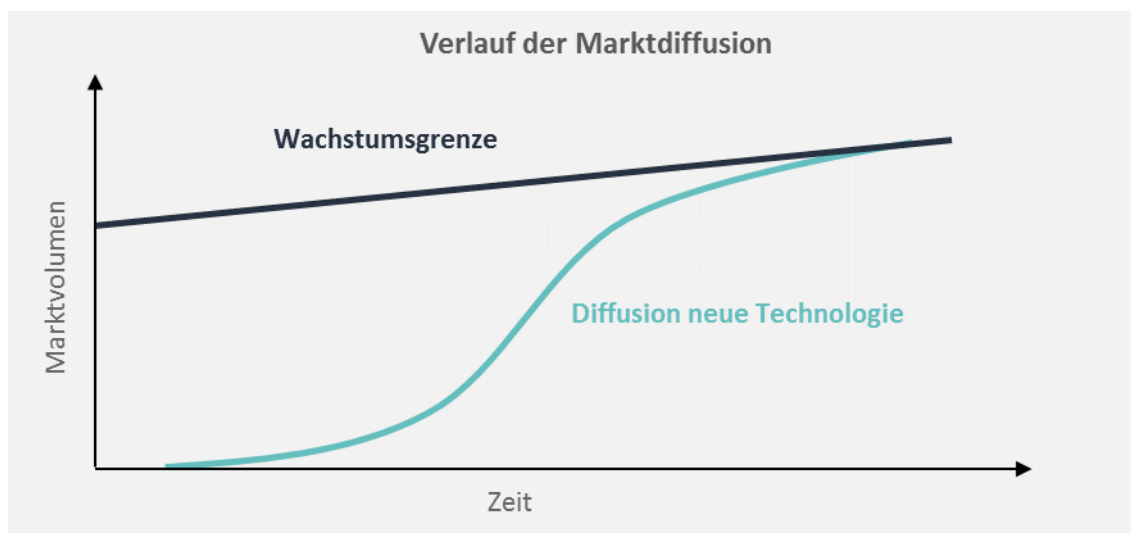


Bild 4.4: Schematische Darstellung des Bass-Diffusionsmodells für neue Technologien in Anlehnung an (Bass 1969)

Der Adoptions- und Diffusionsprozess einer neuen Technologie wie bspw. der batterieelektrischen Fahrzeuge wird in diesem Ansatz basierend auf dem Verhalten bestimmter Käufertypen bestimmt. Entscheidend ist hier das Zusammenspiel zwischen Erstkäufen der Kundengruppe „Innovatoren“ und dem Verhalten der Kundengruppe „Imitatoren“, welche auf die Verbreitung dieser Innovationen als wesentliche Einflussgrößen reagieren. Die basierend auf diesem Ansatz modellierte Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen reproduziert insbesondere den internationalen Markthochlauf von Elektrofahrzeugen zwischen 2010 und 2019 sehr gut (vgl. Thielmann et. al 2018)²⁸ und eignet sich somit auch für die Prognose im Rahmen dieser Studie.

In der Marktabbildung im Bass-Diffusionsmodell teilen sich alle Antriebstechnologien, entsprechend neben BEV und PHEV noch Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (ICE), batteriehybride Fahrzeuge ohne externen Ladeanschluss (HEV) und Fahrzeuge mit Brennstoffzelle (FCEV), einen Markt. Für die Auswahl der Antriebstechnologie der Neuzulassungen innerhalb der Modellberechnung bedarf es daher einer vorgegebenen Reihenfolge. Im Rahmen dieser Studie wird die Priorisierung der Antriebstechnologien wie folgt vorgenommen: Verkäufe von BEV werden vor PHEV bevorzugt, gefolgt von HEV und ICE (BEV > PHEV > HEV > ICE). Dadurch kommt es bei der

²⁷ Bass, Frank, M. (1969) A new product growth model for consumer durables. Management Science, 15 (1), 215–227.

²⁸ Thielmann, Axel; Neef, Christoph; Fenske, Chiara; Wietschel, Martin (2018): Energiespeicher-Monitoring 2018. Leitmarkt- und Leitanbieterstudie: Lithium-Ionen-Batterien für die Elektromobilität. Karlsruhe: Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/Energiespeicher-Monitoring_2018.pdf

Marktdiffusion der Elektrofahrzeuge insbesondere in den Jahren nach 2035 zu Verdrängungseffekten zwischen den Antriebstechnologien.

Innerhalb dieser Studie wird angestrebt, neben einem gemäßigten Markthochlauf der Elektrofahrzeuge (Basis-Szenario) ein Szenario zu entwickeln, welches einen starken Anstieg der Neuzulassungen der Elektrofahrzeuge abbildet (Maximal-Szenario). Für diese beiden Szenarien wird aufbauend auf den historischen Neuzulassungen der Elektrofahrzeuge eine Variation der Diffusionsgeschwindigkeit gewählt. Ferner wird der Anteil des adressierbaren Gesamtmarktes und die Lebensdauer der Fahrzeuge in den beiden Szenarien angepasst, um unterschiedlich starke Markthochläufe zu berechnen.

Die vielfältige Landschaft an Fahrzeugmodellen, sowohl für PHEV als auch für BEV, spiegelt ein großes Spektrum an Speicherkapazität der verbauten Batterien wider. Insbesondere die zukünftig verbauten Speichergrößen in diesen Fahrzeugen sind nur bedingt abschätzbar. Vereinfachend werden im Rahmen dieser Studie für den Markthochlauf von batterieelektrischen Fahrzeugen jeweils eine durchschnittliche Batteriekapazität in den Fahrzeugen BEV und PHEV angenommen. Die Speichergröße ergibt sich aus der historischen Entwicklung, der durchschnittlichen Speichergröße nach Segmenten und den Anteilen zwischen den Segmenten des Fuhrparks. Es ist davon auszugehen, dass der historische näherungsweise lineare Anstieg der Speichergröße der BEV in Zukunft abflacht und die Speichergrößen gegen einen kosten- und reichweitenoptimierten Wert konvergieren. Um den empirischen Verlauf der Entwicklung der Speicherkapazität und einen zukünftig abflachenden Anstieg der Speichergröße zu berücksichtigen, wird die Entwicklung der Speichergröße in Elektrofahrzeugen mit einer Wurzelfunktion angenähert. Die für beide Szenarien unterstellte Entwicklung der durchschnittlichen Speichergröße der Fahrzeugtypen PHEV und BEV von 2020 bis 2035 ist in Bild 4.5 abgebildet.

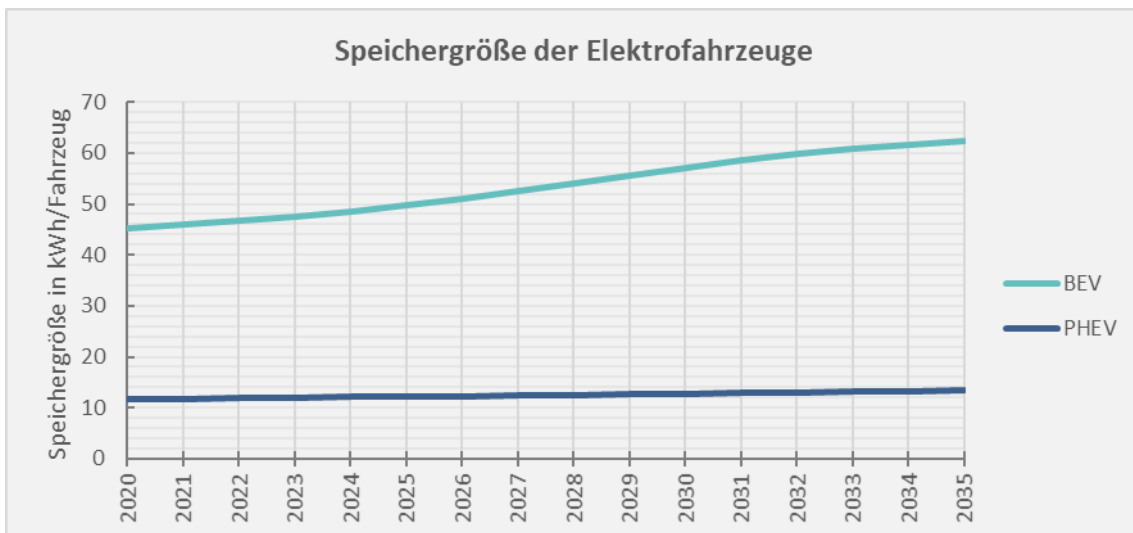


Bild 4.5: Entwicklung der durchschnittlichen Speichergröße der Elektrofahrzeuge in Deutschland bis zum Jahr 2035 (Marklines Co, Ltd. und LIB-Datenbank des Fraunhofer ISI)

Die gezeigte Prognose ist Ergebnis der Näherungsfunktion für die durchschnittliche Speichergröße der Fahrzeugsegmente und der relativen Anteile der Fahrzeugsegmente. Entsprechend dem aktuellen Zulassungstrend wird von wachsenden Anteilen der Segmente großer Fahrzeuge mit großer Batteriekapazität ausgegangen (Anstieg der Durchschnittskurve zwischen 2025 und 2030). Die durchschnittliche Speicherkapazität entwickelt sich in beiden Szenarien bei BEV von

45,3 kWh im Jahr 2020 bis 62,4 kWh im Jahr 2035 und bei PHEV von 11,6 kWh im Jahr 2020 bis 13,4 kWh im Jahr 2035.

Regionale Verteilung

Die netzseitigen Effekte, die durch Elektrofahrzeuge entstehen, hängen insbesondere auch von der lokalen Verteilung auf die Netze ab, in denen die Fahrzeuge für die Ladevorgänge angeschlossen werden. Entsprechend bedarf es für die Abschätzung der Wirkung von Elektrofahrzeugen auf Stromnetze neben der nationalen Marktentwicklung auch einer regionalen Verteilung der Elektrofahrzeuge. Für diese Studie werden die prognostizierten Neuzulassungen aller Pkw im Basis- und im Maximal-Szenario auf die NUTS-3-Regionen²⁹ in Deutschland (Landkreise und Städte) aufgeteilt. Die regionale Verteilung erfolgte nach der in (Speth et al. 2020)³⁰ entwickelten Methodik und berücksichtigt je Region die Bevölkerungszahl, die Größe der Fläche, die regionale Bruttowertschöpfung und die Beschäftigungsquote. Zudem wird berücksichtigt, dass Automobilhersteller in der Region ihres Hauptsitzes eine hohe Anzahl an Fahrzeugen registrieren, welche bspw. als Leasingfahrzeuge oder als Firmenfahrzeuge nicht zwangsläufig in der Region des Hauptsitzes eingesetzt werden.

4.1.3 Basis-Szenario

Für das Basis-Szenario wurden die historischen Neuzulassungen für Elektrofahrzeuge mit einer moderaten Diffusionsgeschwindigkeit bis zum Jahr 2035 weitergeschrieben. In diesem Szenario wurde angenommen, dass 60 % des Gesamtmarktes durch batterieelektrische Fahrzeuge adressierbar ist und die durchschnittliche Lebensdauer eines Fahrzeugs 14,8 Jahre³¹ beträgt. Die resultierenden Ergebnisse sind in Bild 4.6 dargestellt.

Der moderate Anstieg zeigt sich insbesondere durch ein mäßiges Wachstum in den 20er-Jahren. Im Jahre 2025 wird in diesem Szenario ein Bestand an 2,7 Millionen elektrifizierter Fahrzeuge im Individualverkehr erwartet. Die Zahl steigt bis zum Jahr 2030 auf 9,2 Millionen BEV an. Bis zum Jahr 2035 ergibt sich ein Bestand an batterieelektrischen Fahrzeugen von insgesamt 19,2 Millionen Automobilen. Dabei ist die prognostizierte Zusammensetzung zu diesem Zeitpunkt mit 46,3 % an PHEV und 53,7 % an BEV relativ ausgeglichen.

²⁹ NUTS beschreibt die regionale Aufteilung in räumliche Bezugseinheiten nach amtlicher Statistik der Mitgliedsstaaten der Europäischen Union.

³⁰ Speth, D.; Gnann, T.; Plötz, P.; Wietschel, M.; George, J. (2020): https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2020/Future_regional_distribution_of_electric_vehicles_in_Germany.pdf. In: 33rd Electric Vehicle Symposium (EVS33), Portland, Oregon, June 14 - 17, 2020.

³¹ Mit dieser Lebensdauerannahme werden typische Herstellergarantien für die Batterielebensdauer abgebildet. Die Lebensdauer unterschreitet damit durchschnittliche Werte für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor.

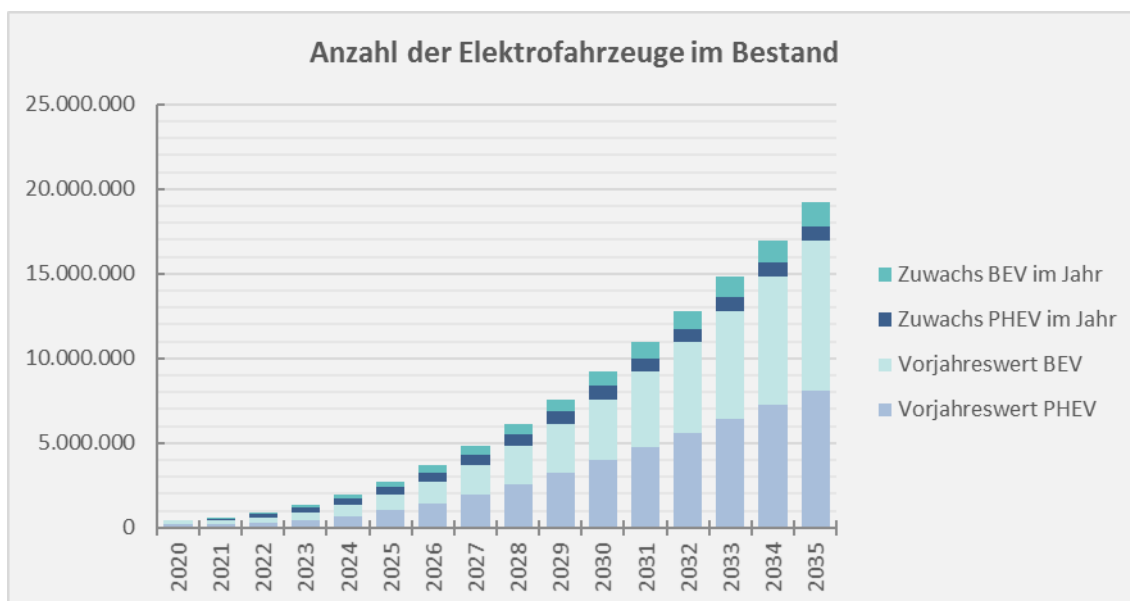


Bild 4.6: Entwicklung der Diffusion von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 (eigene Berechnungen)

Aus dem Markthochlauf von PHEV und BEV ergibt sich unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Speicherkapazitäten der Fahrzeuge aus Abschnitt 4.1.2 entsprechend die kumulierte Speicherkapazität des batterieelektrischen Fuhrparks. Die Ergebnisse der Speicherkapazität des Mobilitätsindividualverkehrs für das Basis-Szenario sind in Bild 4.7 dargestellt.

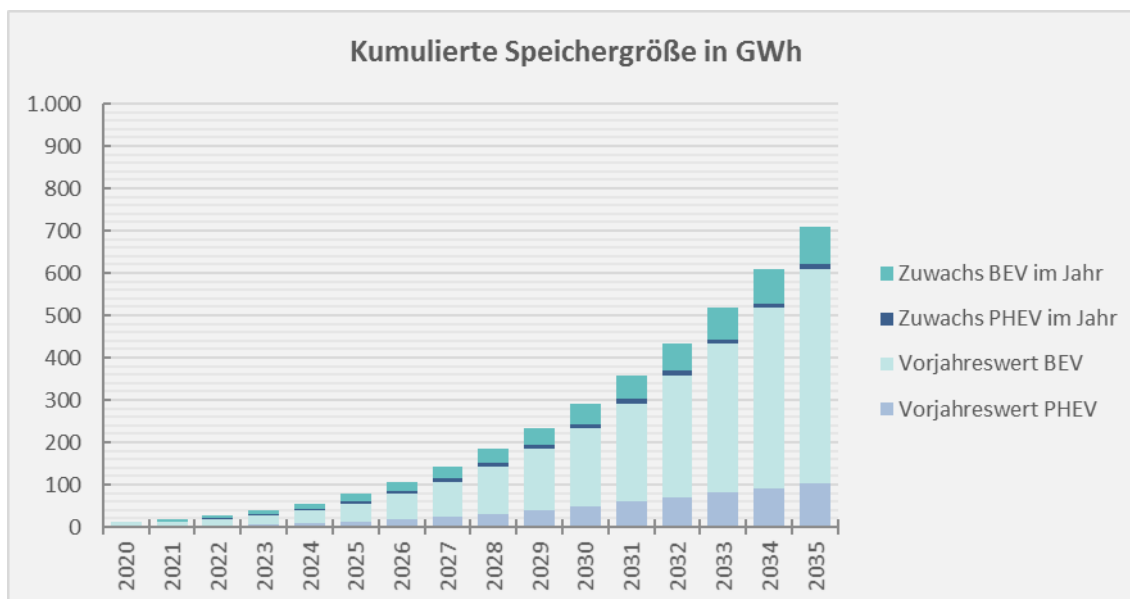


Bild 4.7: Entwicklung der kumulierten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 (eigene Berechnungen)

Mit der durchschnittlich angenommenen Speicherkapazität von 12,2 kWh für PHEV und 49,6 kWh für BEV im Jahr 2025 ergibt sich eine kumulierte Speicherkapazität der gesamten Flotte an Elektrofahrzeugen von 78,1 GWh. Für das Jahr 2030 beläuft sich die kumulierte Speicherkapazität des Individualverkehrs im Basis-Szenario auf 291,3 GWh, welche sich aus den durchschnittlichen Speichergrößen in BEV von 57,2 kWh und PHEV von 12,8 kWh berechnet. Bis zum Jahr 2035 steigt im Basis-Szenario die kumulierte Speicherkapazität auf ungefähr 710 GWh mit ca. 8,2 Millionen PHEV (114 GWh) und 8,9 Millionen BEV (596 GWh) in Deutschland an.

Die regionale Verteilung der resultierenden Bestände der Elektrofahrzeuge auf Landkreise und kreisfreien Städte nach NUTS-3-Regionen in Deutschland ist für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 in Bild 4.8 visualisiert.

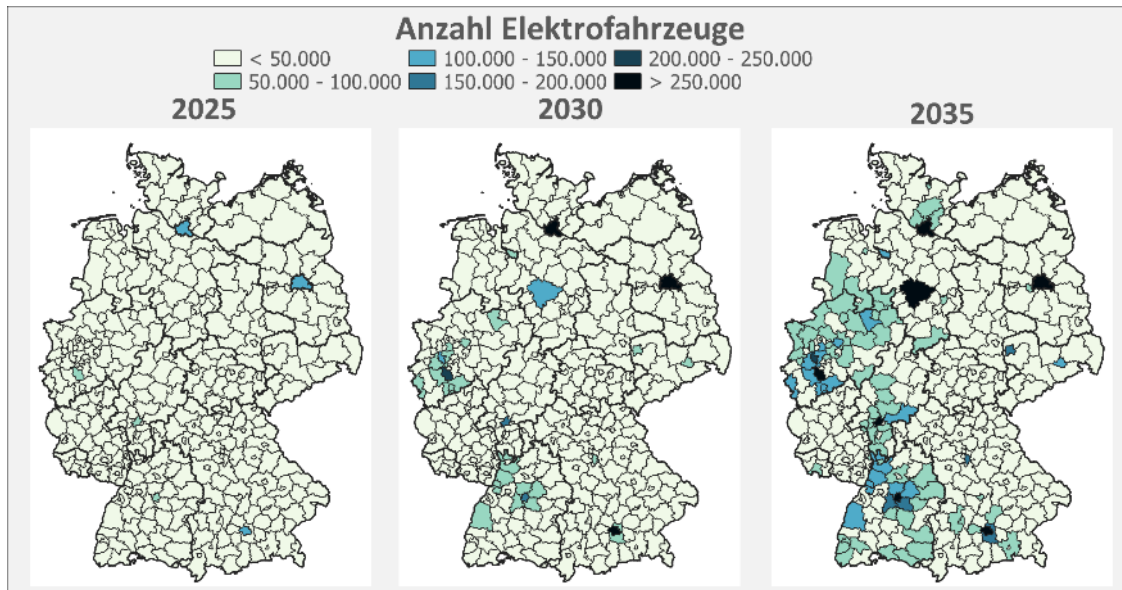


Bild 4.8: Regional differenzierte Entwicklung des Bestandes an Elektrofahrzeugen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario (eigene Berechnungen)

Die korrespondierende kumulierte Speicherkapazität des Fahrzeugbestandes in den NUTS-3-Regionen in Deutschland für die Jahre 2025, 2030 und 2035 ist in Bild 4.9 für das Basis-Szenario dargestellt.

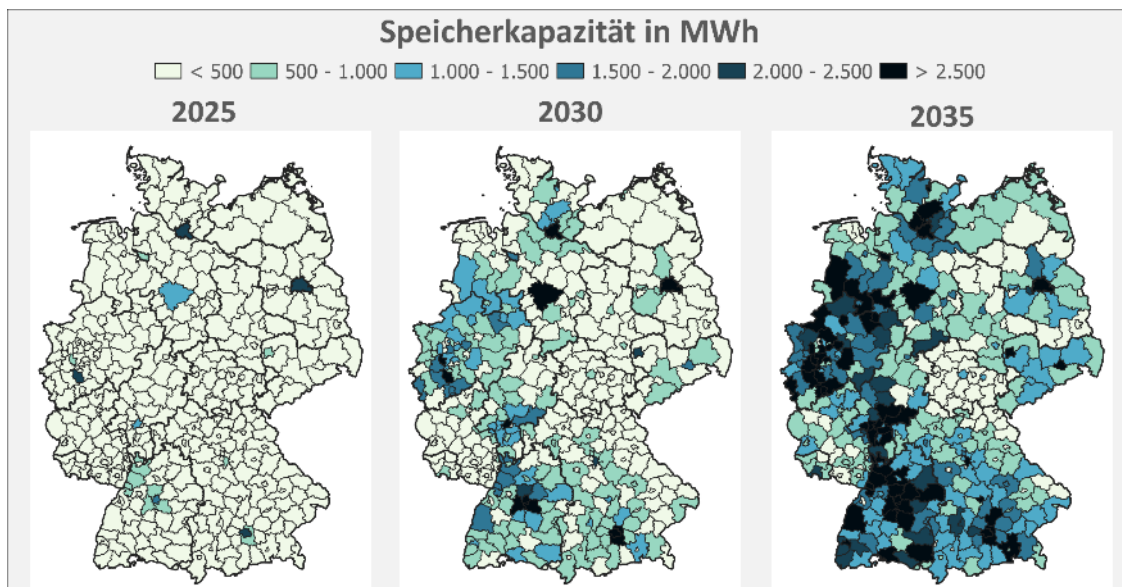


Bild 4.9: Regional differenzierte Entwicklung der aggregierten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario (eigene Berechnungen)

Aus der regionalen Verteilung lässt sich erkennen, dass insbesondere in den Großstädten sowie im Süden und in Nordwesten Deutschlands eine höhere Konzentration an Elektrofahrzeugen erwartet wird.

4.1.4 Maximal-Szenario

Im Maximal-Szenario wurde aufbauend auf den historischen Neuzulassungen eine progressive Marktdiffusion der Elektro-Pkw bis zum Jahr 2035 berechnet. Bei diesem Szenario wurde angenommen, dass 66 % des Gesamtmarktes durch Elektrofahrzeuge adressierbar ist und ein Fahrzeug mit einer durchschnittlichen Lebensdauer von 15,3 Jahren länger im Fahrzeugbestand erhalten bleibt. Die jährliche Anzahl der Elektrofahrzeuge untergliedert in PHEV und BEV sowie der erwarteten Neuzulassungen im Maximal-Szenario ist in Bild 4.10 dargestellt.

Der Bestand an Elektrofahrzeugen steigt im Maximal-Szenario schneller an als im Basis-Szenario. Im Jahr 2025 wird im Maximal-Szenario bereits von 3,9 Millionen Elektrofahrzeugen ausgegangen, womit die Anzahl an Elektro-Pkw ungefähr 44 % über dem Basis-Szenario liegt. Im Jahr 2030 sind bereits 6,2 Millionen BEV und 6,8 Millionen PHEV in Deutschland zugelassen. Bis zum Jahr 2035 wird in diesem Szenario mit einem Gesamtbestand von fast 25 Millionen Elektrofahrzeugen gerechnet, welche sich zu 57 % aus BEV und 43 % aus PHEV zusammensetzen. Damit liegt die Zahl an Elektro-Pkw im Maximal-Szenario ungefähr 30 % über dem Bestand im Basis-Szenario, während die Aufteilung auf BEV und PHEV nur geringfügig vom Basis-Szenario abweicht.

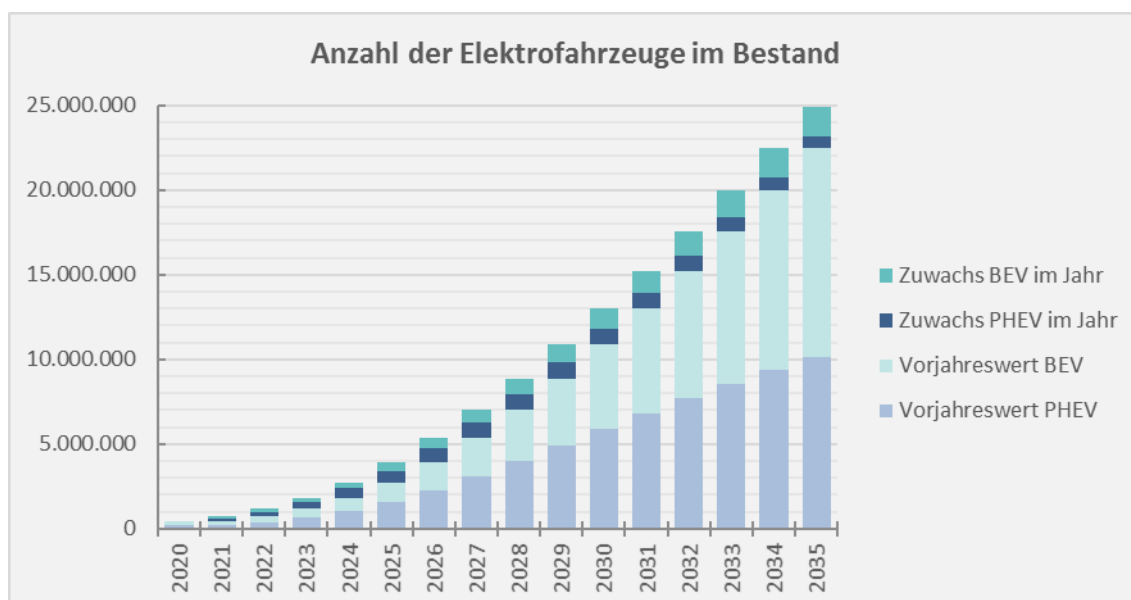


Bild 4.10: Entwicklung der Diffusion von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 (eigene Berechnungen)

Die kumulierte Speicherkapazität der Elektro-Pkw wird analog zum Verfahren im Basis-Szenario mit den durchschnittlichen Speicherkapazitäten aus Abschnitt 4.1.2 berechnet. Die kumulierte Speicherkapazität durch den Bestand an PHEV und BEV im Maximal-Szenario ist in Bild 4.11 abgebildet.

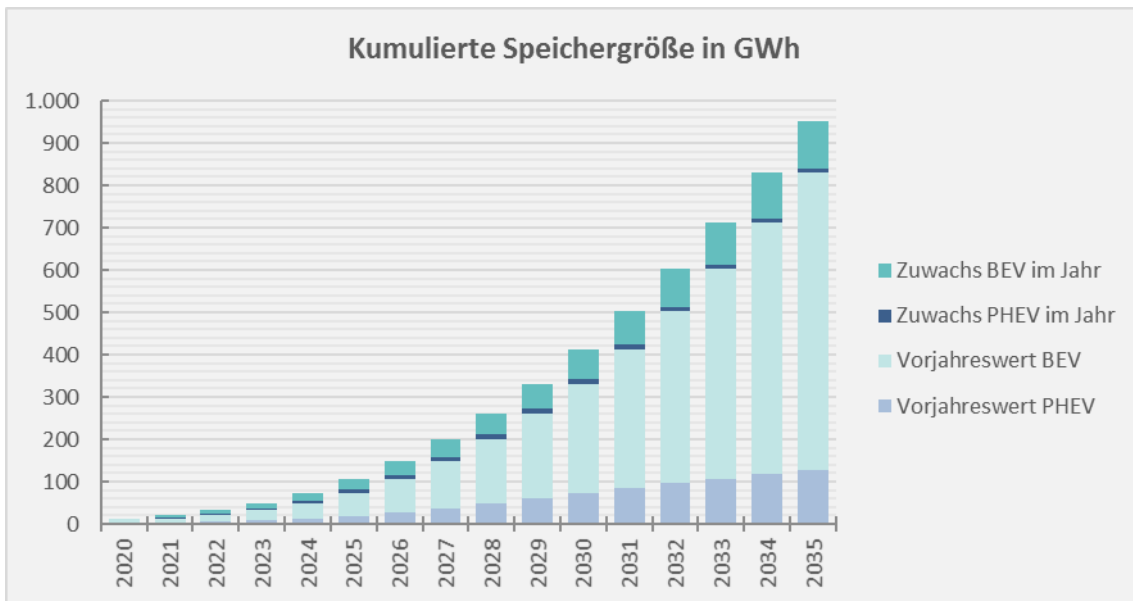


Bild 4.11: Entwicklung der kumulierten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 (eigene Berechnungen)

Die kumulierte Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge im Maximal-Szenario beläuft sich für das Jahr 2025 auf 106,0 GWh. Bis zum Jahr 2030 steigt die gesamte Speicherkapazität auf 411,7 GWh an und liegt damit ungefähr 41 % über dem Wert aus dem Basis-Szenario. Im Jahr 2035 resultiert im Maximal-Szenario aus den Speicherkapazitäten aus BEV mit 701,3 GWh und PHEV mit 127,5 GWh eine deutschlandweite kumulierte Kapazität der Elektrofahrzeuge von 952,6 GWh (34 % über dem Wert im Basis-Szenario).

Die regionale Aufteilung im Maximal-Szenario erfolgt wiederum analog zu dem Vorgehen im Basis-Szenario. Für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 ist der resultierende Fahrzeugbestand in Bild 4.12 und die korrespondierende kumulierte Speicherkapazität in Bild 4.13 für die NUTS-3-Regionen visualisiert.

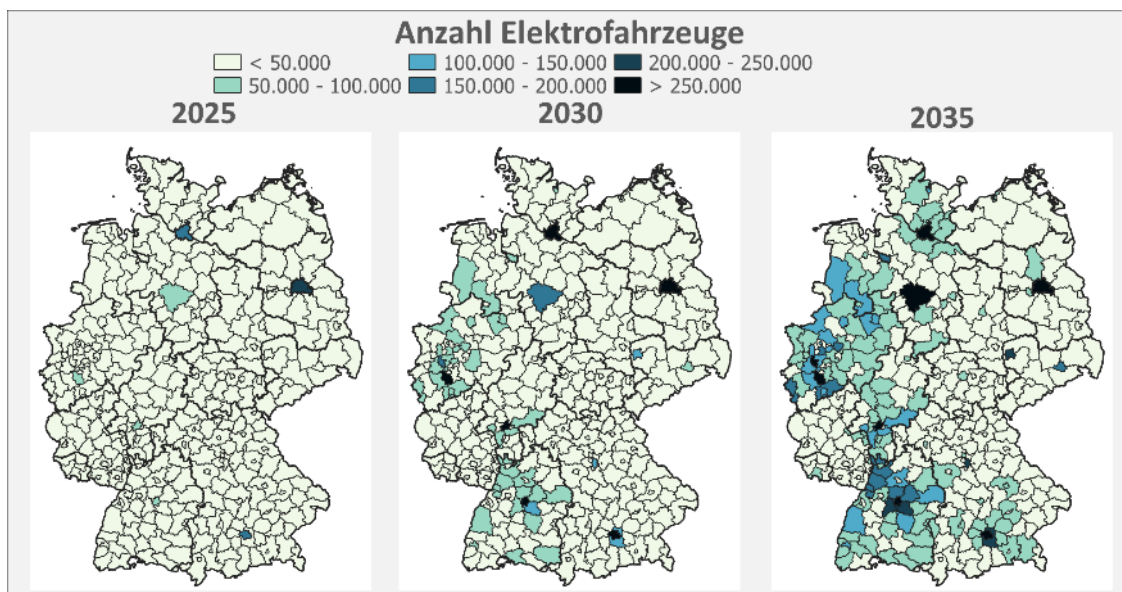


Bild 4.12: Regional differenzierte Entwicklung des Bestandes an Elektrofahrzeugen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario (eigene Berechnungen)

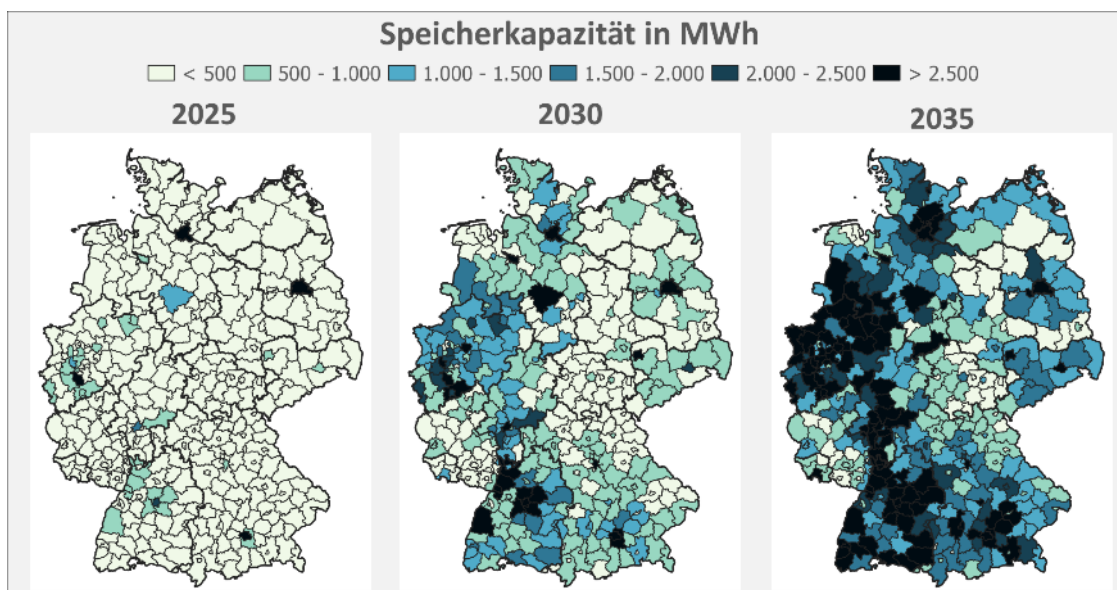


Bild 4.13: Regional differenzierte Entwicklung der aggregierten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario (eigene Berechnungen)

Die Nutzung des gleichen Verteilungsschlüssels führt dazu, dass die relative regionale Verteilung der Verteilung im Basis-Szenario entspricht. Das absolute Speichervolumen ist jedoch in allen Landkreisen und kreisfreien Städten erhöht.

4.2 Stationäre PV-Batteriespeichersysteme

Die Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland ist in den vergangenen Jahren, bedingt durch sinkende Systemkosten, aber nicht zuletzt auch durch diverse Förderprogramme, kontinuierlich gestiegen. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend in den kommenden Jahren bis 2035 fortsetzen wird. Wie schnell die Verbreitung von PV-Batteriespeichersystemen voranschreiten wird, hängt von vielen Faktoren ab. Um Leitplanken für die Entwicklung zu geben, werden – wie bereits für die Verbreitung der Elektromobilität – zwei Diffusionsszenarien betrachtet, das Basis- und das Maximal-Szenario. Die Analyse zum Status quo, die Methodik zur Berechnung der Diffusion, die Rahmenparameter sowie die Ergebnisse der beiden Szenarien werden im Weiteren vorgestellt.

4.2.1 Gegenwärtige Entwicklung stationärer PV-Batteriespeichersysteme

Die Ermittlung des Ausbaupotenzials für PV-Batteriespeichersysteme erfordert zunächst eine Analyse zum Status quo der Verbreitung von PV-Batteriespeichersystemen.

Die Verbreitung für den Status quo wird abgeleitet aus den Ergebnissen des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms Solarstromspeicher 2.0 (Figgener2018³²) sowie aus (Figgener2019³³).

³² J. Figgener, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, and D. U. Sauer (2018): "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2018", Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen.

³³ J. Figgener et al. (2020): "The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review", Journal of Energy Storage, vol. 29, p. 101153, 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101153.

Hieraus können Zahlen bis einschließlich 2018 (Anzahl PV-Batteriespeichersysteme) bzw. 2019 (Kapazität der Batteriespeicher) abgeleitet werden. Anschließend erfolgt eine Extrapolation dieser Zahlen bis zum Jahr 2020, um einen Startpunkt für die Betrachtungen der Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen zu haben.

Es ergibt sich als Startpunkt für das Jahr 2020 (Ende des Jahres) eine Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen von etwa 258.000 mit einer kumulierten Kapazität von 2,01 GWh (vgl. Bild 4.14 und Bild 4.15, Zahlen aus der genannten Literatur in hellblau, Annahmen gemäß Extrapolation in dunkelblau).

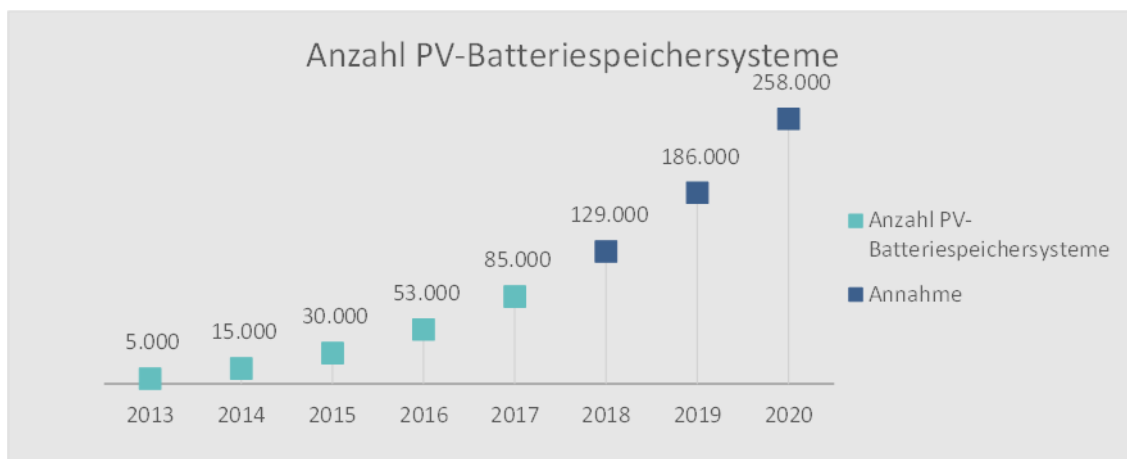


Bild 4.14: Anzahl PV-Batteriespeichersysteme in Deutschland bis zum Jahr 2020

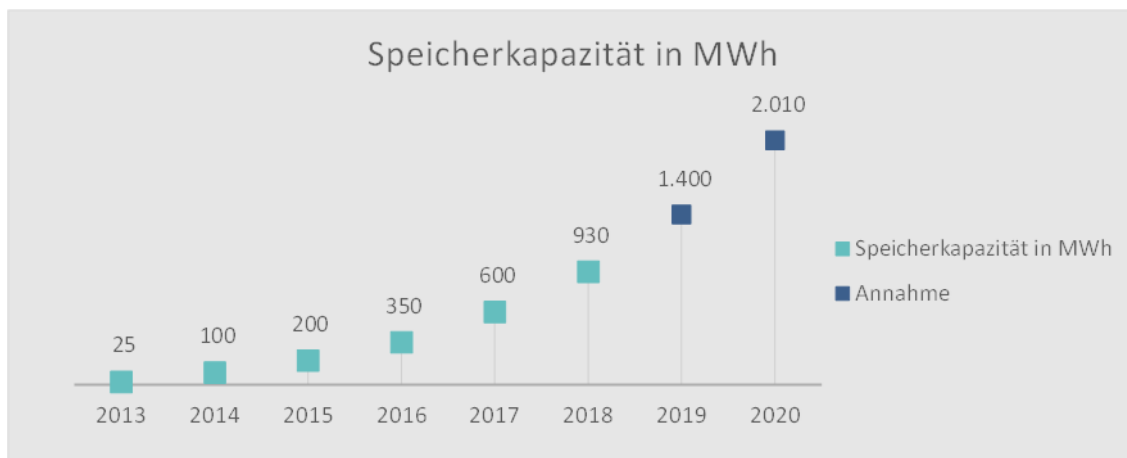


Bild 4.15: Kumulierte Speicherkapazität der PV-Batteriespeichersysteme in Deutschland bis zum Jahr 2020

4.2.2 Methodik zur Prognose des Markthochlaufs von PV-Batteriespeichersystemen und deren regionalen Verteilung

Um eine Einordnung der Ergebnisse der Diffusionsszenarien zu ermöglichen, erfolgt zunächst eine kurze Beschreibung des zur Simulation der zukünftigen Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen genutzten Modells. Anschließend wird die Methodik zur regionalen Verteilung auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte vorgestellt.

Modellbeschreibung DiBSSy – Diffusion of PV Battery Storage Systems

Zur Bestimmung der zukünftigen Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen wird das auf der Diffusionstheorie nach Rogers (Rogers2003³⁴) basierende Entscheidungsmodell „DiBSSy – Diffusion of PV Battery Storage Systems“ verwendet. Dieses bildet das Verhalten einzelner Akteure simulativ ab. Die Modellierung basiert dabei im Wesentlichen auf drei Schritten (vgl. auch Bild 4.16):

1. Speicherbewirtschaftung:

Zunächst wird für die einzelnen Akteure die Speicherbewirtschaftung nach der in den Szenarien festgelegten Betriebsstrategie ermittelt. Die Speicherbewirtschaftung wird hierbei für verschiedene Kombinationen aus PV-Anlagengröße und Speicherkonfigurationen (Kapazität, Leistung) bestimmt.

2. Wirtschaftlichkeitsanalyse:

Anhand der Ergebnisse werden für die einzelnen Akteure in einer Wirtschaftlichkeitsanalyse die individuellen Investitionsentscheidungen simuliert. Dies erfolgt unter Berücksichtigung von Strom-, PV- und Speicherpreisen sowie Einspeisevergütungen und je nach Szenario festgelegten weiteren Vergütungen, Kosten und Förderprogrammen.

3. Marktdiffusion:

Die Investitionsentscheidungen der individuellen Akteure werden in jedem Jahr über die Betrachtung der Grundgesamtheit und der Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen in ein Übernahmepotential übersetzt und mittels möglicher Adaptionsraten in ein Bestandspotential überführt.

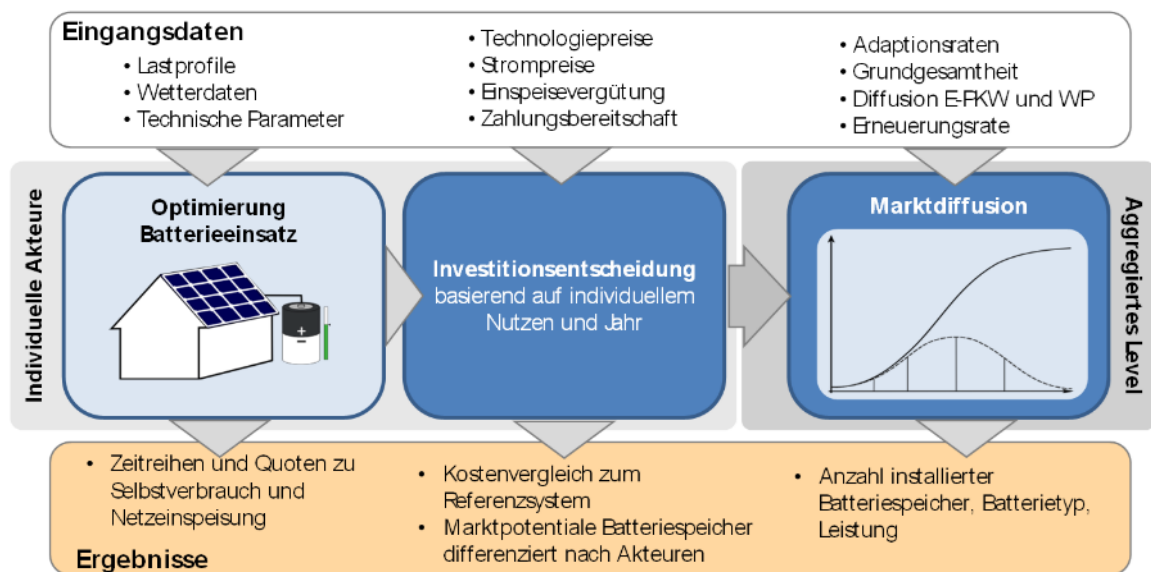


Bild 4.16: Modellstruktur des Modells DiBSSy zur Berechnung der zukünftigen Marktverbreitung von PV-Batteriespeichersystemen

Die vorgestellte Methodik gestattet eine schrittweise Auswertung der Ergebnisse, was umfassende Erkenntnisse über den Markt der PV-Batteriespeichersysteme ermöglicht. So kann analysiert werden, für welche Akteure ein Batteriespeicher kurzfristig wirtschaftlich wird bzw. welches Geschäftsmodell für welchen Akteur sinnvoll ist. Diese detaillierte Kenntnis der Akteure ermöglicht eine nachgelagerte regionale Differenzierung der installierten Speicherkapazitäten

³⁴ Rogers, E. (2003), "Diffusion of Innovations", 5th Edition. (5th ed.).

innerhalb Deutschlands. Darüber hinaus ermöglicht die schrittweise Vorgehensweise eine detaillierte Betrachtung einzelner Akteure bei gleichzeitig kurzfristig durchführbaren Sensitivitätsanalysen zu Marktpotenzialen und -diffusion.

Eingangsdaten

Als Input für die Ermittlung der Speicherbewirtschaftung dienen Lastprofile von über 600 Haushalten aus einer Smart-Meter-Feldstudie (Schleich2011³⁵). Aufgrund der in der Studie ebenfalls erhobenen sozio-demographischen Daten können diese Haushaltslastprofile mit Ladeprofilen von Elektrofahrzeugen (BEV, PHEV) aus dem Mobilitätspanel Deutschland³⁶ kombiniert werden. Als zusätzliche Verbrauchseinheit können die Haushalte mit einer Wärmepumpe ausgestattet werden. Diese Option wird betrachtet, da Wärmepumpen eine relevante Erhöhung des Stromverbrauchs bei Privathaushalten bedeuten. Im Modell selbst werden alle Haushaltstypen (Haushalt, Haushalt mit Elektrofahrzeug, Haushalt mit Wärmepumpe, Haushalt mit Elektrofahrzeug und Wärmepumpe) betrachtet und mit unterschiedlichen Kombinationen aus PV-Anlage und Batteriespeicher ausgestattet. Alle Haushalte werden außerdem anhand der zugehörigen sozio-demographischen Daten einer Adoptorengruppe nach Rogers (Rogers2003) zugeordnet. Für die einzelnen Adoptorengruppen (Innovators, Early Adopters, Early Majority, Late Majority, Laggards) wird zudem eine Mehrzahlungsbereitschaft für die Anschaffung von PV-Batteriespeichersystemen ermittelt und für die Speicherdiffusion im Rahmen des Projektes unterstellt. Diese ist in Tabelle 4.1 zu finden (Klingler2017³⁷).

Innovators	Early Adopters	Early Majority	Late Majority	Laggards
60 %	10 %	0 %	-5 %	-10 %

Tabelle 4.1: Mehrzahlungsbereitschaft der Adoptorengruppen der betrachteten Haushalte

Eine Übersicht zu den Jahresstromverbräuchen der einzelnen Haushaltstypen – also Haushalten mit verschiedenen Technologiekonfigurationen aus Wärmepumpe und/ oder Elektrofahrzeug – sowie Adoptorengruppen ist in Bild 4.17 gegeben.

³⁵ Schleich, J.; Brunner, M.; Götz, K.; Klobasa, M.; Gözl, S.; Sunderer, G. (2011), "Smart metering in Germany - results of providing feedback information in a field trial", ECEE Summer Study 2011

³⁶ Deutsches Mobilitätspanel (MOP), <https://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/index.php> (letzter Zugriff: 29.04.2021)

³⁷ Klingler, A.-L., (2017), "Self-consumption with PV Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences". Applied energy, 205, pp.1560–1570

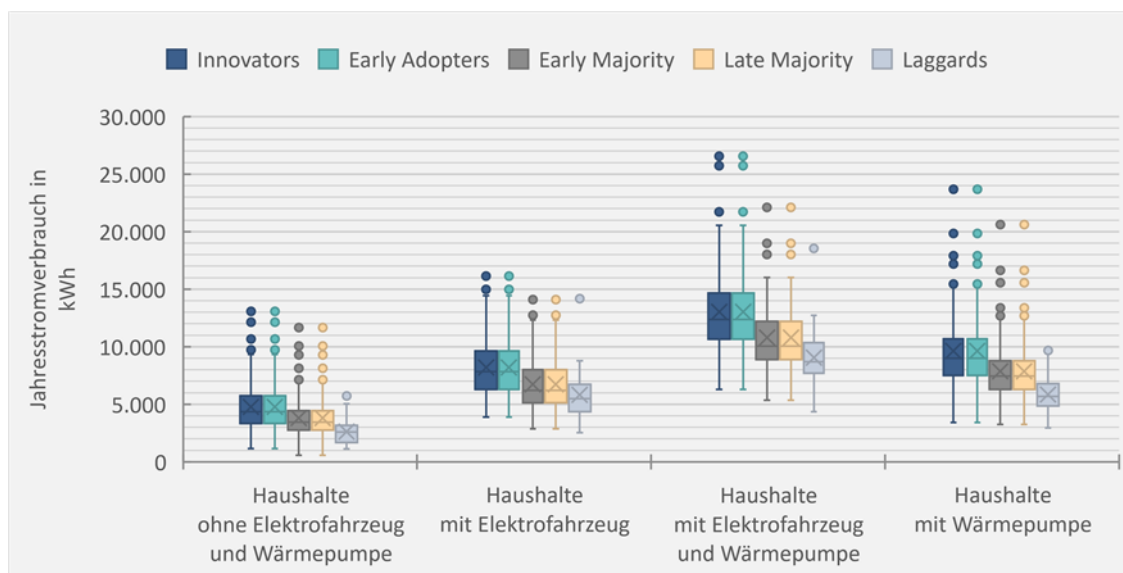


Bild 4.17: Übersicht über die Jahresstromverbräuche der betrachteten Haushalte differenziert nach Adoptorengruppen und Haushaltstypen

Ergebnisse

Anhand des im Diffusionsmodell ermittelten Übernahme- und Bestandspotenzials und der Daten der individuellen Akteure können für jedes der betrachteten Jahre die Anzahl der installierten PV-Batteriespeichersysteme, die durchschnittliche Speichergröße und Speicherleistung nach Haushaltstyp und die aggregierten Ergebnisse zu Speicherkapazität und Speicherleistung für Deutschland bestimmt werden. Dabei werden PV-Altanlagen, für welche die EEG-Vergütung bereits ausgelaufen ist (sogenannte ausgeförderte PV-Anlagen), mit in die Betrachtung einbezogen.

Regionale Verteilung der PV-Batteriespeichersysteme

Zur regionalen Verteilung der Ergebnisse aus dem Diffusionsmodell werden verschiedene Kriterien herangezogen und zu einem Verteilschlüssel kombiniert. Da PV-Batteriespeicher i. d. R. zusammen mit einer PV-Aufdachanlage installiert werden, ist das erste Kriterium des Verteilschlüssels die regionale Verteilung der installierten Leistung bisher vorhandener PV-Aufdachanlagen. Als Datengrundlage dient das Marktstammdatenregister³⁸, wobei angenommen wird, dass Anlagen unter 10 kWp PV-Aufdachanlagen auf Privathäusern sind.

Die regionale Verteilung bisher installierter PV-Aufdachanlagen weist eine hohe Korrelation mit dem Gesamteinkommen je Landkreis sowie der Anzahl an Ein- und Zweifamilienhäusern (EFH/ ZFH) je Landkreis auf. Eine Korrelation zu Globalstrahlungswerten kann nicht bestätigt werden. Somit werden als weitere Kriterien des Verteilschlüssels die regionale Verteilung des

³⁸ <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

verfügbaren Einkommens je Einwohner³⁹ multipliziert mit der Anzahl der Einwohner je Landkreis⁴⁰ sowie die Anzahl an Ein- und Zweifamilienhäusern je Landkreis⁴¹ gewählt.

Da durch PV-Batteriespeichersysteme v. a. für Haushalte mit Elektrofahrzeug der Eigenversorgungsgrad erhöht werden kann (Energie aus der PV-Anlage kann abends für das Laden des Elektrofahrzeugs verwendet werden, siehe Abschnitt 3.1.1), wird eine Korrelation zwischen der Anzahl von Elektrofahrzeugen im Landkreis und der Anzahl an PV-Batteriespeichern angenommen. Die Ergebnisse aus der Verteilung der Elektromobilität (Abschnitt 4.1) werden somit auch in den Verteilschlüssel überführt und je nach Szenario angepasst.

Als weiteres Kriterium für die regionale Verteilung wird das Verhältnis der Anzahl der bisher installierten PV-Aufdachanlagen eines Landkreises zur Anzahl an EFH/ ZFH in diesem Landkreis – als sogenannter „Innovationsfaktor“ – herangezogen. Somit wird der bisherige PV-Ausbau relativ zum „Potenzial“ angegeben. Dieses Kriterium wird genutzt, da die bisherige Entwicklung der PV-Aufdachanlagen zeigt, dass die regionale Verteilung nicht ausschließlich von den beschriebenen „messbaren“ Größen abhängig ist.

Die Verteilung der einzelnen Kriterien sowie der sich ergebende Verteilschlüssel für PV-Batteriespeichersysteme sind in Bild 4.18 abgebildet.

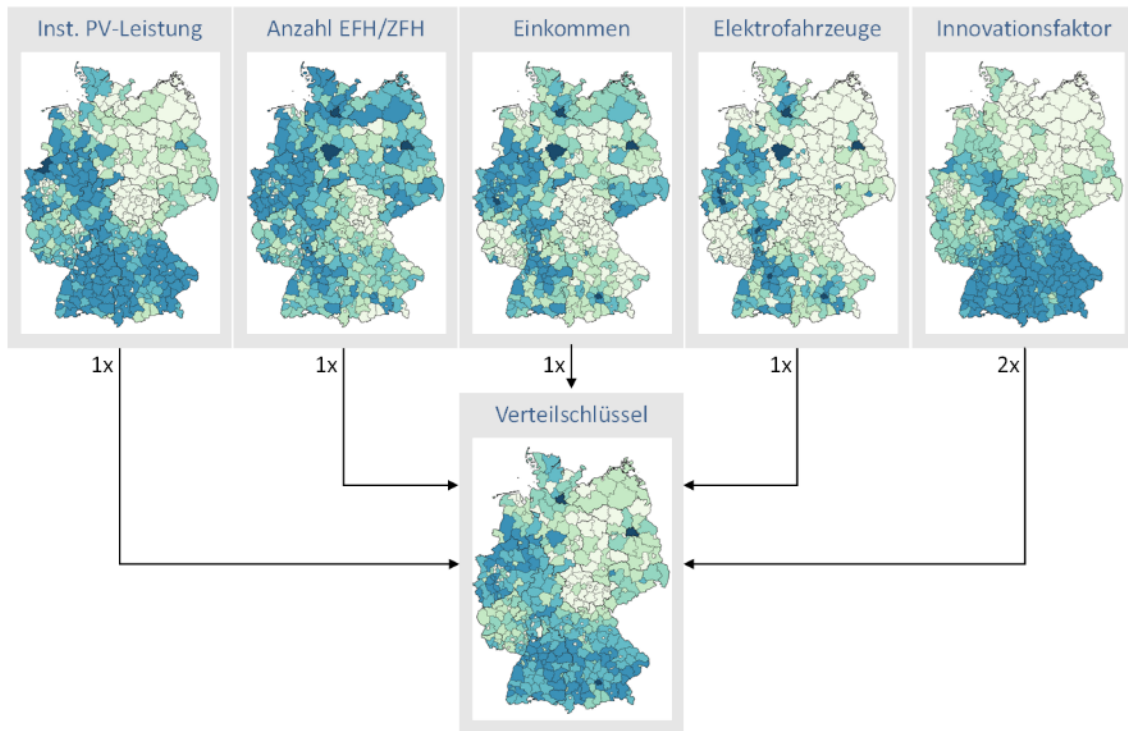


Bild 4.18: Zusammensetzung des Verteilschlüssels für die Verteilung von PV-Batteriespeichersystemen nach Landkreisen

³⁹ Datenquelle: Regionaldatenbank Deutschland, Statistik AI-S-01: Regionalatlas Deutschland Themenbereich "Soziales" Indikatoren zu "Verfügbares Einkommen je EW"

⁴⁰ Datenquelle: Regionaldatenbank Deutschland: Statistik 12411-01-01-4: Bevölkerung nach Geschlecht – Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte

⁴¹ Datenquelle: Regionaldatenbank Deutschland, Statistik 31231-02-01-4: Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden – Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte

4.2.3 Rahmenparameter

Im Folgenden werden die Rahmenparameter für die zukünftige Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen beschrieben, die in beiden betrachteten Diffusionsszenarien gleichermaßen angenommen werden.

Für die individuellen Investitionsentscheidungen ist zunächst die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden von Bedeutung. Es wird ein langsamer, aber stetiger Rückgang der Haushaltsstrompreise angenommen (siehe Bild 4.19). Es wird weiterhin angenommen, dass die Haushalte vorausschauend planen, und deshalb bei der Investitionsentscheidung mit einem 3-Jahres-Mittelwert des Strompreises rechnen.

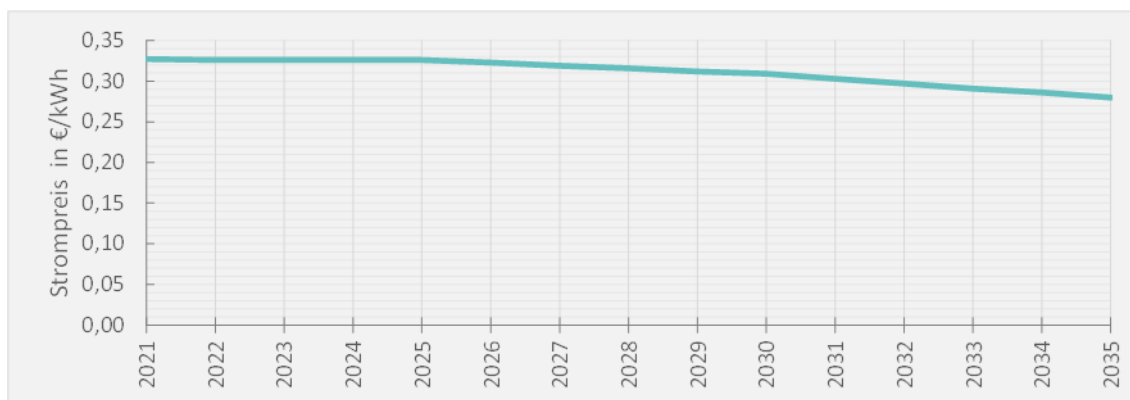


Bild 4.19: Angenommene Entwicklung des Strompreises für Haushaltskunden bis zum Jahr 2035

Die Entwicklung der PV-Einspeisevergütung folgt der Annahme, dass der Ausbaudeckel von 52 GW für die Förderung von PV-Anlagen (§ 49 Abs. 5 EEG 2017) bis zum Jahr 2021 erreicht wird⁴². Somit wird für alle Jahre die Annahme getroffen, dass PV-Anlagenbesitzer über die Direktvermarktung einen Erlös von durchschnittlich 3 ct/kWh erwirtschaften können. Eine Analyse zum Einfluss des Wegfalls des Ausbaudeckels auf die Ergebnisse im Basis- und im Maximal-Szenario ist in den jeweiligen Szenarien (Abschnitt 4.1.3 und 4.1.4) als Sensitivitätsanalyse enthalten.

Für die Kosten für PV-Aufdachanlagen wird eine moderate Entwicklung angenommen (Winkler2016⁴³). Bis zum Jahr 2035 ergibt sich dabei ein Rückgang auf 998 €/kWp (Bild 4.20).

⁴² Die Erstellung der Szenarien erfolgte vor der Entscheidung zur Abschaffung des PV-Ausbaudeckels; Änderung des § 49 EEG 2017 durch Artikel 8 des Gesetzes zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude und zur Änderung weiterer Gesetze (GE-GE) vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728)

⁴³ Winkler et al. (2016), "Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien – Eigenversorgung mit Strom. Analyse der Wirkungen und Szenarien für die zukünftige Entwicklung: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Endbericht".

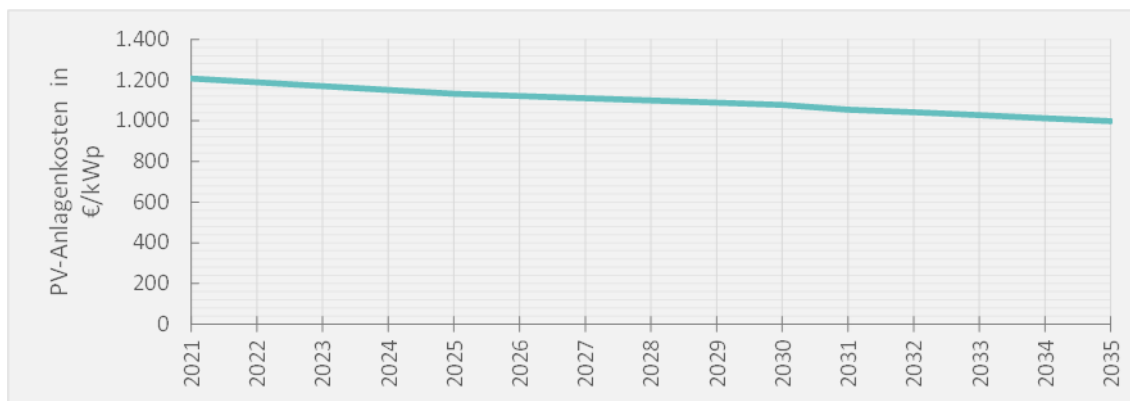


Bild 4.20: Angenommene Entwicklung der Kosten für PV-Aufdachanlagen bis zum Jahr 2035

Zur Bewertung der Investitionen für die Haushalte wird bei PV-Aufdachanlagen eine Lebensdauer von 20 Jahren, bei Batteriespeichersystemen eine kalendarische Lebensdauer von 10 Jahren (Zykluslebensdauer: 10.000 Zyklen) angenommen. Des Weiteren wird ein Zinssatz von 2 % veranschlagt.

Auch PV-Altanlagen, für welche die EEG-Förderung ausläuft, werden in die Betrachtungen mit einbezogen. Es wird angenommen, dass diese noch 10 Jahre weiterbetrieben werden.

Für die Übersetzung der Investitionsentscheidungen auf Haushaltsebene in eine deutschlandweite Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen sind die Anteile aller EFH/ ZFH in Deutschland mit unterschiedlichen Technologiekonfigurationen relevant. Da hier bei der Durchdringung an Elektrofahrzeugen eine Rückkopplung der Ergebnisse aus Abschnitt 4.1 erfolgt, werden die Annahmen hierzu innerhalb der Vorstellung der Diffusionsszenarien gesondert dargestellt (siehe Abschnitt 4.2.4 und 4.2.5).

Die Batteriebewirtschaftung in beiden Diffusionsszenarien folgt dem Ansatz einer Eigenverbrauchsoptimierung ohne perfekte Voraussicht. Hierbei wird angenommen, dass die Akteure nicht über eine Prognose bzgl. der Sonneneinstrahlung und der daraus resultierenden Stromerzeugung verfügen und somit ihre Speicher laden, sobald die PV-Erzeugung die Stromnachfrage des jeweiligen Haushaltes (inkl. Elektrofahrzeug und Wärmepumpe) übersteigt. Eine Entladung erfolgt, sobald der Haushalt anderenfalls Strom aus dem Netz beziehen müsste. Es ist im Rahmen der eigenverbrauchsoptimierten Betriebsweise nicht möglich, die Batterie ins Netz zu entladen.

Es wird unterstellt, dass die Akteure unter den skizzierten Rahmenbedingungen ökonomisch optimiert handeln, d. h. immer die für sie – unter Berücksichtigung der Mehrzahlungsbereitschaft der Adoptorengruppen – kostengünstigste Kombination aus PV-Aufdachanlage und Batteriespeicher wählen.

4.2.4 Basis-Szenario

Im Basis-Szenario erfolgt eine konservative Abschätzung der Entwicklung der Verbreitung von PV-Batteriespeichersystemen bis zum Jahr 2035. Das Szenario ist als untere Leitplanke der zukünftigen Entwicklung gedacht.

Im Weiteren werden zunächst die Annahmen zu Batteriekosten und zur Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Bereich der EFH/ ZFH vorgestellt. Anschließend erfolgt die Betrachtung der deutschlandweiten sowie der regionalisierten Ergebnisse.

Kostenannahmen

Für das Basis-Szenario wird die speichergrößenabhängige Kostenfunktion aus den Ergebnissen zur zukünftigen Kostenentwicklung (Abschnitt 2.3, „optimistischer“ Fit) angenommen. Die Ergebnisse der Analyse und damit der angenommenen spezifischen Kosten im Basis-Szenario sind in Bild 4.21 dargestellt.

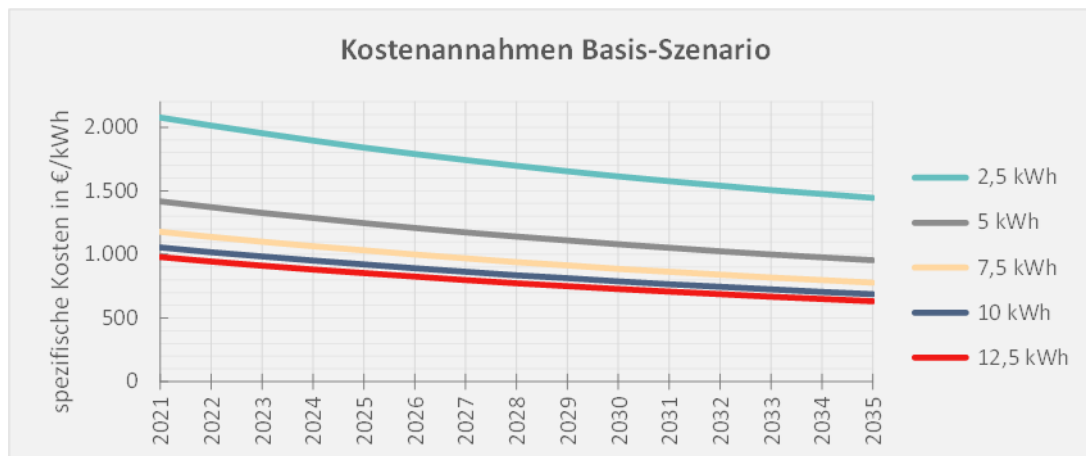


Bild 4.21: Entwicklung der spezifischen Kosten für PV-Batteriespeicher im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035

Insgesamt zeigt sich eine hohe Spreizung der spezifischen Kosten bezogen auf die PV-Batteriespeichergröße. Die Kostendegression schreitet langsam voran, sodass sich für das Jahr 2035 durchschnittlich ein Rückgang der spezifischen Kosten von etwa 33 % im Vergleich zum Jahr 2021 ergibt.

Durchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen

Die angenommene Verteilung der Haushaltstypen (Haushalte mit unterschiedlichen Technologiekonfigurationen) im Basis-Szenario ist in Bild 4.22 dargestellt.

Der Anteil an Haushalten mit Wärmepumpe ist angelehnt an die Annahmen aus Szenario B2035 des Netzentwicklungsplan Strom (2019) 2035 (BNetzA2019⁴⁴). Dabei wird angenommen, dass ein Großteil aller installierten Haushaltswärmepumpen auf Ein- und Zweifamilienwohnhäuser entfällt. Somit steigt der Anteil bis 2035 auf etwa 15,9 % (rund 2,6 Millionen Wärmepumpen).

Anteile an Haushalten mit Elektrofahrzeugen werden anhand der Ergebnisse aus der Diffusion der Elektrofahrzeuge bestimmt (siehe Abschnitt 4.1.3, Basis-Szenario). Dabei wird angenommen, dass von den im Jahr 2035 zu erwartenden 19,2 Millionen Elektrofahrzeugen etwa 14,1 Millionen auf EFH/ ZFH entfallen (etwa 86 % aller EFH/ ZFH besitzen ein Elektrofahrzeug). Das bedeutet, dass Elektrofahrzeuge überdurchschnittlich häufig von Personen, die in Ein- und Zweifamilienhäusern leben, gefahren werden, was unter anderem daraus resultiert, dass für diese i. d. R. ein Standortvorteil für die Errichtung eines Ladepunktes vorliegt.

⁴⁴ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2019), „Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf. Zugriff am: 23. April 2021.

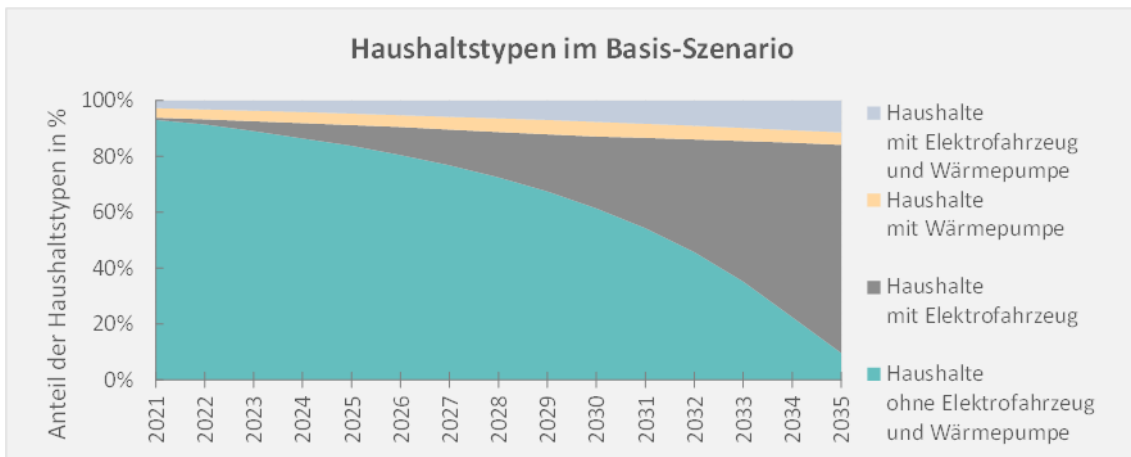


Bild 4.22: Anteile der Haushaltstypen (Haushalte mit unterschiedlichen Technologiekonfigurationen) im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035

Ergebnisse PV-Batteriespeichersysteme Deutschland

Im Basis-Szenario ergibt sich bis zum Jahr 2035 eine Gesamtzahl von etwa 677.000 PV-Batteriespeichersystemen (Bild 4.23). Dies entspricht einem Zuwachs von 162 % im Vergleich zum Jahr 2020 (258.000 PV-Batteriespeichersysteme). Entsprechend erreicht die kumulierte Speicherkapazität bis zum Jahr 2035 etwa 6,0 GWh, was einem Anstieg von 199 % entspricht (Bild 4.24). Für PV-Batteriespeichersysteme, welche auf einer Erweiterung von ausgeführten PV-Aufdachanlagen beruhen, ergibt sich im Jahr 2035 ein Anteil von etwa 2,7 % an allen installierten PV-Batteriespeichersystemen.

Bei der Simulation der Batteriebewirtschaftung der Einzelhaushalte wird eine C-Rate (Verhältnis von Speicherleistung zu Speicherkapazität) von 0,5 angenommen, woraus eine kumulierte Speicherleistung von 3,0 GW resultiert. Vergleichsrechnungen mit einer C-Rate von 1,0 ergeben dabei nur geringfügige Änderungen bei den Ergebnissen der Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen.

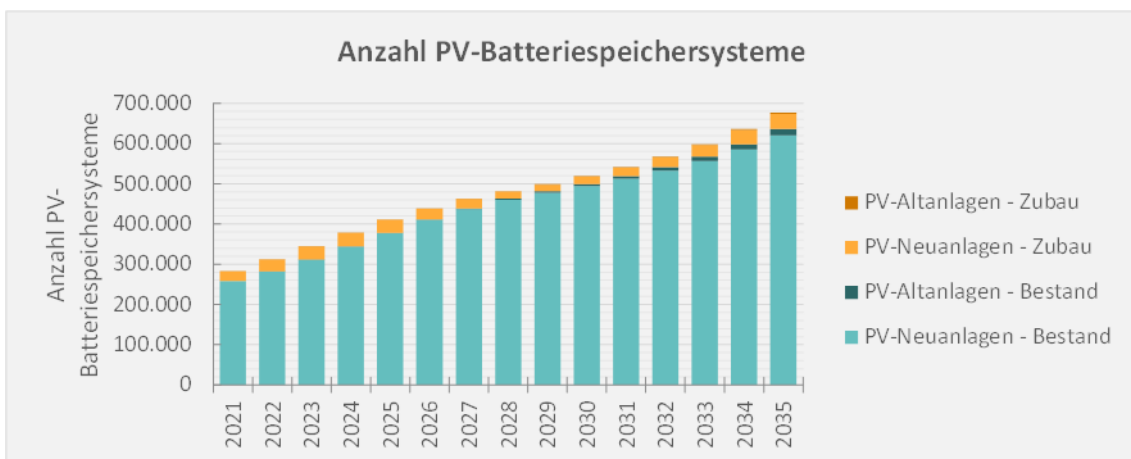


Bild 4.23: Entwicklung der Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 differenziert nach Anteilen von PV-Neuinstallationen und Erweiterungen von PV-Altanlagen

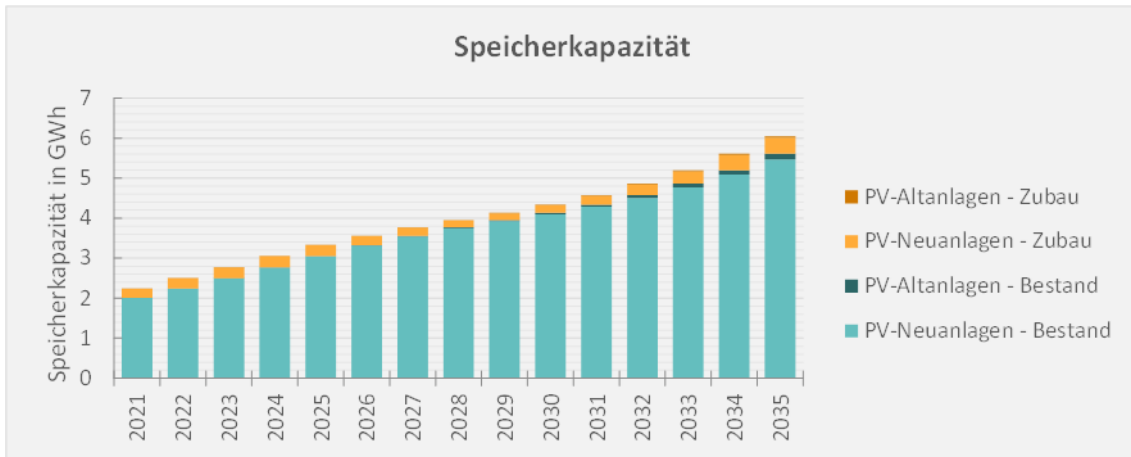


Bild 4.24: Entwicklung der kumulierten Speicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 differenziert nach Anteilen von PV-Neuinstallationen und Erweiterungen von PV-Altanlagen

Für alle Haushaltstypen zeigt sich, dass es unter den gegebenen Rahmenbedingungen für einen Großteil der Haushalte bis zum Jahr 2035 ökonomisch nicht lohnenswert ist, ein PV-Batteriespeichersystem anzuschaffen (Bild 4.25). Bei Haushalten, welche ein Elektrofahrzeug besitzen, lohnt sich die Anschaffung in 2,1 % der Fälle. Für Haushalte ohne Elektrofahrzeug und Wärmepumpe ergibt sich lediglich ein Anteil von 1,5 %.

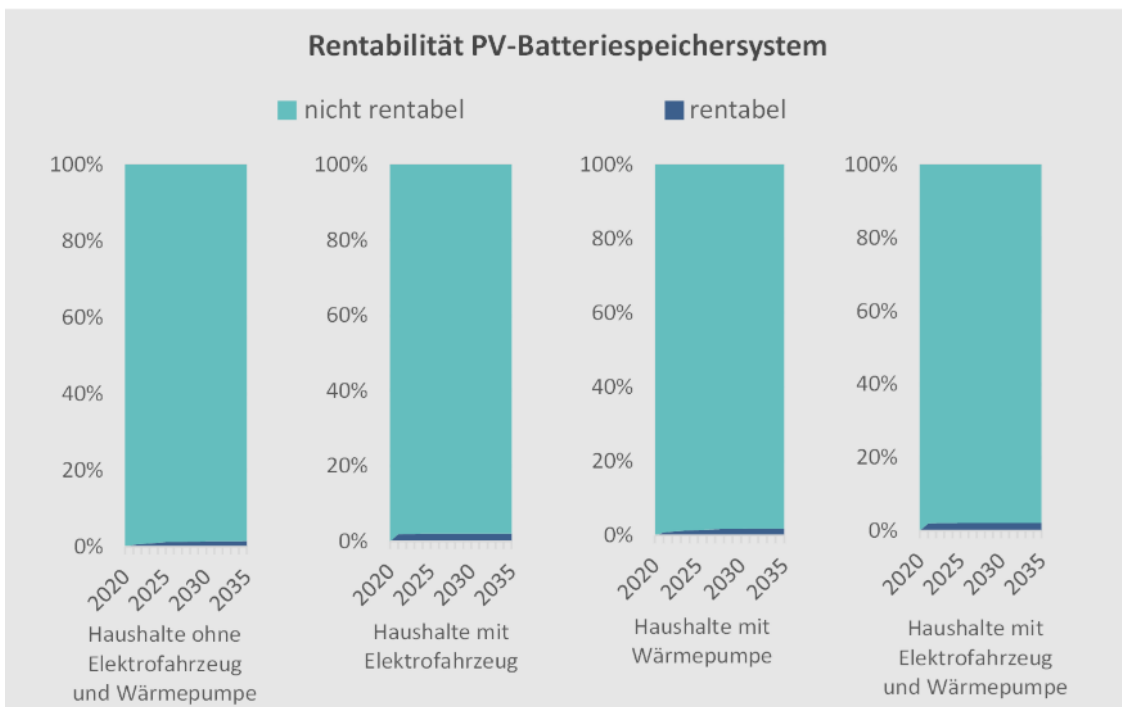


Bild 4.25: Anteil der betrachteten Haushalte, für welche die Neuanschaffung eines PV-Batteriespeichersystems im Basis-Szenario rentabel ist

Die mittlere Batteriespeicherkapazität bei Neuanlagen liegt, wie in Bild 4.26 dargestellt, im Jahr 2035 zwischen 6,6 kWh (Haushalte mit Wärmepumpe) und 10,9 kWh (Haushalte mit Elektrofahrzeug). Insgesamt zeigt sich, dass für Haushalte, welche ein Elektrofahrzeug besitzen, höhere Speicherkapazitäten lohnenswerter sind als für Haushalte ohne Elektrofahrzeug. Bei zusätzlicher Betrachtung der durchschnittlichen PV-Anlagengröße zeigt sich, dass das Vorhandensein einer

Wärmepumpe die installierte PV-Leistung stark positiv beeinflusst (Bild 4.27). Beide Beobachtungen lassen sich durch die Lastprofile von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen erklären. Wärmepumpen weisen ein eher flaches Lastprofil auf und beziehen auch zu Zeiten von PV-Einspeisung Strom. Auch die Saisonalität spielt hier eine Rolle, da die Heizlast hauptsächlich in den Wintermonaten anfällt und dadurch die Größe der PV-Anlage entsprechend dimensioniert werden muss. Bei Elektrofahrzeugen fällt in den meisten Fällen der Strombezug abends an, wenn keine Einspeisung aus der PV-Anlage gegeben ist. Es müssen größere Energiemengen zeitlich verschoben werden, was die Batteriespeicherkapazität nach oben treibt.

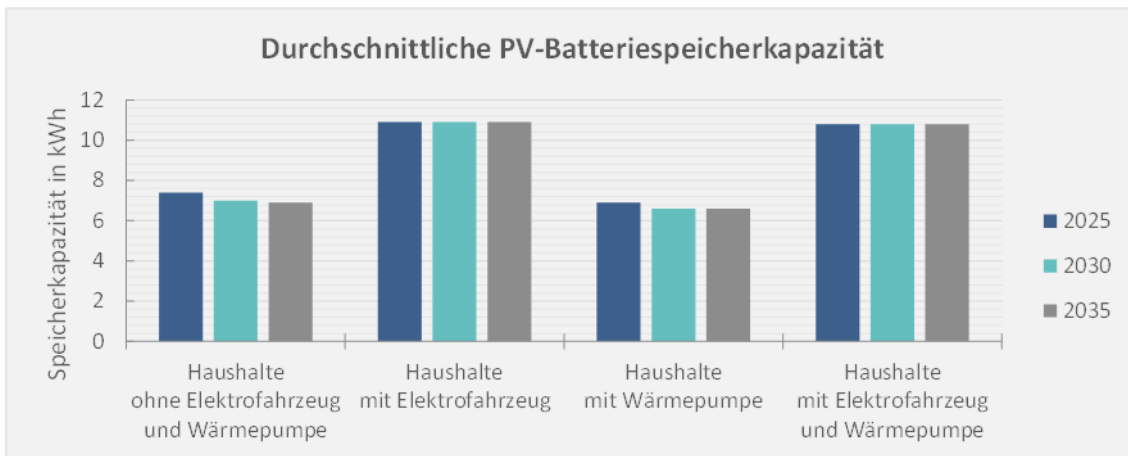


Bild 4.26: Durchschnittliche PV-Batteriespeicherkapazität bei Neuanlagen für unterschiedliche Haushaltstypen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario

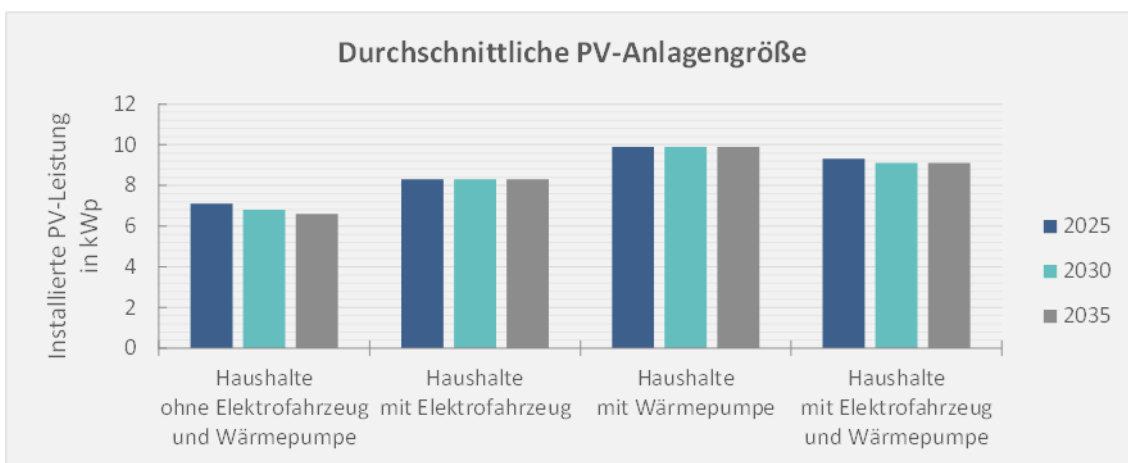


Bild 4.27: Durchschnittliche PV-Anlagengröße bei Neuanlagen für unterschiedliche Haushaltstypen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario

Regionalisierung

Die räumliche Verteilung des Bestandes an PV-Batteriespeichersystemen unter den getroffenen Annahmen im Basis-Szenario ist in Bild 4.28 abgebildet. Die zugehörige Entwicklung der auf Landkreisebene aggregierten Speicherkapazität ist in Bild 4.29 dargestellt.

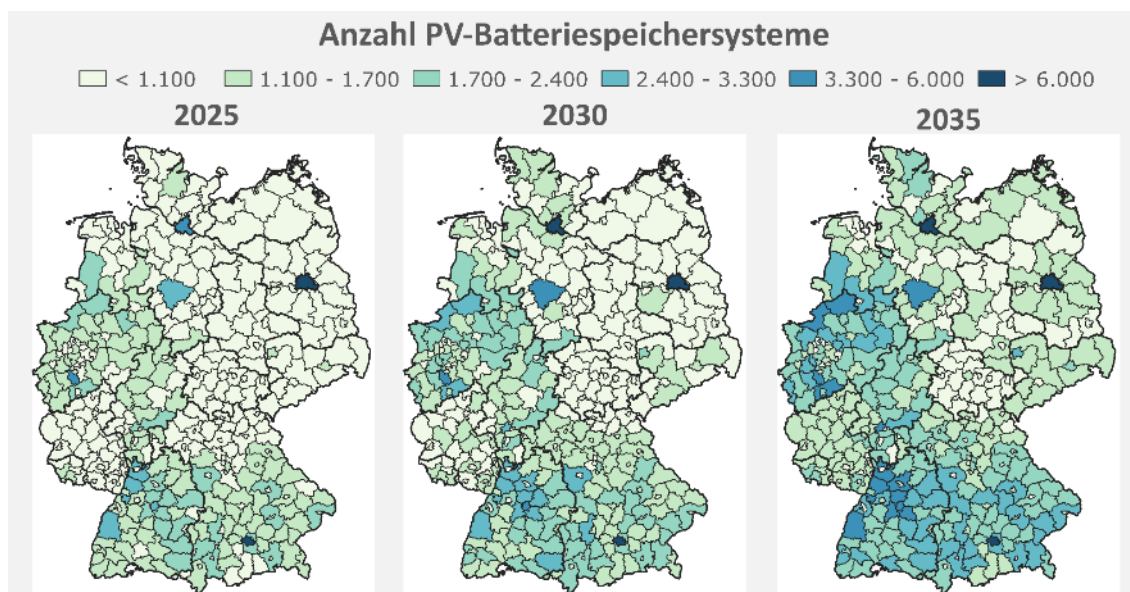


Bild 4.28: Räumlich differenzierte Entwicklung des Bestandes an PV-Batteriespeichersystemen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario

Es zeigt sich eine Konzentration der Verteilung in Nordrhein-Westfalen, Hessen, Baden-Württemberg und Bayern. Die Städte Berlin, Hamburg und München weisen eine hohe Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und somit eine hohe kumulierte Speicherkapazität von bis zu 99,1 MWh auf, die insbesondere auf eine hohe Anzahl an EFH/ ZFH in diesen Städten zurückzuführen ist. Die Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen bezogen auf die Anzahl EFH/ ZFH ist mit anderen Kreisen vergleichbar.

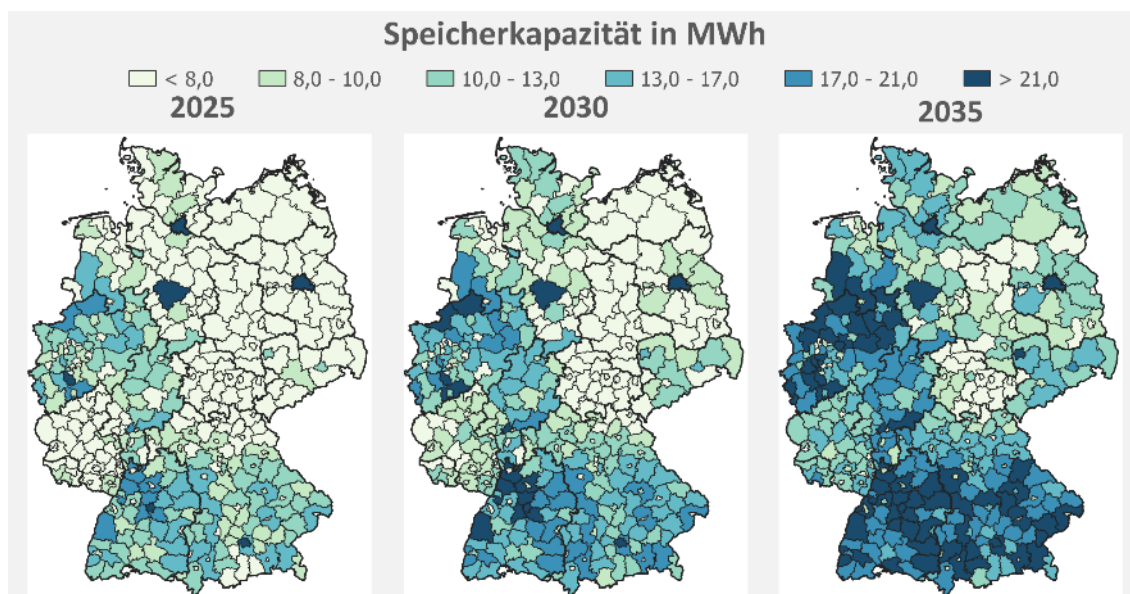


Bild 4.29: Räumlich differenzierte Entwicklung der aggregierten Speicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario

Sensitivitätsanalyse

Um die Ergebnisse des Basis-Szenarios besser einordnen zu können, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei werden zunächst der Strompreis sowie die Batteriekosten variiert. Zusätzlich erfolgt eine Betrachtung von stärker sinkenden PV-Anlagenkosten, eine Analyse zur Abschaffung des PV-Ausbaudeckels sowie eine Rechnung zur möglichen Diffusion bei Wegfall der EEG-Umlage. Alle Betrachtungen werden im Weiteren beschrieben.

Variation des Strompreises

Der Strompreis wird im Bereich von -5 % bis +5 % variiert (Bild 4.30). Anschließend wird die Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und die Änderung der Speicherkapazität im Vergleich zum Basis-Szenario für die Jahre 2025, 2030 und 2035 betrachtet. Die Ergebnisse zeigen, dass bei höheren Strompreisen vor allem zu Beginn im Jahr 2025 die Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen rascher voranschreitet. Bei geringeren Strompreisen dauert es länger, bis sich das PV-Batteriespeichersystem amortisiert hat, da die Differenz von Strompreis zu den Stromgestehungskosten aus der Batterie (LCOS, „levelized cost of storage“) geringer wird. Zusätzlich zeigt sich, dass eine höhere Sensitivität bzgl. der Anzahl an PV-Batteriespeichern als der Speicherkapazität besteht.

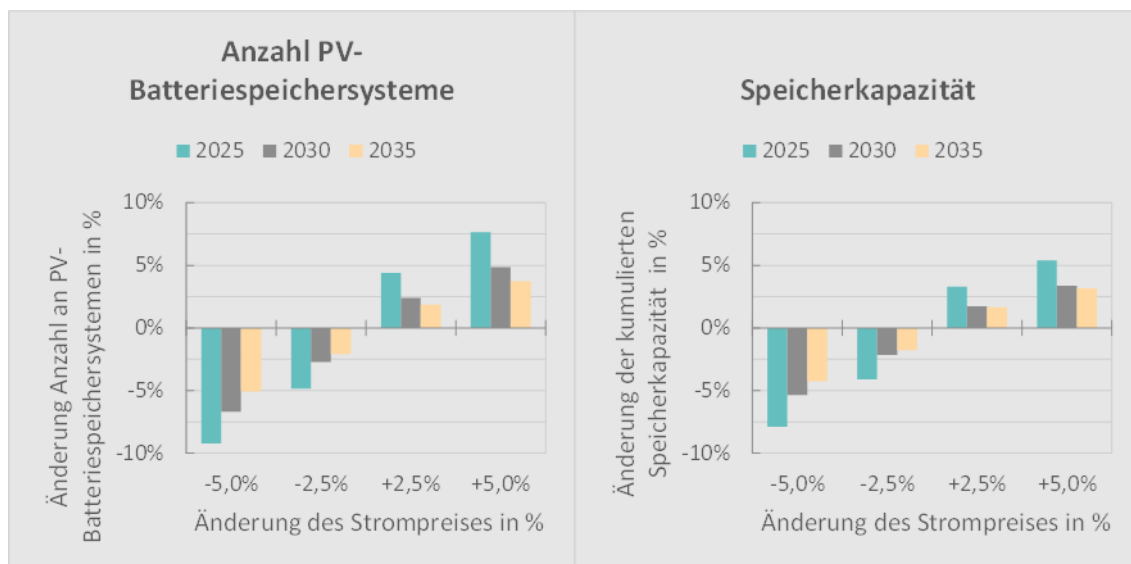


Bild 4.30: Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität im Basis-Szenario bei Variation des Strompreises

Variation der Batteriespeicherkosten

Die Batteriespeicherkosten werden ebenfalls im Bereich von -5 % bis +5 % verändert (Bild 4.31). Es ist zu erkennen, dass bei steigenden Batteriekosten die Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen bis 2035 geringer ist als im Basis-Szenario. Bei sinkenden Batteriekosten schreitet die Diffusion schneller voran (siehe Jahr 2025). Wie schon bei der Variation des Strompreises zeigt sich eine geringere Sensitivität bei der Speicherkapazität als bei der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen. Insgesamt ergeben sich geringere Änderungen bei Variation der Batteriespeicherkosten als bei der Variation des Strompreises.

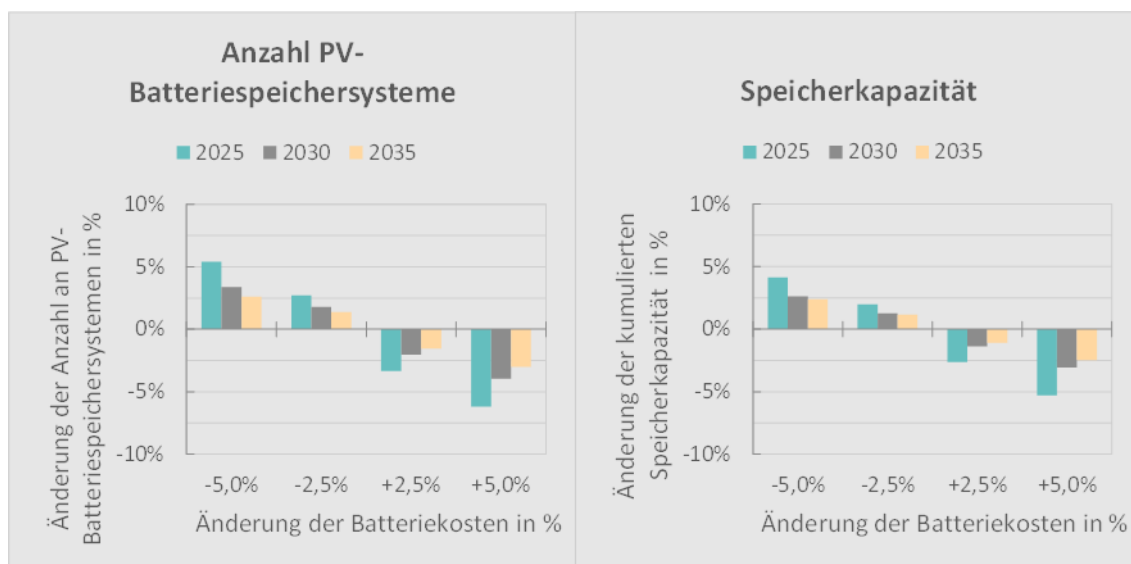


Bild 4.31: Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität im Basis-Szenario bei Variation der Batteriekosten

Entwicklung der PV-Anlagenkosten

Da sich in den letzten Jahren gezeigt hat, dass PV-Anlagenkosten schneller sinken können als in vielen Szenarien erwartet, werden in einer weiteren Sensitivitätsanalyse die Kosten für PV-Aufdachanlagen von -5 % bis -30 % verändert. Die Ergebnisse bzgl. Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und kumulierter Speicherkapazität für das Jahr 2035 sind in Bild 4.32 dargestellt. Es zeigt sich bei einer Verringerung der Kosten um 5 % eine geringere Sensitivität als bei der Variation des Strompreises oder der Batteriekosten. Je geringer die PV-Anlagenkosten ausfallen, desto mehr PV-Batteriespeichersysteme werden bis zum Jahr 2035 im Vergleich zum Basis-Szenario installiert. Bei einer Änderung der PV-Anlagenkosten um -30 % ergibt sich ein Zuwachs an PV-Batteriespeichersystemen von etwa 9,5 % und ein Zuwachs der Speicherkapazität von ca. 7 % im Vergleich zu den Ergebnissen im Basis-Szenario für das Jahr 2035. Die Diskrepanz zwischen dem Zuwachs von PV-Batteriespeichersystemen und dem Zuwachs der Speicherkapazität ergibt sich unter anderem daraus, dass bei geringeren PV-Anlagenkosten zwar insgesamt das PV-Batteriespeichersystem für mehr Haushalte rentabel wird, die kostengünstigste Konfiguration (installierte Leistung PV-Anlage und Batteriespeicherkapazität) des Systems sich jedoch ändert. So werden im Schnitt PV-Anlagen mit einer größeren installierten Leistung in Verbindung mit Batteriespeichern mit einer geringeren Speicherkapazität verbaut.

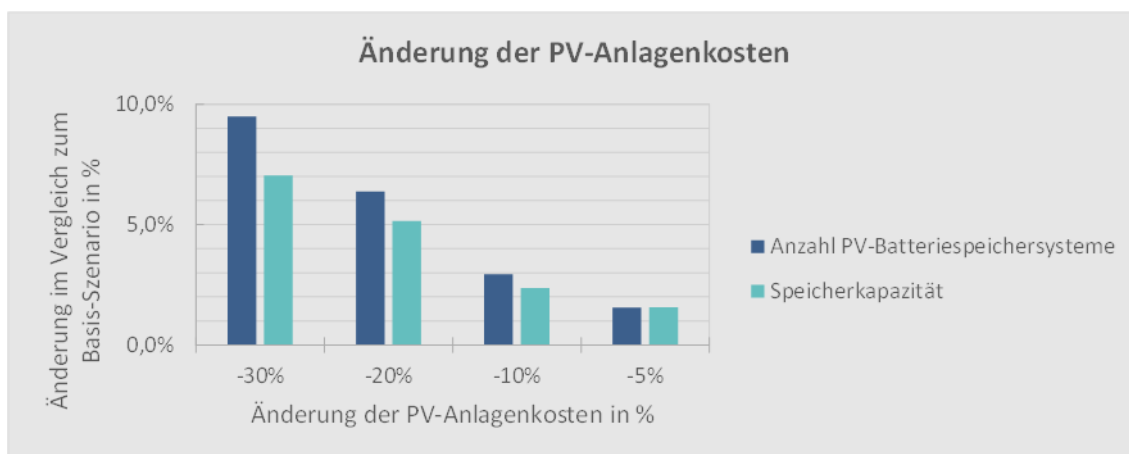


Bild 4.32: *Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität für das Jahr 2035 im Basis-Szenario bei stärkerer PV-Kostendegression*

Wegfall des Ausbaudeckels für die Förderung von PV-Anlagen

Die bisherigen Betrachtungen folgen der Annahme, dass der Ausbaudeckel von 52 GW für die Förderung von PV-Anlagen nach § 49 Abs. 5 EEG 2017 bis zum Jahr 2021 erreicht ist und somit die Einspeisevergütung wegfallen würde. Daraus folgt die Annahme, dass PV-Anlagenbesitzer über die Direktvermarktung einen Erlös von durchschnittlich 3 ct/kWh erwirtschaften können.

Im Nachgang zu den Rechnungen für das Basis- und Maximal-Szenario wurde der Ausbaudeckel jedoch im Juli 2020 abgeschafft. Im Weiteren werden deshalb die Auswirkungen auf die Diffusion im Basis-Szenario betrachtet. Dabei wird eine monatliche Degression der Einspeisevergütung von 1,8 % bis zum Jahr 2035 angenommen (installierte PV-Leistung im Jahr 2030 nach NEP-Szenario C 2030: 104,5 GW (BNetzA2019), dies entspricht einem Zubau von etwa 5,25 GW pro Jahr).

Im Basis-Szenario zeigt sich eine geringe Änderung von +2 % der Ergebnisse zur kumulierten Speicherkapazität bis zum Jahr 2035, wohingegen die Anzahl der PV-Batteriespeichersysteme um 7 % ansteigt.

Wegfall der EEG-Umlage

Um die Betrachtungen der Auswirkungen dezentraler Batteriespeicher auf Abgaben und Umlagen (Abschnitt 5.5) zu erweitern, wird die Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen unter Wegfall der im Strompreis beinhalteten EEG-Umlage ermittelt (Bild 4.33). Es zeigt sich, dass durch den dadurch sinkenden Strompreis für Haushalte die Verbreitung von PV-Batteriespeichersystemen deutlich gedämpft wird und sich bis zum Jahr 2035 etwa 18 % weniger Systeme in EFH/ ZFH in Deutschland wiederfinden. Auch bei der Speicherkapazität ergibt sich ein Rückgang von 15 %. Außerdem zeigt sich in den Jahren bis etwa 2025 ein deutlich verzögerter Anstieg an Neuinstallationen als im Basis-Szenario.

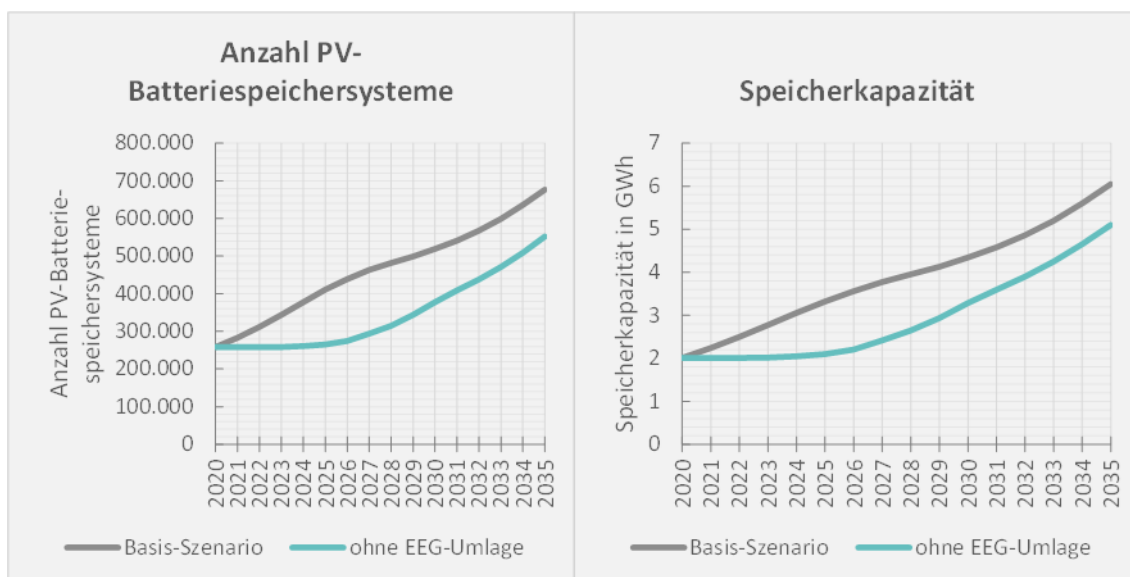


Bild 4.33: Entwicklung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität bei Wegfall der EEG-Umlage im Basis-Szenario

4.2.5 Maximal-Szenario

Im Maximal-Szenario sind die Rahmenparameter (Kosten der Batteriespeicher) so gesteckt, dass der Ausbau an PV-Batteriespeichersystemen stark begünstigt wird. Das Maximal-Szenario stellt damit die obere Leitplanke der zukünftigen Entwicklung dar und dient der Abbildung der größtmöglichen Auswirkungen durch PV-Batteriespeichersysteme auf die Netze.

Im Folgenden werden zunächst die Rahmenparameter des Szenarios (Kostenannahmen Batteriespeicher und Durchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen) dargestellt. Anschließend werden die Ergebnisse für die deutschlandweite sowie die regionale Betrachtung und abschließend Sensitivitätsanalysen vorgestellt.

Kostenannahmen Maximal-Szenario

Im Maximal-Szenario ist das Ziel, die Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen bei hierfür sehr günstigen Rahmenbedingungen zu betrachten. Hierzu wird bei der Kostenfunktion (Abschnitt 2.3) von einer schnelleren Lernkurve bzgl. der zeitlichen Entwicklung der spezifischen Kosten für Li-Ionen-Batteriespeicher an sich, aber auch für Batteriespeicher von PV-Batteriespeichersystemen im Speziellen ausgegangen. Bei höheren Diffusionsraten und einem weiteren Ausbau großer Produktionsstätten für Li-Ionen-Batteriespeicher könnte sich eine solch schnelle Lernkurve ergeben. Zusätzlich wird angenommen, dass durch die geringeren Batteriespeicherkosten und die Fortschritte bei der Produktion auch die Speichergrößenabhängigkeit der Kosten abnehmen wird. Aufgrund der gesteigerten Nachfrage nach der Installation von PV-Batteriespeichersystemen kann zusätzlich angenommen werden, dass die Installationskosten aufgrund der knapperen Verfügbarkeit von Installateuren ansteigen werden. Die sich ergebenden spezifischen Kosten sind in Bild 4.34 dargestellt. Die Kostendegression schreitet sehr zügig voran, so dass sich für das Jahr 2035 durchschnittlich ein Rückgang der spezifischen Kosten von etwa 51 % im Vergleich zum Jahr 2021 ergibt.

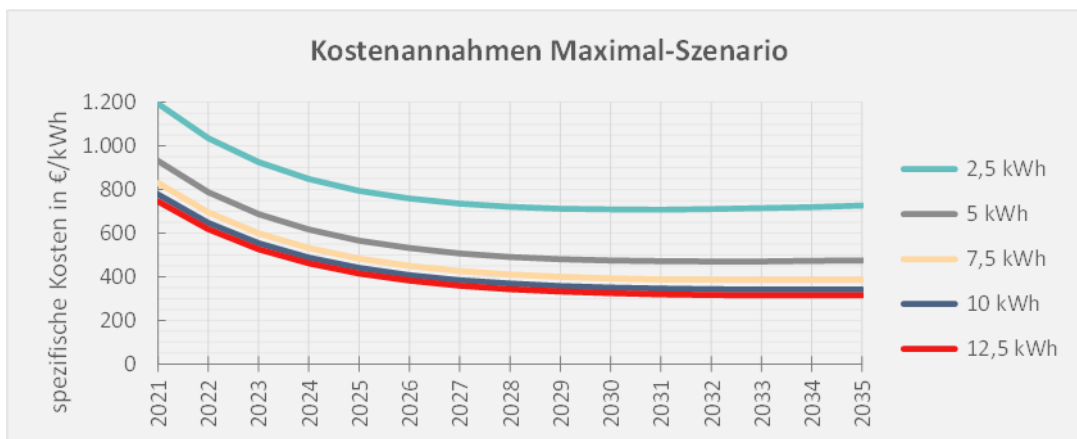


Bild 4.34: Entwicklung der spezifischen Kosten für PV-Batteriespeicher im Maximal-Szenario bis zum Jahr 2035

Durchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen

Die im Maximal-Szenario angenommene Verteilung der Haushaltstypen ist in Bild 4.35 dargestellt. Der Anteil an Haushalten mit Wärmepumpe entspricht den Annahmen im Basis-Szenario und steigt bis zum Jahr 2035 auf etwa 15,9 % (rund 2,6 Millionen Wärmepumpen).

Bei der Bestimmung des Anteils an Haushalten mit Elektrofahrzeug findet – analog zum Basis-Szenario – eine Rückkopplung der Ergebnisse der Diffusion der Elektrofahrzeuge (siehe Abschnitt 4.1.4, Maximal-Szenario) statt. Hierbei werden im Jahr 2035 insgesamt etwa 24,9 Millionen Elektrofahrzeuge erwartet, wovon knapp 16 Millionen den EFH/ ZFH zugeordnet werden. Dies entspricht etwa 97,5 % aller EFH/ ZFH.

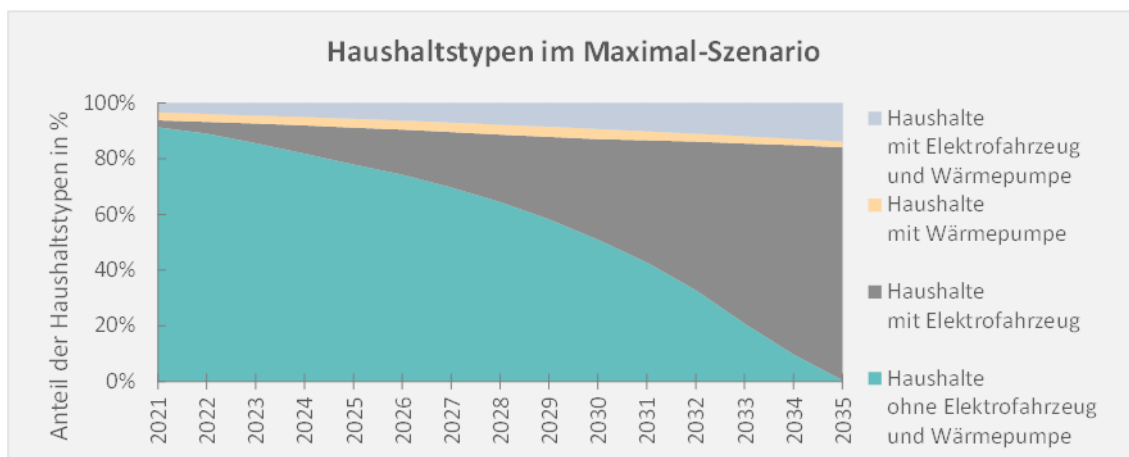


Bild 4.35: Anteile der Haushaltstypen (Haushalte mit unterschiedlichen Technologiekonfigurationen) im Maximal-Szenario bis zum Jahr 2035

Ergebnisse PV-Batteriespeichersysteme Deutschland

Im Maximal-Szenario steigt die Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen bis zum Jahr 2035 auf etwa 14,2 Millionen an (Bild 4.36). Dies entspricht etwa dem 55-fachen der Anzahl im Jahr 2020. In Zusammenhang damit steigt die kumulierte Speicherkapazität bis zum Jahr 2035 auf rund 122 GWh an, was ca. dem 61-fachen des Wertes im Jahr 2020 entspricht (Bild 4.37). PV-Batteriespeichersysteme, welche auf einer Erweiterung von ausgeförderten PV-Aufdächanlagen beruhen, machen im Jahr 2035 etwa 5,0 % aller PV-Batteriespeichersysteme aus.

Für die Simulation der Batteriebewirtschaftung der Einzelhaushalte wird im Maximal-Szenario eine C-Rate von 1 angenommen, woraus für das Jahr 2035 eine kumulierte Speicherleistung von rund 122 GW resultiert.

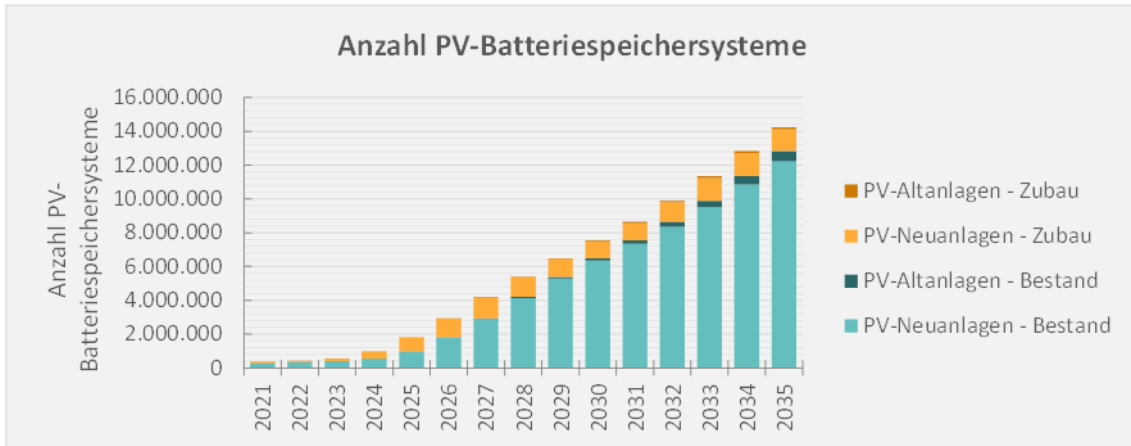


Bild 4.36: Entwicklung der Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland im Maximal-Szenario bis zum Jahr 2035 differenziert nach Anteilen von PV-Neuinstallationen und Erweiterung von PV-Altanlagen

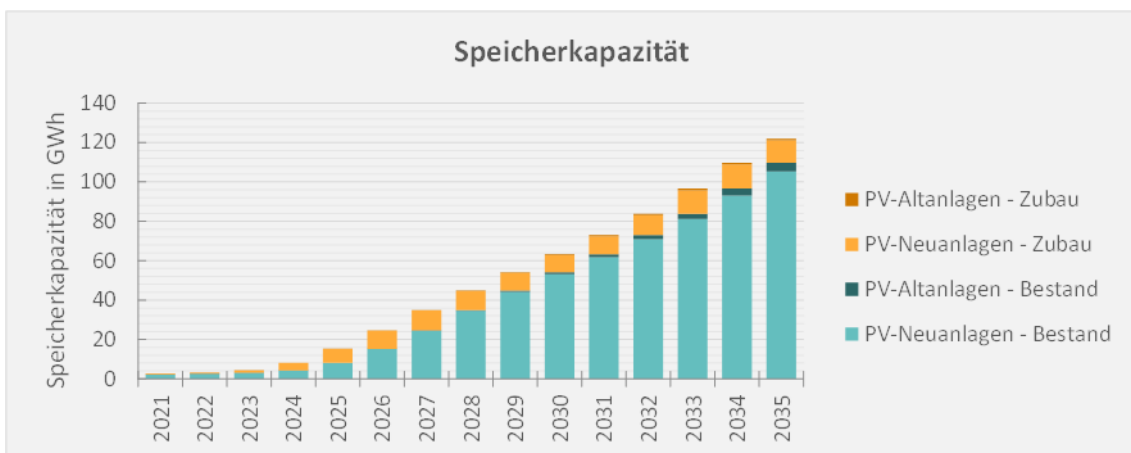


Bild 4.37: Entwicklung der kumulierten Speicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland im Maximal-Szenario bis zum Jahr 2035 differenziert nach Anteilen von PV-Neuinstallationen und Erweiterung von PV-Altanlagen

In Bild 4.38 sind die Anteile der betrachteten Haushalte, für welche die Neuanschaffung eines PV-Batteriespeichersystems rentabel ist, für verschiedene Haushaltstypen dargestellt. Es zeigt sich, dass vor allem für Haushalte mit Elektrofahrzeug die Anschaffung eines PV-Batteriespeichersystems ab dem Jahr 2025 mehr und mehr ökonomisch sinnvoll ist (Anteil bis zu 87,3 % im Jahr 2035). Durch den in Verbindung mit der Anschaffung einer Wärmepumpe gesteigerten Stromverbrauch steigt auch für diese Haushaltstypen die Rentabilität eines PV-Batteriespeichersystems bis zum Jahr 2035 an (34,6 %). Beim Vergleich mit den Ergebnissen aus dem Basis-Szenario ist hier der Effekt der geringeren Batteriekosten deutlich zu erkennen. Durch den höheren Anteil an Haushalten, für welche ein PV-Batteriespeichersystem rentabel ist, und den höheren Anteil an Haushalten mit Elektrofahrzeugen (vgl. Bild 4.35) ergibt sich auch die im Vergleich zum Basis-Szenario sehr viel höhere Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen bis zum Jahr 2035 (etwa Faktor 20). Trotz der sehr geringen angenommenen Batterieosten gibt es auch im Jahr 2035 noch Haushalte, für welche ein PV-Batteriespeichersystem nicht rentabel ist.

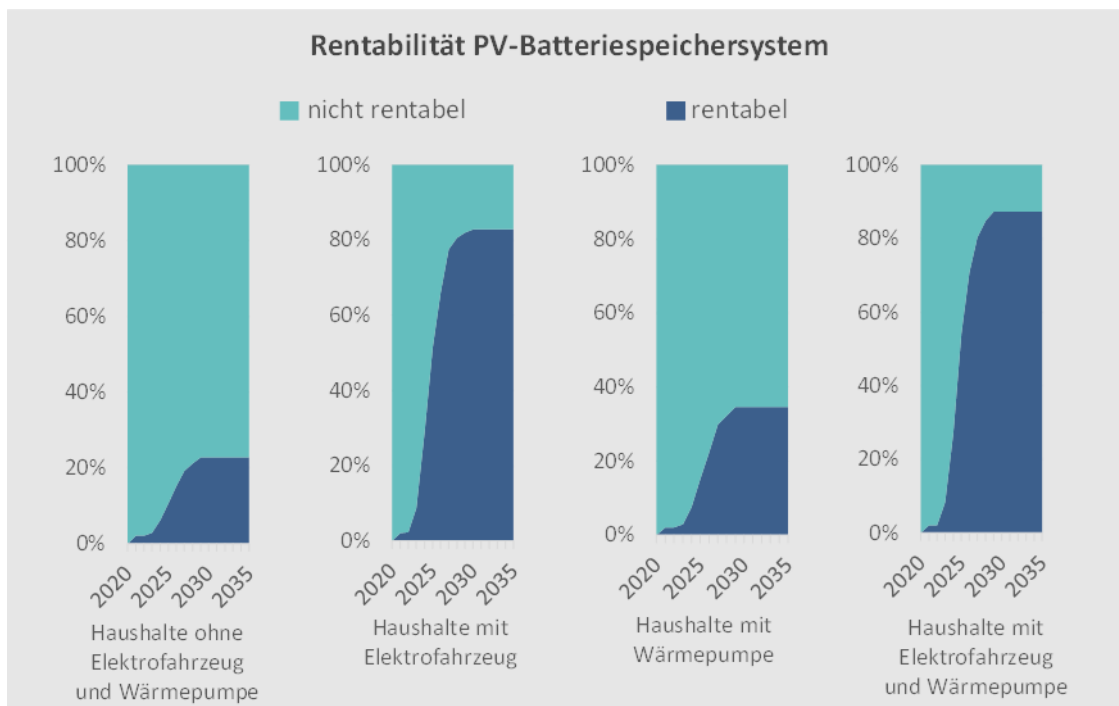


Bild 4.38: Anteil der betrachteten Haushalte, für welche die Neuanschaffung eines PV-Batteriespeichersystems im Maximal-Szenario rentabel ist

Die mittlere Batteriespeicherkapazität bei Neuanlagen liegt im Jahr 2035 zwischen 6,5 kWh (Haushalte mit Wärmepumpe) und 8,9 kWh (Haushalte mit Elektrofahrzeug) (Bild 4.39). Die durchschnittliche Speicherkapazität für Haushalte mit Elektrofahrzeug liegt dabei etwa 2 kWh unter der im Basis-Szenario. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass im Maximal-Szenario auch für diejenigen Haushalte ein PV-Batteriespeichersystem rentabel ist, für welche dies im Basis-Szenario noch nicht der Fall war. Diese Haushalte wählen – unter anderem aufgrund von geringeren jährlichen Stromverbräuchen (vgl. Bild 4.17) – dabei jedoch kleinere Batteriespeicherkapazitäten, wodurch die durchschnittliche Größe über alle Haushalte dieses Typs sinkt. Die Betrachtung der durchschnittlichen installierten PV-Anlagengröße von PV-Batteriespeichersystemen zeigt, wie auch bereits im Basis-Szenario, dass das Vorhandensein einer Wärmepumpe die installierte PV-Leistung stark beeinflusst (Bild 4.40).

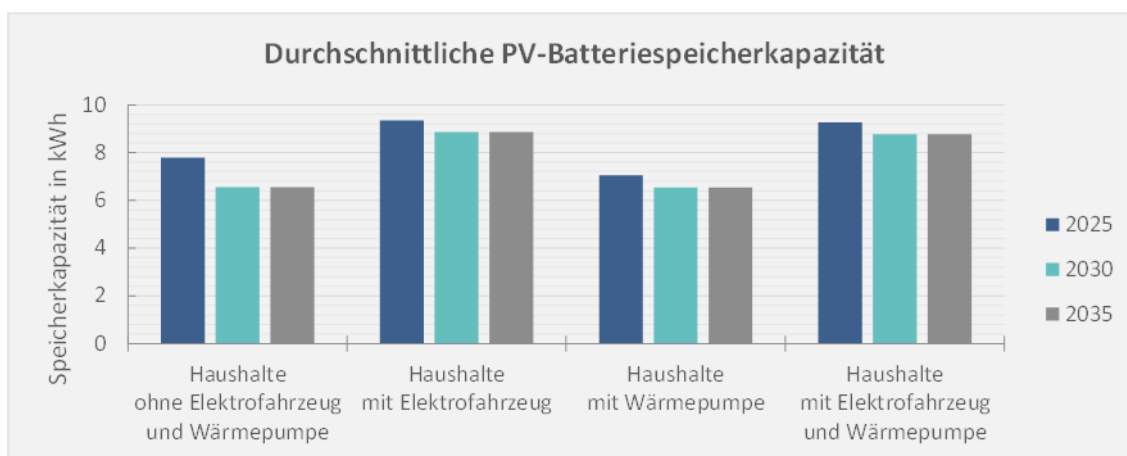


Bild 4.39: Durchschnittliche Batteriespeicherkapazität bei Neuanlagen für unterschiedliche Haushaltstypen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario

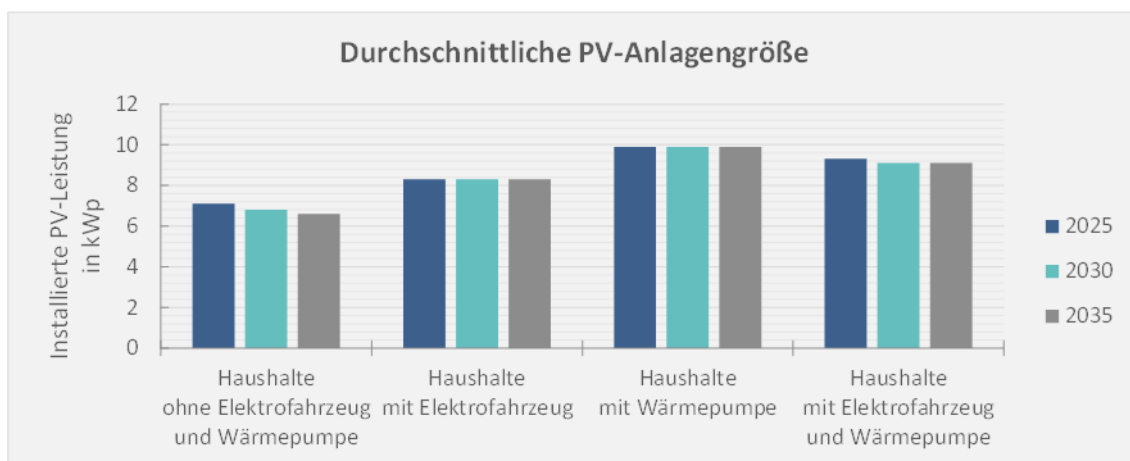


Bild 4.40: Durchschnittliche PV-Anlagengröße bei Neuanlagen für unterschiedliche Haushaltstypen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario

Regionalisierung

Die räumliche Verteilung des Bestands an PV-Batteriespeichersystemen unter den getroffenen Annahmen im Maximal-Szenario ist in Bild 4.41 abgebildet. Die räumliche Verteilung der PV-Batteriespeichersysteme erfolgt aufgrund der hohen Durchdringung (14,2 Millionen PV-Batteriespeichersysteme bei ca. 16,4 Millionen EFH/ ZFH in 2035) ausschließlich anhand des Anteils an EFH/ ZFH je Landkreis.

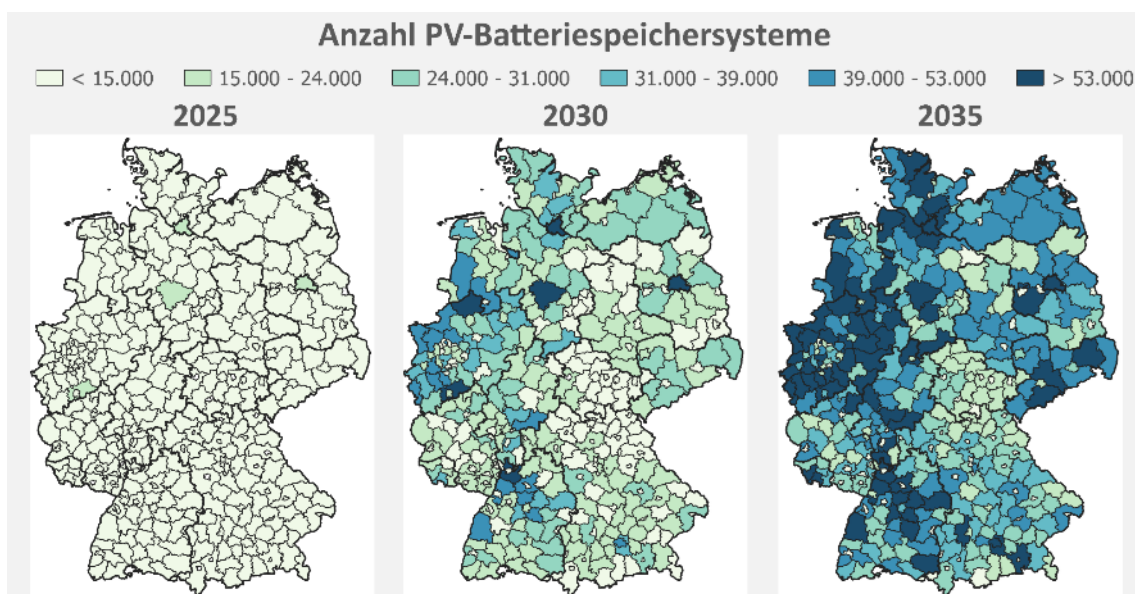


Bild 4.41: Regional differenzierte Entwicklung und regionale Verteilung des Bestandes an PV-Batteriespeichersystemen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario (Eigene Berechnungen)

Die zugehörige Entwicklung der auf Landkreisebene aggregierten Speicherkapazität ist in Bild 4.42 dargestellt. Es zeigt sich im Vergleich zum Basis-Szenario eine stärkere Verteilung auch in den östlichen Bundesländern sowie im Norden Deutschlands. Spitzenreiter bei der verfügbaren Speicherkapazität sind Berlin, die Region Hannover und Hamburg mit bis zu 1,4 GWh.

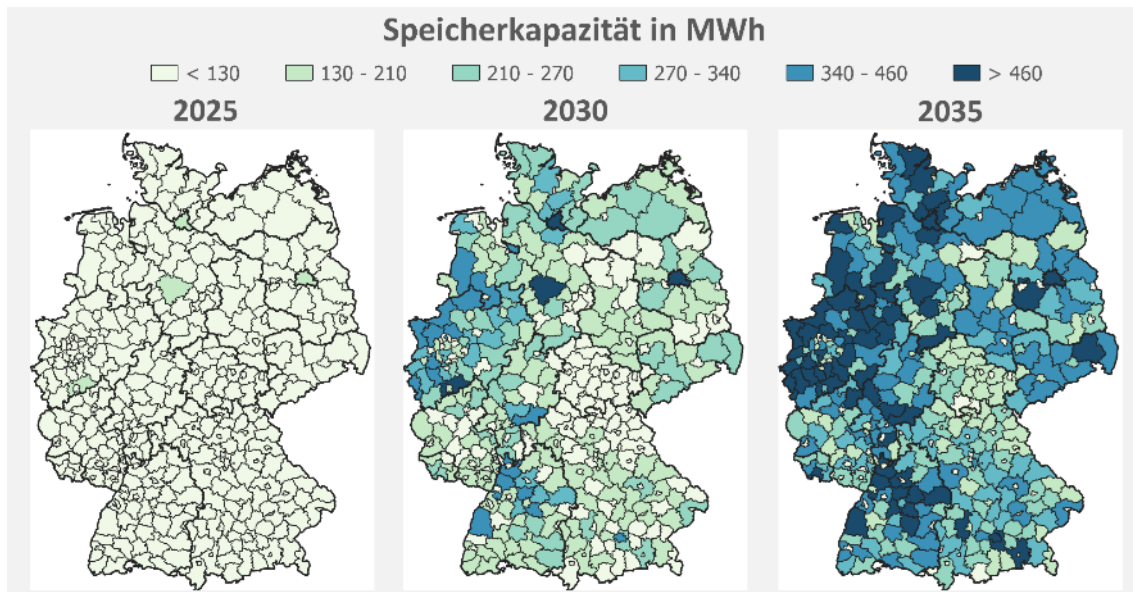


Bild 4.42: Regional differenzierte Entwicklung und regionale Verteilung der aggregierten Speicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario (Eigene Berechnungen)

Sensitivitätsanalyse

Um die Sensitivität der Ergebnisse des Maximal-Szenarios bezüglich verschiedener Parameter zu bestimmen, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Analog zum Basis-Szenario werden dabei der Strompreis, die Batterie- und PV-Anlagenkosten betrachtet sowie eine Analyse zur Abschaffung des PV-Ausbaudeckels und zum möglichen Wegfall der EEG-Umlage durchgeführt.

Variation des Strompreises

Der Strompreis wird im Bereich von -5 % bis +5 % variiert (Bild 4.43). Anschließend wird die Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der Speicherkapazität im Vergleich zum Maximal-Szenario für die Jahre 2025, 2030 und 2035 analysiert. Es zeigt sich, dass durch höhere Strompreise die Diffusion zunächst schneller voranschreitet (Jahr 2025 bis zu +41 %). Im Verlauf bis 2035 ergibt sich dann jedoch lediglich ein Anstieg um maximal 13 % bei einer Erhöhung des Strompreises um 5 %. Diese 13 % würden bedeuten, dass mehr als 98 % aller EFH/ ZFH ein PV-Batteriespeichersystem besitzen. Dieser Wert beruht auf einer Investitionsentscheidung der Haushalte nach sozio-ökonomischen Gesichtspunkten im Diffusionsmodell DiBSSy. Bei einer Verringerung des Strompreises um 5 % ergibt sich eine langsamere Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen. Es wären in diesem Fall bis 2035 etwa 11,8 Millionen PV-Batteriespeichersysteme zu erwarten, was einen Rückgang um 17 % darstellt. Wie bereits im Basis-Szenario zeigt sich auch hier eine höhere Sensitivität bzgl. der Anzahl an PV-Batteriespeichern als der Speicherkapazität. Im Vergleich zum Basis-Szenario lässt sich insgesamt eine höhere Sensitivität gegenüber dem Strompreis erkennen.

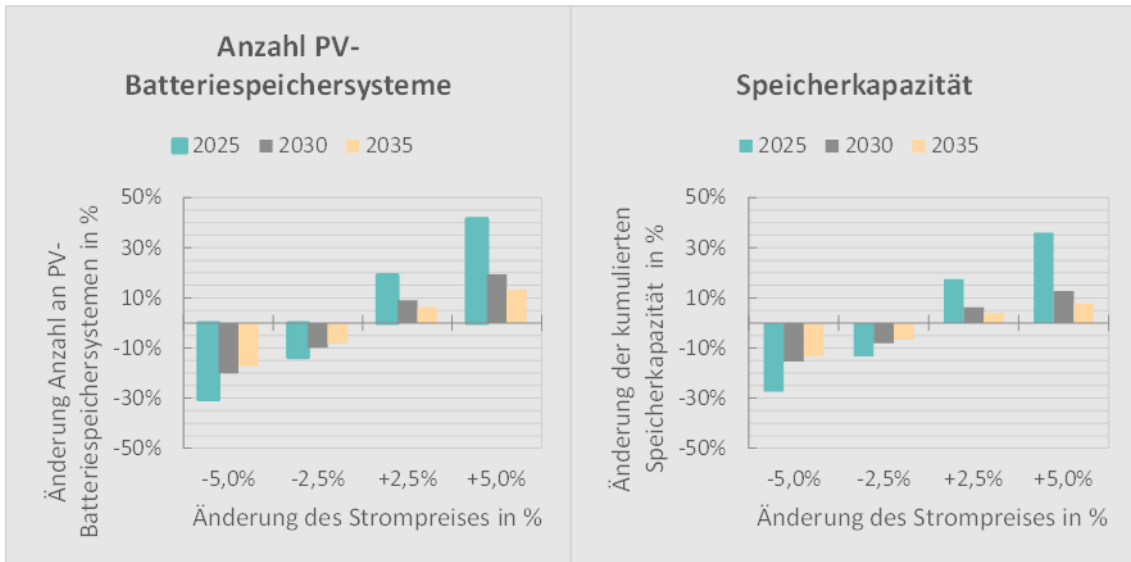


Bild 4.43: Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität im Maximal-Szenario bei Variation des Strompreises

Variation der Batteriespeicherkosten

Auch bei den Batteriespeicherkosten werden die Annahmen des Maximal-Szenarios von -5 % bis +5 % variiert (Bild 4.44). Ein Anstieg der Batteriespeicherkosten führt zu einer geringeren und langsameren Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen. Im Gegensatz dazu kommt es bei einer Reduktion der Batteriespeicherkosten zu einer schnelleren und stärkeren Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen. Dabei ist im Jahr 2035 ein Anstieg von bis zu 10 % möglich. Wie bereits im Basis-Szenario ist eine geringere Sensitivität bei der Speicherkapazität als bei der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen zu erkennen. Bei der Variation des Strompreises sind insgesamt höhere Änderungen zu beobachten als bei der Variation der Batteriespeicherkosten.

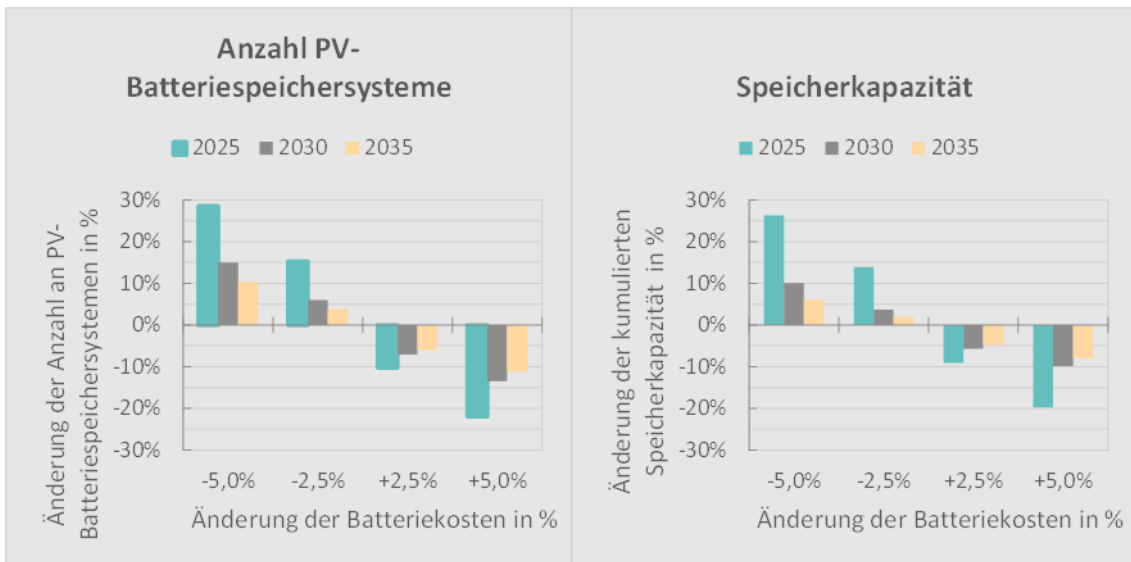


Bild 4.44: Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität im Maximal-Szenario bei Variation der Batteriecosten

Entwicklung der PV-Anlagenkosten

Wie im Basis-Szenario wird auch im Maximal-Szenario eine schnellere Kostendegression von PV-Aufdachanlagen untersucht. Die Kosten werden hierbei um bis zu 30 % reduziert. Die Ergebnisse

bzgl. Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und kumulierter Speicherkapazität für das Jahr 2035 sind in Bild 4.45 dargestellt. Eine Reduktion der PV-Anlagenkosten von 20 % bzw. 30 % führt bei der hier vorgenommenen ökonomischen Betrachtung zu einer vollständigen Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen in EFH/ ZFH. Dabei steigt die kumulierte Speicherkapazität bis zu einem Rückgang der PV-Anlagenkosten von 20 % auf rund 130 GWh an. Werden die PV-Anlagenkosten weiter reduziert, ergibt sich eine kumulierte Speicherkapazität von 123 GWh, was sich durch geringere durchschnittliche Batteriespeichergrößen ergibt.

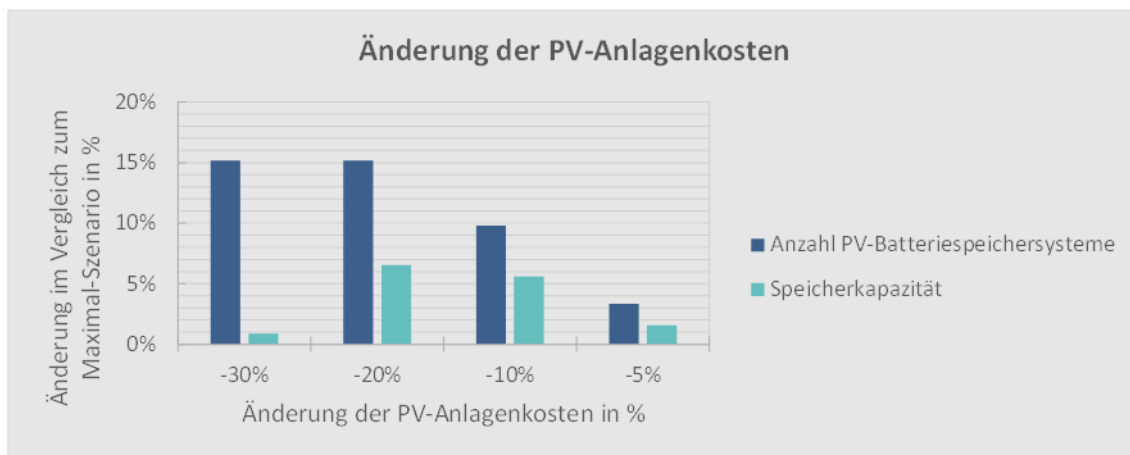


Bild 4.45: Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität für das Jahr 2035 im Maximal-Szenario bei schnellerer PV-Kostendegression

Wegfall des Ausbaudeckels für die Förderung von PV-Anlagen

Wie bereits im Basis-Szenario wird auch im Maximal-Szenario der Effekt der Entscheidung der Bundesregierung, den PV-Ausbaudeckel von 52 GW abzuschaffen, auf die Diffusion von PV-Batteriespeichersysteme untersucht. Es wird eine monatliche Degression der Einspeisevergütung von 1,8 % bis zum Jahr 2035 angenommen. Diese monatliche Degression ergibt sich aus der Annahme eines Zubaus an PV-Leistung von etwa 5,25 GW pro Jahr (installierte PV-Leistung in 2030 nach NEP C 2030 Szenario: 104,5 GW (BNetzA2019)).

Im Maximal-Szenario ergibt sich ein Anstieg von +6 % bei der kumulierten Speicherkapazität und ein Plus von 15 % bei der Anzahl der PV-Batteriespeichersysteme. Dies würde bedeuten, dass für nahezu alle EFH/ ZFH im Jahr 2035 ein PV-Batteriespeichersystem zur Eigenverbrauchsoptimierung wirtschaftlich würde. In der Realität wäre eine solch vollständige Verbreitung bei EFH/ ZFH nach Ansicht der Gutachter nicht zu erwarten, da ein Teil der Haushalte trotz gegebener Wirtschaftlichkeit aufgrund weiterer Hemmnisse (z. B. aufgrund fehlender Kapitalverfügbarkeit bei Eigenheimbesitzern, Unkenntnis oder andere sozio-ökonomischer oder organisationale Hemmnisse) nicht in ein PV-Batteriespeichersystem investieren würde.

Wegfall der EEG-Umlage

Als weitere Betrachtung wird die Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen unter Wegfall der im Strompreis beinhalteten EEG-Umlage ermittelt. Durch den Wegfall der EEG-Umlage reduziert sich der Strompreis für Haushalte substantiell, was zu einer langsamer voranschreitenden und geringeren Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen führt (Bild 4.46). Dabei reduziert sich bis zum Jahr die Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen im Vergleich zum Maximal-Szenario um 65 % auf rund 5 Millionen. Die kumulierte Speicherkapazität geht dabei um 57 % auf rund 52 GWh zurück.

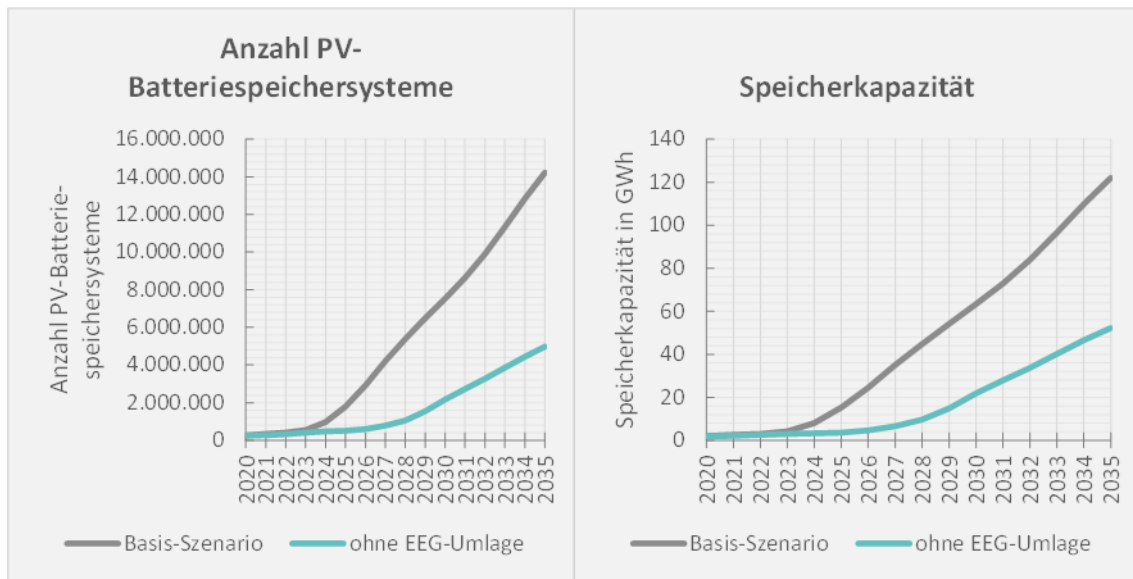


Bild 4.46: Entwicklung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität bei Wegfall der EEG-Umlage im Maximal-Szenario

4.3 Strommarkt-Szenario

Das Strommarkt-Szenario untersucht die Auswirkungen der Interaktion von PV-Batteriespeichersystemen mit dem zentralen Strommarkt für das Jahr 2030. Im Gegensatz zur Batteriespeicherbewirtschaftung im Basis- und Maximal-Szenario erhalten die Haushalte mit PV-Batteriespeichersystem innerhalb dieses Szenarios kein statisches Preissignal. Vielmehr erhalten die PV-Batteriespeichersysteme ein dynamisches stündliches Preissignal, auf dem die Strategie für die Bewirtschaftung von PV-Batteriespeichersystemen basiert. Dieses Preissignal wird innerhalb eines Strommarktmodells ermittelt, das mit der Bewirtschaftung der PV-Batteriespeichersysteme gekoppelt ist. Durch die Kopplung werden auch die Interaktion zwischen PV-Batteriespeichersystemen und dem deutschen Kraftwerkspark und resultierende Auswirkungen auf die Netzeinspeisung und den Netzbezug der Haushalte sowie die Stromgestehungskosten abgebildet.

4.3.1 Herangehensweise

Zur Ermittlung der Auswirkung einer strommarktorientierten Bewirtschaftung von PV-Batteriespeichersystemen, aber auch von Elektrofahrzeugen auf das Gesamtsystem sowie auf lokaler Ebene werden drei verschiedene Szenariovarianten definiert, für die Modellrechnungen durchgeführt wurden. Diese sind in Tabelle 4.2 zusammengefasst.

Die Szenariovarianten des Strommarkt-Szenarios werden für das Jahr 2030 berechnet. Die stündlichen Informationen zur Netzeinspeisung, zum Netzbezug sowie die insgesamt aus der strommarktorientierten Batteriespeicherbewirtschaftung resultierenden Lastprofile wurden für weitere Analysen in die Berechnung von Umlagen und Entgelten sowie die Verteilnetzmodellierung eingespeist.

Fokus	Bezeichnung	Beschreibung
System-/Marktwirkung	I) Aggregierte PV-Batteriespeichersystembewirtschaftung im Strommarkt	Implikationen der marktorientierten PV-Batteriespeichersystembewirtschaftung für den Strommarkt: Aggregierte Betrachtung und Modellierung aller Haushalte mit PV-Batteriespeichersystem in Deutschland.
Wirkung auf Einzelhaushalte	II) PV-Batteriespeichersystembewirtschaftung in Haushalten	Implikationen der marktorientierten PV-Batteriespeichersystembewirtschaftung für das lokale Stromnetz und für individuelle Einzelhaushalte.
Wirkung auf Einzelhaushalte	III) V2G und PV-Batteriespeichersystembewirtschaftung in Haushalte	Implikationen der marktorientierten Bewirtschaftung von Elektrofahrzeugen („Vehicle-to-Grid“ – V2G) und von PV-Batteriespeichersystemen für das lokale Stromnetz und für individuelle Einzelhaushalte.

Tabelle 4.2: Übersicht der durchgeführten Szenariovarianten im Strommarkt-Szenario

4.3.2 Modellaufbau und Szenarioarchitektur

Für die Untersuchung der in Tabelle 4.2 aufgezeigten Szenariovarianten wird ein gemeinsamer Szenariorahmen definiert: Grundsätzlich baut das Strommarkt-Szenario hinsichtlich der Annahmen für die Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen sowie der Ausstattung von Haushalten mit Wärmepumpen und der Diffusion von Elektrofahrzeugen auf den Ergebnissen des Maximal-Szenarios auf. Der zentrale Unterschied zum Maximal-Szenario ergibt sich dadurch, dass davon ausgegangen wird, dass alle Haushalte, die über ein PV-Batteriespeichersystem verfügen, unmittelbaren Marktzugang besitzen. Dies bedeutet, dass diese Haushalte Strom zu einem stündlich variierenden Tarif beziehen und verkaufen können und somit durch Stromhandel die Kosten für den eigenen Strombezug optimieren oder unter Umständen Einnahmen generieren können.

Zur Vermeidung unerwünschter Effekte werden in allen betrachteten Szenariovarianten beim Verkauf von Strom Transaktionskosten in Höhe von 10 % des Marktpreises unterstellt. Darüber hinaus sind die betrachteten Haushalte vollständig von Umlagen und Steuern befreit. Dies bedeutet, dass aus Sicht der Haushalte innerhalb des Strommarkt-Szenarios nicht die Möglichkeit besteht, durch die Erhöhung des Eigenversorgungsgrades Entgelte und Umlagen zu vermeiden, sondern die Speicherbewirtschaftung lediglich von den Stromgestehungskosten aus dem Strommarkt, der PV-Erzeugung sowie der Haushaltsnachfrage abhängt. Sowohl für die Batteriespeichersysteme als auch für die PV-Anlage besteht die Möglichkeit, Strom ins Netz einzuspeisen. Darüber hinaus wird weder für die PV-Batteriespeichersysteme noch für die Elektrofahrzeuge eine zusätzliche Alterung durch die strommarktbasierete Betriebsweise betrachtet. Dadurch repräsentieren die Szenariovarianten „Leitplanken“ für den maximal möglichen marktorientierten Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen bzw. Elektrofahrzeugen.

Zusätzlich werden jedoch innerhalb der Varianten unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt, durch die sich Änderungen in den Annahmen ergeben. Auf diese wird an dieser Stelle kurz eingegangen.

I) Aggregierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Strommarkt

Aufgrund der im Maximal-Szenario für Haushalte in EFH und ZFH ermittelten kumulierten Leistungen ist davon auszugehen, dass die Stromerzeugung und der Batteriespeichereinsatz dieser Haushalte einen Hebel darstellen, der sich signifikant auf den Strommarkt auswirkt. Entsprechend wurde für die erste Szenariovariante das Ziel formuliert, nicht nur die Auswirkungen der strommarktorientierten Bewirtschaftung der PV-Batteriespeichersysteme auf die Haushalte zu

analysieren, sondern insbesondere den umgekehrten Fall, die Auswirkungen des Batteriespeichereinsatzes auf das Stromsystem bzw. den Strommarkt zu untersuchen.

In der Konsequenz ist es notwendig, die Stromerzeugung endogen innerhalb des PV-Batteriespeichersystemmodells abzubilden, um Rückkopplungen des Batteriespeichereinsatzes auf den Strommarkt berücksichtigen. Dazu wird in das verwendete PV-Batteriespeichersystemmodell ein vereinfachtes Strommarktmodell integriert, welches den deutschen Kraftwerkspark abbildet. Aufgrund des thematischen Schwerpunktes auf der Modellierung einer dynamischen Bewirtschaftung von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen wird dabei eine stündliche Merit-Order innerhalb der Systemgrenzen Deutschlands gebildet, d. h. Stromimporte- und -exporte werden nicht abgebildet. Das deutsche Stromnetz wird im Rahmen der Analysen in Abschnitt 5.2.3 weitergehend betrachtet, jedoch nicht innerhalb des Strommarktmodells. Zur Deckung der Nachfrage innerhalb des Modells werden die Grenzkosten der Kraftwerke unter Nutzung von technologiespezifischen Kennwerten wie Erzeugungsleistung, dem CO₂-Ausstoß, der Effizienz in Abhängigkeit von Alter und Kraftwerkstyp sowie von ökonomischen Parametern wie Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Zertifikate berechnet und aufsteigend für jede Stunde des Betrachtungszeitraumes geordnet. Die Nachfrage sowie die Stromeinspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen werden exogen vorgegeben. Anschließend wird für jede Stunde unter Berücksichtigung der stündlichen Nachfrage das preissetzende Kraftwerk und korrespondierende Stromgestehungskosten ermittelt. Für weitere Informationen zum verwendeten Strommarktmodell sei auf Kühnbaach et al. (2020)⁴⁵ verwiesen

Die Simulation des Strommarktes basiert auf den Annahmen des Netzentwicklungsplanes 2030 (2019), Szenario C 2030⁴⁶, das damit die Annahmen aus dem Maximal-Szenario um weitere Rahmenparameter ergänzt. Tabelle 4.3 zeigt relevante Kenngrößen des Szenarios in der Übersicht und weist aus, ob diese dem NEP-C 2030-Szenario entnommen sind oder auf den Ergebnissen des Maximal-Szenarios basieren.

Kennzahl	Menge	Quelle
Anzahl PV-Batteriespeichersysteme in Millionen	7,5	BMWi Batteriespeicher – Maximal-Szenario
Anzahl PV-Aufdachanlagen in Millionen	7,5	BMWi Batteriespeicher – Maximal-Szenario
Erzeugung PV gesamt [TWh/a]	99,2	NEP C 2030
installierte Leistung PV gesamt [GW]	104,5	NEP C 2030
Nettostromverbrauch DE Gesamt [TWh/a]	576,5	NEP C 2030

Tabelle 4.3: Übersicht zu Szenarioparametern des Strommarkt-Szenarios.

Aus Komplexitätsgründen ist es im Strommarkt-Szenario nicht möglich, alle Haushalte in EFH und ZFH mit PV-Batteriespeichersystemen (rund 7,5 Millionen Haushalte) individuell zu modellieren. Für Szenariovariante I werden daher die Durchschnittsprofile für die verschiedenen Technologiekonfigurationen aus dem Maximal-Szenario verwendet und in insgesamt 100 Profile disaggregiert. Diese werden zu Gruppen zusammengefasst. Für jedes Profil innerhalb der ersten

⁴⁵ Kühnbaach, Matthias; Stute, Judith; Gnann, Till; Wietschel, Martin; Marwitz, Simon; Klobasa, Marian (2020): "Impact of electric vehicles: Will German households pay less for electricity?" In: Energy Strategy Reviews 32, S. 100568. DOI: 10.1016/j.esr.2020.100568.

⁴⁶ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2019), „Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf. Zugriff am: 23. April 2021.

Gruppen wird, ausgehend von einem Strommarktpreis ohne aktive Batteriespeicherbewirtschaftung, die optimale Bewirtschaftung ermittelt. Anschließend werden die resultierenden Profile an das Strommarktmodell übergeben und die sich – neu – ergebenden Strommarktpreise ermittelt. Diese Preise werden anschließend an die zweite Gruppe weitergegeben usw. Somit wird für die Berechnung der Stromgestehungskosten auch die Interaktion mit den PV-Batteriespeichersystemen selbst berücksichtigt. Indem die Merit-Order der Kraftwerke und die resultierenden Stromgestehungskosten innerhalb des Strommarktmodells iterativ berechnet werden, erhalten alle Gruppen somit unterschiedliche Preissignale.

Da die Batteriespeicherbewirtschaftung auf einem nationalen Anreizsignal basiert, wird nicht davon ausgegangen, dass regionale strukturelle Unterschiede bestehen. Für die Betrachtung von Netzbezug und Netzeinspeisung der Haushalte auf Landkreisebene werden daher die Haushalte, die über ein PV-Batteriespeichersystem verfügen, analog zur Verteilung im Maximal-Szenario auf die Landkreise verteilt.

II) PV-Batteriespeicherbewirtschaftung in Haushalten

Die Heterogenität der Haushalte sowie die unterschiedlichen Preissignale führen zu Durchschnittseffekten auf der Systemebene. Dies bedeutet, dass es innerhalb einer Stunde sowohl zu Netzeinspeisung als auch Netzbezug durch die Haushalte kommen kann. Die lokale Verteilnetzwerkung wird jedoch vom Verhalten der einzelnen Haushalte bestimmt. Um dieses – zusätzlich zu den Auswirkungen auf den Strommarkt – zu analysieren, werden in der zweiten Szenariovariante alle bereits im Maximal-Szenario untersuchten individuellen Haushaltsprofile inklusive der durch das Diffusionsmodell ermittelten Technologiekonfiguration (insgesamt ca. 2.500 Haushalte) zufällig einem Preissignal aus der aggregierten Batteriespeicherbewirtschaftung im Strommarkt (Szenariovariante I) zugeordnet und die Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems auf Basis dieses Preissignals simuliert. Dies bedeutet, dass hier keine dynamische Interaktion mit dem Strommarkt modelliert wurde, sondern die aus Szenariovariante I entnommenen Preissignale als Anreiz für die Batteriespeicherbewirtschaftung herangezogen werden.

Bild 4.47 stellt schematisch die Stromflüsse innerhalb eines Haushaltes mit PV-Batteriespeichersystem dar (gilt auch für Szenariovariante I). Dabei ist Netzeinspeisung sowohl durch den Batteriespeicher als auch durch die PV-Anlage möglich. Der Stromverbrauch des Elektrofahrzeugs wird in den Szenariovarianten I und II als statischer Teil der Stromnachfrage des Haushalts betrachtet und ist somit zeitlich nicht verschiebbar.

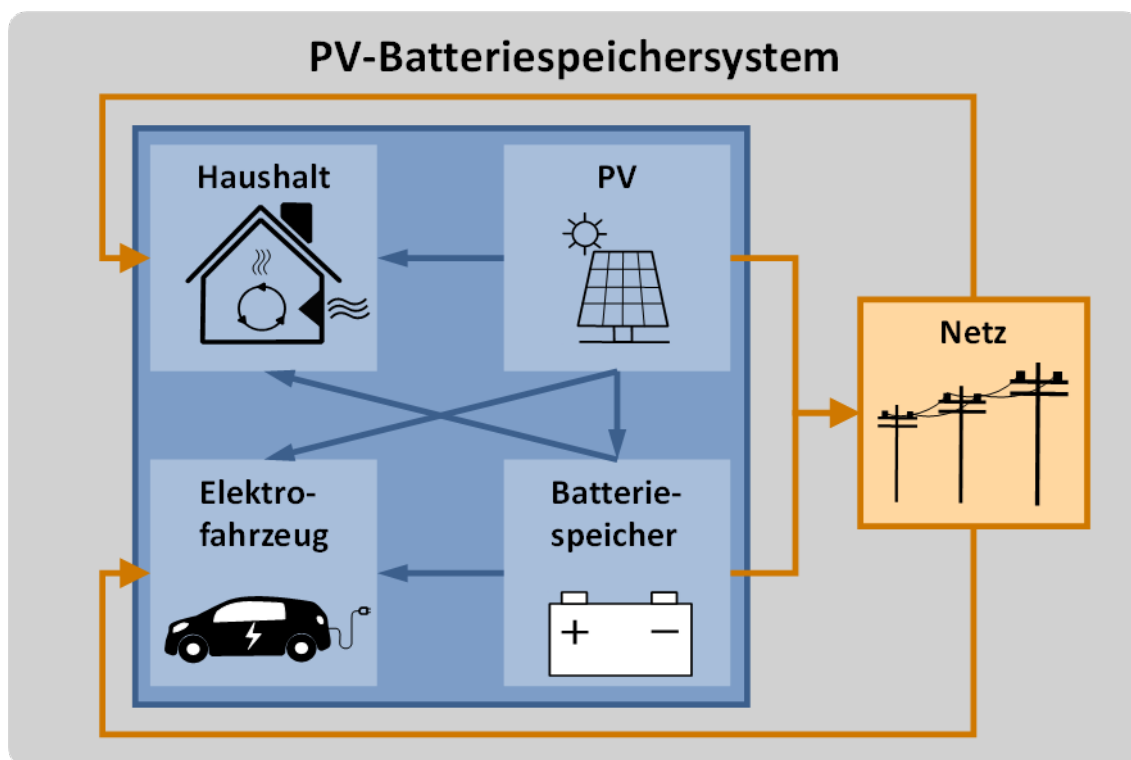


Bild 4.47: Mögliche Stromflüsse in den Szenariovarianten I und II: Das PV-Batteriespeichersystem wird strommarktorientiert bewirtschaftet. In Haushalten mit EV ist dessen Ladevorgang unflexibel.

III) V2G und PV-Batteriespeicherbewirtschaftung in Haushalten

Die Szenariovariante III stellt eine Erweiterung der Szenariovariante II, PV-Batteriespeicherbewirtschaftung in Haushalten, dar. Hier wird angenommen, dass – wie im zweiten Szenario – alle simulierten Haushalte in EFH und ZFH über ein PV-Batteriespeichersystem verfügen. Zusätzlich haben Haushalte mit Elektrofahrzeug die Möglichkeit, einen Teil der Fahrzeugbatterie als zusätzliche Flexibilitätsoption einzusetzen. Hierbei wird davon ausgegangen, dass durch das Elektrofahrzeug einerseits der Strombezug optimiert werden kann und andererseits ein Teil der Fahrzeugbatterie auch für Rückspeisung, sogenanntes „Vehicle-to-Grid“ (V2G), genutzt werden kann. Hierbei wird von einer durchschnittlichen Ladeleistung von 6,2 kW je Ladeeinrichtung ausgegangen⁴⁷ und entsprechend angenommen, dass für V2G 6,2 kWh zur Verfügung stehen. Bild 4.48 illustriert die möglichen Stromflüsse, die sich in dieser Szenariovariante ergeben. Analog zum Batteriespeicher kann auch der flexible Teil der Elektrofahrzeug-Batterie sowohl für die Interaktion mit dem Strommarkt als auch zur zeitlich verschobenen Deckung des Haushaltsstrombedarfs (wenn vorhanden, auch der Wärmepumpe) durch die PV-Anlage verwendet werden.

⁴⁷ Gnann, T.; Speth, Daniel (2021): "Electric vehicle profiles for the research project "MODEX EnSaVes – Model experiments – development paths for new power applications and their impact on critical supply situations"; Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI

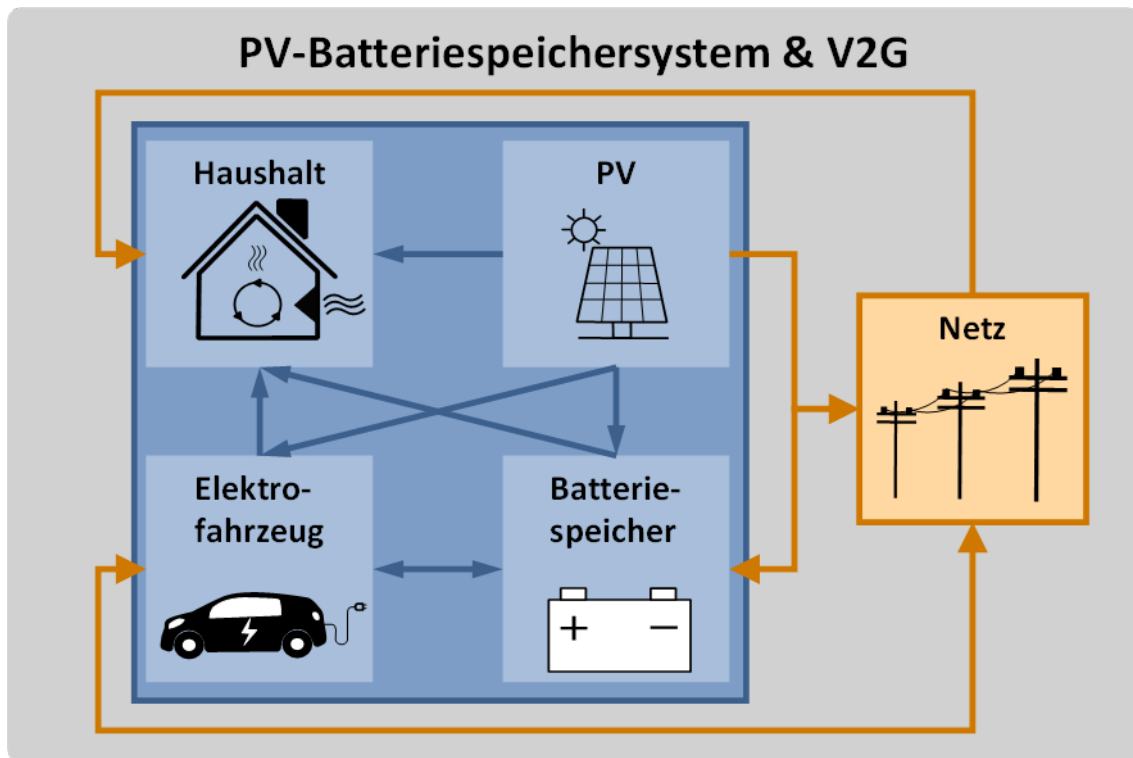


Bild 4.48: Mögliche Stromflüsse in den Szenariovarianten III, d. h. bei strommarktorientierter Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems und bidirektionalem Laden von Elektrofahrzeugen (V2G).

Die Modellierung von V2G grenzt sich insofern von der Modellierung der PV-Batteriespeichersysteme ab, als dass der für V2G genutzte Teil der Fahrzeugbatterie nicht zu jedem Zeitpunkt verfügbar ist. Im Rahmen des Projekts wird angenommen und entsprechend im Rahmen der Modellierung berücksichtigt, dass die betrachteten Elektrofahrzeuge lediglich zuhause geladen werden können. Der Standort der Fahrzeuge sowie die Angabe, ob diese parken oder fahren (und somit die Fahrzeugbatterie entladen) ist abhängig vom Fahrprofil, das für jedes Elektrofahrzeug unterstellt ist⁴⁸. Wie Bild 4.49 zeigt, ist die Verfügbarkeit der Fahrzeuge im Haushalt insbesondere in den Morgen- und Abendstunden hoch.

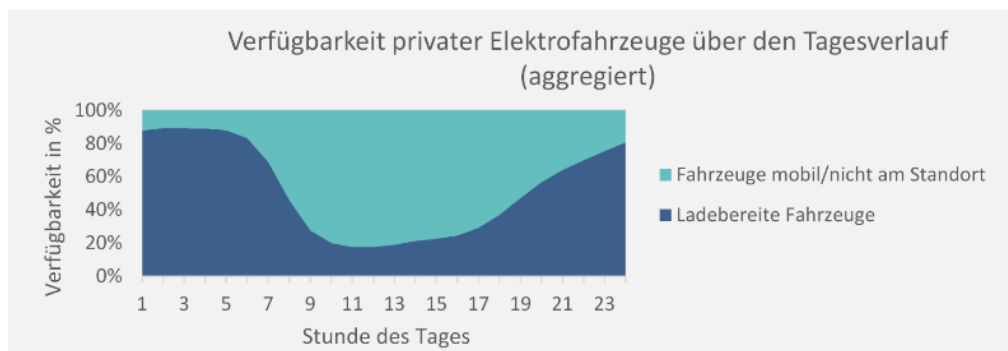


Bild 4.49: Verfügbarkeit der untersuchten Elektrofahrzeuge im Durchschnitt über den Tagesverlauf (aggregiert über alle betrachteten Fahrzeuge).

⁴⁸ Die den Fahrprofilen entsprechenden Entlade- Verfügbarkeitsprofile sind – analog zur Ladeleistung – Gnann und Speth (2021) entnommen (Gnann, T.; Speth, D. (2021): "Electric vehicle profiles for the research project "MODEX EnSaVes – Model experiments – development paths for new power applications and their impact on critical supply situations"; Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.)

4.3.3 Ergebnisse Strommarkt-Szenariovarianten

Im Folgenden werden die Ergebnisse der PV-Batteriespeichersystem- und Elektrofahrzeugmodellierung vorgestellt. Zunächst wird dabei auf die aggregierte Bewirtschaftung im Strommarkt eingegangen. Die Ergebnisanalyse der Simulation von Einzelprofilen findet im direkten Vergleich der Szenariovarianten statt.

Aggregierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Strommarkt

Die Simulation von PV-Batteriespeichersystemen im Strommarkt berücksichtigt die gesamte PV- und Speicherkapazität Deutschlands, entnommen aus dem Maximal-Szenario (Abschnitt 4.2.5). An dieser Stelle sei nochmals darauf verwiesen, dass für diese Szenariovariante mit Durchschnittslastprofilen für jede Technologiekonfiguration gerechnet wird (auch diese wird dem Maximal-Szenario entnommen). Daher ist eine Vergleichbarkeit mit den Szenariovarianten II und III nur begrenzt möglich.

Bild 4.50 zeigt die Implikationen einer strommarktorientierten Batteriespeicherbewirtschaftung, d. h., das aggregierte Verhalten der Haushalte mit PV-Batteriespeichersystem in Deutschland. In der Abbildung wird die aggregierte Netzeinspeisung und der aggregierte Strombezug aller Haushalte, die über eine PV-Anlage verfügen, ohne und mit Batteriespeicher gegenübergestellt.

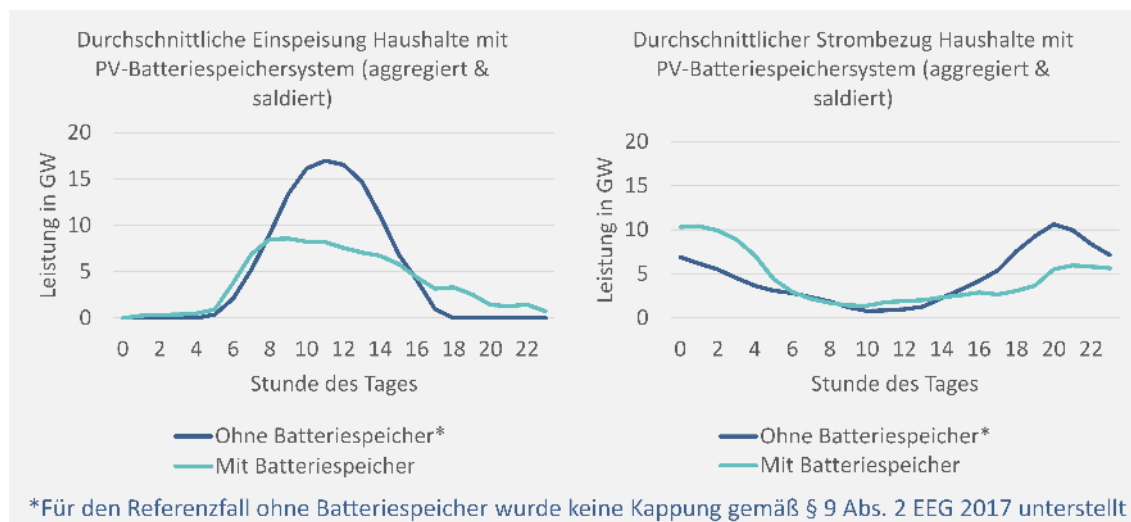


Bild 4.50: Aggregierte Einspeisung und aggregierter Strombezug der Haushalte mit PV-Batteriespeichersystem durchschnittlich im Tagesverlauf

Wie aus Bild 4.50 ersichtlich ist, führt der marktpreisgetriebene Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen dazu, dass die mittlere Einspeisung (links) vor allem in den Mittagsstunden deutlich reduziert wird. Während Teile der Einspeisung in die Morgenstunden (5:00 Uhr bis 7:00 Uhr) sowie in die Abend- und Nachtstunden verschoben werden, nimmt die Einspeisung insgesamt ab, da der Batteriespeicher dazu genutzt wird, den Eigenversorgungsgrad zu erhöhen. Der Strombezug der Haushalte mit Batteriespeicher aus dem Netz verlagert sich insbesondere von den Abendstunden in die frühen Morgenstunden. Insgesamt sind die genannten Effekte im Durchschnitt auf hohe Residuallasten in den Morgen- und Abendstunden zurückzuführen, die einerseits aus einer hohen Nachfrage aus dem Haushaltssektor und zum anderen aus geringen Einspeisungen aus PV-Anlagen herrührt. Die hohe Residuallast in den Morgen- und Abendstunden erfordert den Einsatz von Kraftwerken mit höheren Stromgestehungskosten und führt da-

her zu höheren Strompreisen (beispielsweise im Vergleich zu den Mittagsstunden). Daher besteht für die Haushalte ein Anreiz, die Flexibilität des Batteriespeichers zu nutzen, um gezielt den Strombezug zu diesen hohen Preisen zu vermeiden und die zur Deckung der Haushaltsnachfrage notwendigen Bezüge aus dem Netz in Zeiten mit einem geringeren Strompreis zu verlagern.

Die Einspeisung der PV-Anlagen der betrachteten Haushalte führt sowohl ohne Batteriespeichereinsatz als auch im Maximal-Szenario, in dem die Eigenversorgung der Haushalte angestrebt wird, trotz Kappung gemäß § 9 Abs. 2 EEG 2017 zu hohen maximalen Einspeisungen. Der Netzbezug der Haushalte wird in einer auf die Eigenversorgung ausgerichteten Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems jedoch lediglich geringer. Dies verändert sich bei einer strommarkt-orientierten Betriebsweise signifikant. Aufgrund der Möglichkeit der Batteriespeicher, auch ins Stromnetz einzuspeisen, steigt der maximale Netzbezug in Zeiten von geringer oder negativer Residuallast (hohes EE-Angebot) stark und über das Niveau der maximalen Einspeisung hinaus an. Insbesondere werden Nachtstunden genutzt, um die Batteriespeicher zu füllen und auf diese Weise den höheren Strompreisen zwischen 6:00 Uhr und 10:00 Uhr auszuweichen.

Der strommarktorientierte Flexibilitätseinsatz der Batteriespeicher in EFH und ZFH führt wie beschrieben zu einer Verstetigung der Residuallast (Reduktion der Standardabweichung), was bedeutet, dass sowohl Residuallastspitzen als auch Residuallasttäler (beispielsweise Phasen, in denen ein EE-Überschuss vorliegt) in ihrer Häufigkeit und Intensität reduziert werden. Im Hinblick auf die Stromerzeugung führt dies zu einer Reduktion der Stromerzeugung aus Spitzenlastkraftwerken (Gas) und einer entsprechenden Erhöhung der Stromerzeugung aus Grundlastkraftwerken, beispielsweise Steinkohlekraftwerken. Insgesamt hat der strommarktorientierte Einsatz von Batteriespeichern unter den gegebenen Annahmen einen preisdämpfenden Effekt auch bedingt dadurch, dass dieser zu einem verstetigten und entsprechend effizienteren Betrieb einzelner Kraftwerke führt.

Fazit aggregierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Strommarkt

Aufgrund der hohen Korrelation der Stromgestehungskosten, d. h. des Anreizsignals für die PV-Batteriespeichersysteme, und der Residuallast führt die strommarktgetriebene Bewirtschaftung der PV-Batteriespeichersysteme zu einer Verstetigung der Residuallast und damit zu einer verstärkten Marktintegration von erneuerbaren Energien. Gleichzeitig hat die Orientierung am Strommarkt signifikante Auswirkungen auf den Netzbezug der Haushalte. Die Analysen zeigen, dass die volle Kapazität des Batteriespeichers nicht nur für die Optimierung des Strombezugs der Haushalte, sondern vielmehr für den Stromhandel genutzt wird. Dies bedeutet, dass PV-Batteriespeichersysteme (zu jeder Jahreszeit) genutzt, um gezielt Stromhandel am Markt zu betreiben und von Preisdifferenzen über den Tagesverlauf zu profitieren.

Innerhalb des Modells wird vermieden, dass es zu einem Schwarmverhalten der Haushalte kommt, indem diese gruppiert und iterativ bewirtschaftet werden. Somit werden für die Bewirtschaftung der PV-Batteriespeichersysteme Strompreisänderungen, die aus dem geänderten Verhalten anderer PV-Batteriespeichersysteme resultieren, bereits berücksichtigt. Dennoch steigt der maximale Netzbezug durch die aktive Bewirtschaftung der Batteriespeicher stark an.

V2G und PV-Batteriespeicherbewirtschaftung in Haushalten

Bild 4.51 und Bild 4.53 stellen exemplarisch die für die Nachfragedeckung relevanten Stromflüsse von jeweils einem Haushalt für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August) dar. Der in Bild 4.51 gezeigte Haushalt verfügt über ein Elektrofahrzeug, Bild 4.53 zeigt einen Haushalt ohne Elektrofahrzeug. Analog dazu zeigen Bild 4.52 bzw. Bild 4.54 die Bewirtschaftung des zugehörigen PV-

Batteriespeichersystems. Die Batteriespeicherbewirtschaftung basiert auf einer mathematischen Optimierung, weshalb das Verhalten des Haushaltes nicht von vorab definierten Regeln abhängt („wenn...dann...“). Dennoch können drei prinzipielle Effekte identifiziert und unterschieden werden, die die Bewirtschaftung des Batteriespeichers und damit die Stromflüsse innerhalb der Haushalte bedingen: Zunächst (1) besteht auch bei einer strommarktorientierten Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems durch den Abzug von Transaktionskosten im Fall des Stromverkaufs ein Anreiz, Strom aus der PV-Anlage zur direkten Nachfragedeckung im Haushalt einzusetzen. Strommengen aus der PV-Anlage, die nicht direkt verbraucht werden, werden, sofern der Speicherfüllstand dies zulässt, in vielen Fällen zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt im Haushalt genutzt oder verkauft. Auf diese Weise kann der Marktwert des innerhalb des Haushaltes erzeugten Stromes erhöht werden (2). Dies führt teilweise auch zu einer Abflachung der PV-Einspeisung. Zuletzt (3) wird der Batteriespeicher – auch unabhängig von der PV-Anlage – genutzt, um die Strombeschaffungskosten zusätzlich zu reduzieren. Dies kann einerseits bedeuten, dass der Batteriespeicher beispielsweise in den frühen Morgenstunden befüllt wird, um den Strombezug zu einem späteren Zeitpunkt zu vermeiden. Zum anderen können die Strombeschaffungskosten durch Stromhandel unabhängig von der Deckung der Haushaltsstromnachfrage nochmals reduziert werden. Hierbei ist anzumerken, dass sowohl zur Steigerung des Marktwertes der PV-Erzeugung als auch zur weiteren Optimierung der Strombeschaffung die volle Leistung des Batteriespeichers ausgeschöpft wird.

Der Vergleich von Bild 4.51 und Bild 4.53 zeigt, dass das Lastprofil und die Technologiekonfiguration der Haushalte zwar die Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems beeinflussen. Jedoch kann festgestellt werden, dass diese für große Anlagengrößen und bei hoher Sonneneinstrahlung maßgeblich vom Marktpreisverlauf bestimmt wird.

Im Winter ist die Nachfragedeckung über die PV-Anlage häufig auch in den Mittagsstunden nicht mehr möglich. Entsprechend wird insbesondere in Haushalten mit Wärmepumpe (siehe Bild 4.55 bzw. Bild 4.56) die PV-Erzeugung weitgehend direkt genutzt. Der Batteriespeicher wird unter diesen Bedingungen hauptsächlich zum Stromhandel und zur Strombeschaffungsoptimierung eingesetzt (in Bild 4.55 wird Strom am 16. Januar morgens zu einem vergleichsweise günstigeren Preis bezogen und der Bedarf in den darauffolgenden Stunden aus dem Batteriespeicher gedeckt).

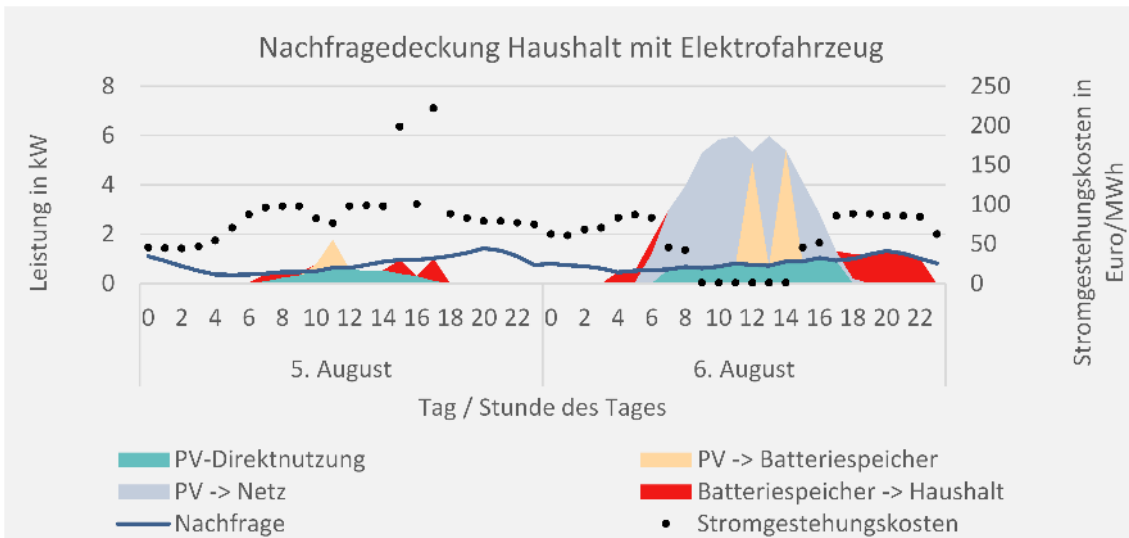


Bild 4.51: Nachfragedeckung über das PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt mit Elektrofahrzeug für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August, Szenariovariante II).

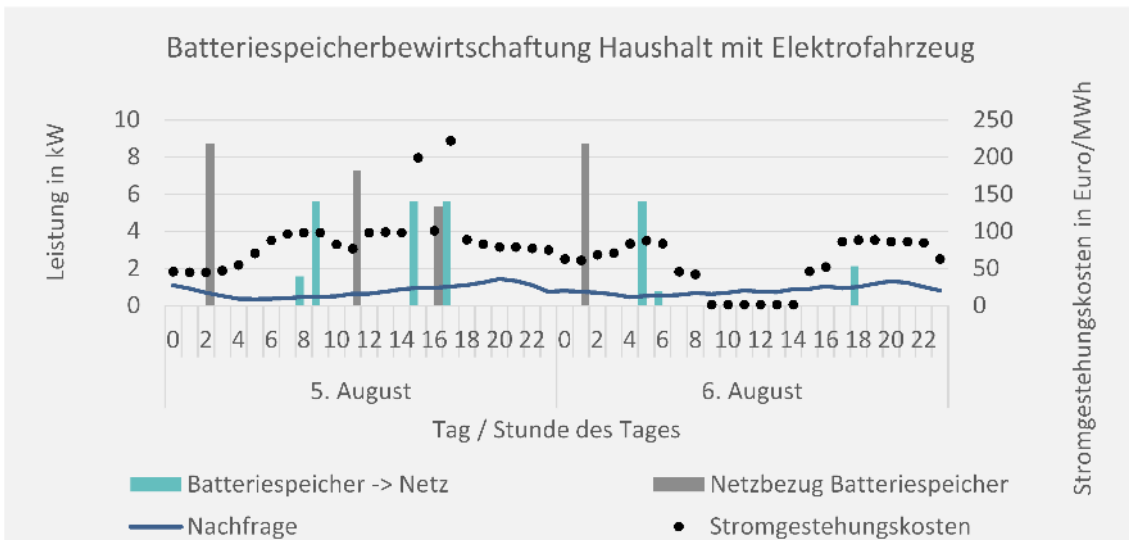


Bild 4.52: Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt mit Elektrofahrzeug für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August, Szenariovariante II).

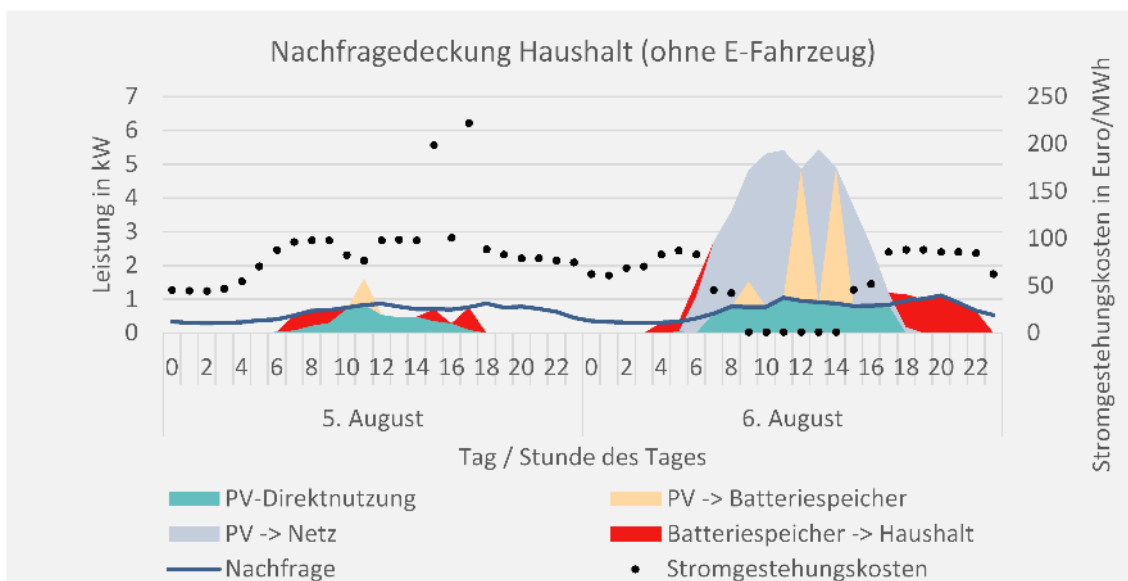


Bild 4.53: Nachfragedeckung über das PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt ohne Elektrofahrzeug für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August, Szenariovariante II).

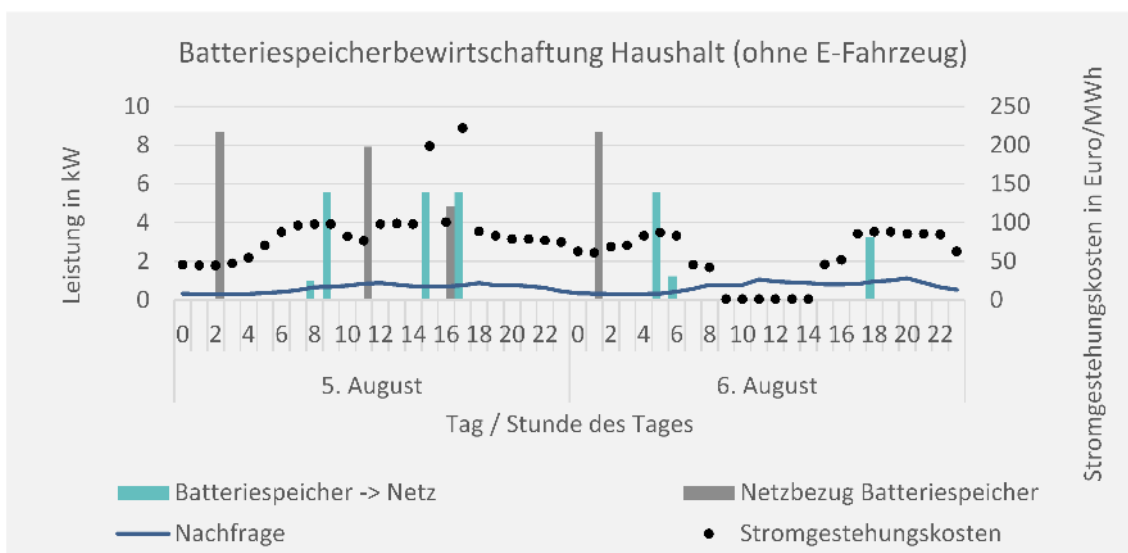


Bild 4.54: Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt ohne Elektrofahrzeug für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August, Szenariovariante II).

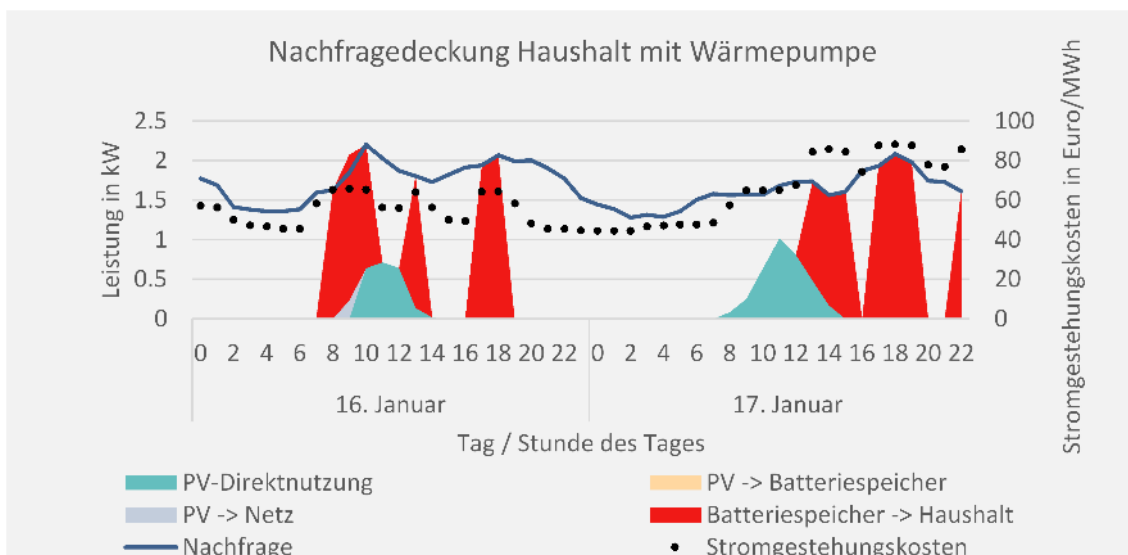


Bild 4.55: Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt mit Wärmepumpe für zwei Wintertage (16. bzw. 17. Januar, Szenariovariante II).

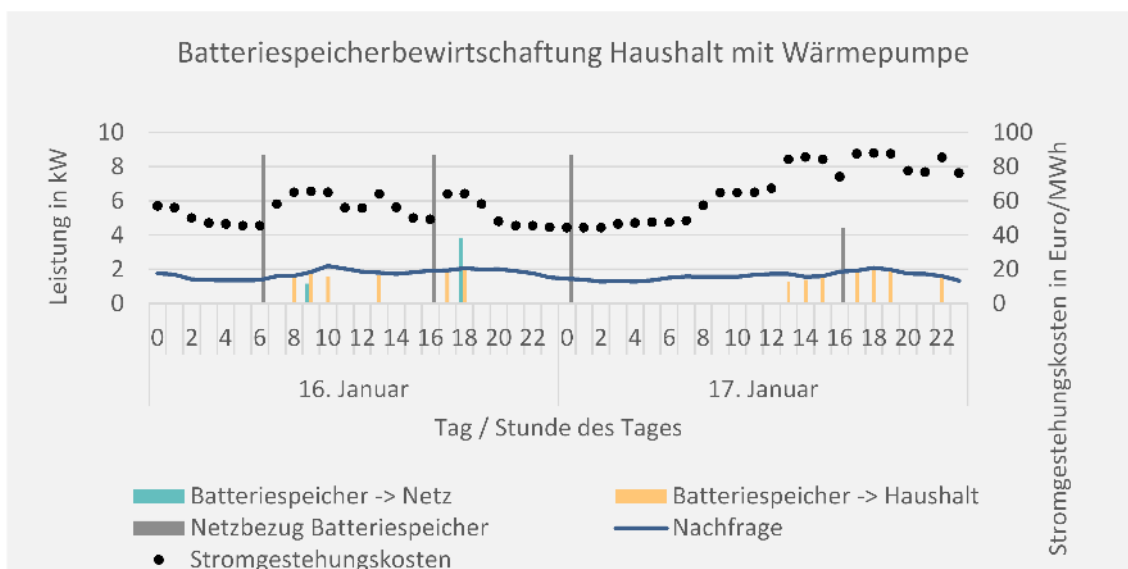


Bild 4.56: Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt mit Wärmepumpe für zwei Wintertage (16. bzw. 17. Januar, Szenariovariante II).

Vergleich der Szenariovarianten II & III

Zur Analyse und Illustration der strommarktorientierten Batteriespeicher- und Elektrofahrzeugbewirtschaftung werden die Szenariovarianten II und III im Folgenden mit den Ergebnissen des Maximal-Szenarios sowie den Haushalten ohne Speicher verglichen.

Im Rahmen des Maximal-Szenarios sind die PV-Batteriespeichersysteme in EFH und ZFH eigenversorgungsorientiert modelliert. Entsprechend erreichen die modellierten Haushalte hier die höchsten Eigenverbrauchsgrade (siehe Bild 4.57). Der Eigenverbrauch ist in diesem Kontext definiert als diejenigen Strommengen, die von der PV-Anlage des Haushaltes erzeugt und direkt oder zu einem späteren Zeitpunkt zur Nachfragedeckung des Haushaltes (bzw. des Elektrofahrzeugs oder der Wärmepumpe) verbraucht werden, im Verhältnis zur gesamten über den Jahresverlauf erzeugten Strommenge der PV-Anlage. Im Vergleich zu Haushalten ohne Wärmepumpe und Elektrofahrzeug sinkt der Eigenverbrauchsgrad im Maximal-Szenario für alle weiteren Technologiekonfigurationen geringfügig. Diese stellen zwar zusätzliche Verbraucher dar, weshalb die

Haushalte absolut mehr Strom selbst nutzen, jedoch werden in diesen Haushalten – ausgehend von ökonomischen Überlegungen – im Durchschnitt größere PV-Anlagen installiert, weswegen der Eigenverbrauchsgrad dieser Haushalte geringer ausfällt.

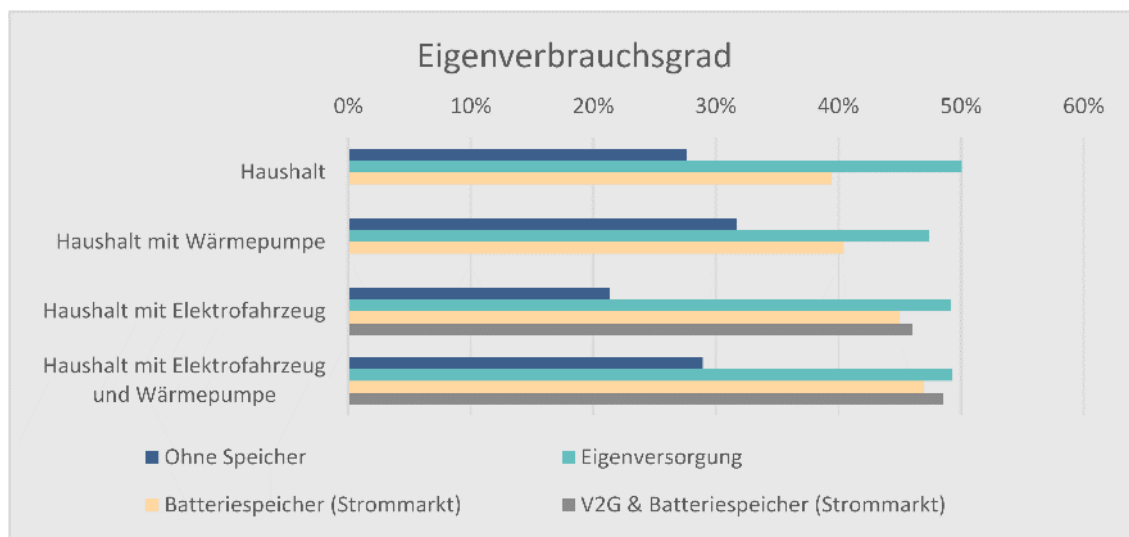


Bild 4.57: *Eigenverbrauchsgrad nach Szenariovariante, „Eigenversorgung“ bezeichnet hierbei die eigenverbrauchsorientierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Maximal-Szenario.*

Bild 4.57 zeigt gleichzeitig, dass der Batteriespeichereinsatz auch in den strommarktorientierten Szenariovarianten II und III zu einer substantziellen Erhöhung des Eigenverbrauchsgrades führt. Da hier jedoch das Ziel der Kostenminimierung des Haushaltes am Strommarkt als Ziel vorgegeben ist, wird die Eigenversorgung nicht explizit verfolgt. Der Vergleich der Haushalte, die lediglich den Batteriespeicher aktiv bewirtschaften mit denen, die zusätzlich die Batterie des Elektrofahrzeugs am Strommarkt einsetzen (Szenariovariante II vs. Szenariovariante III), illustriert, dass die Fahrzeugbatterie als zusätzliche Flexibilität nicht nur zum Stromhandel, sondern auch zur verbesserten Nutzung des innerhalb des Haushaltes erzeugten Stroms eingesetzt wird. Das bedeutet, dass von der PV-Anlage erzeugte Energiemengen, die in der Szenariovariante II, d.h. ohne V2G, ins Netz geleitet werden, in der Szenariovariante III, V2G, teilweise in der Fahrzeugbatterie zwischengespeichert werden, um diese beispielsweise zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs zu nutzen. Daher erhöht V2G den Eigenverbrauchsgrad.

Maximaler Netzbezug und maximale Netzeinspeisung

Die strommarktorientierte Bewirtschaftung der PV-Batteriespeichersysteme führt zu vergleichsweise größeren Belastungen im Netz. Dies hat bereits die Analyse der Ergebnisse zur Szenariovariante I gezeigt. Der maximale Netzbezug der Haushalte (siehe Bild 4.58) steigt signifikant an, da die Batteriespeicher zur Beschaffungsoptimierung aktiv Strom aus dem Netz beziehen anstatt lediglich aus der PV-Anlage. Wie die Abbildung zeigt, gilt dies für alle Fälle. Der Vergleich des Netzbezugs ohne Speicher und zur Eigenversorgung zeigt zusätzlich, dass letztere keine Belastung des Netzes (im Hinblick auf den maximalen Netzbezug) erbringt.

Für die Netzeinspeisung (siehe Bild 4.58) ist die Dimensionierung des PV-Batteriespeichersystems sowie im Falle von V2G zusätzlich der flexible Teil der Fahrzeugbatterie ausschlaggebend. Analog zum Netzbezug erhöht sich die maximale Belastung pro Haushalt in den strommarktorientierten Szenariovarianten deutlich.

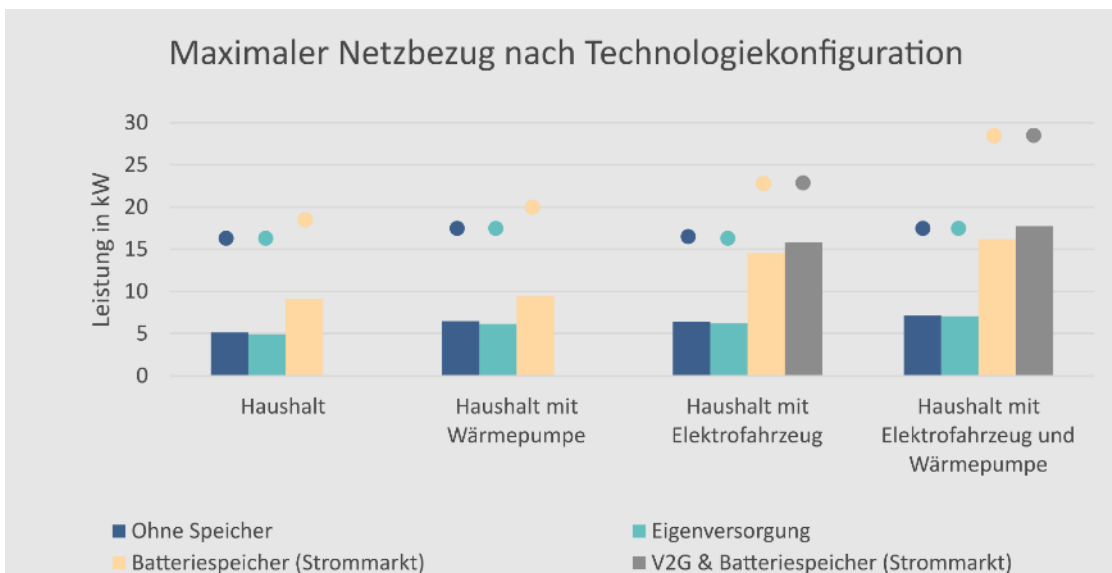


Bild 4.58: Vergleich des maximalen Netzbezugs bei eigenversorgungs- bzw. strommarktorientierter Bewirtschaftung. Die Säulen zeigen das durchschnittliche Maximum pro Haushaltstyp und Szenariovariante, Punkte visualisieren die absoluten Maxima. „Eigenversorgung“ bezeichnet die eigenverbrauchsorientierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Maximal-Szenario.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass sich die Maximalwerte sowohl im Hinblick auf die maximale Netzeinspeisung als auch auf den maximalen Netzbezug aufgrund der Heterogenität der Haushalte nicht zum gleichen Zeitpunkt einstellen. Für eine Analyse der maximalen zeitgleichen Betrachtung von Netzbezug und Netzeinspeisung sei auf Bild 4.50 verwiesen.

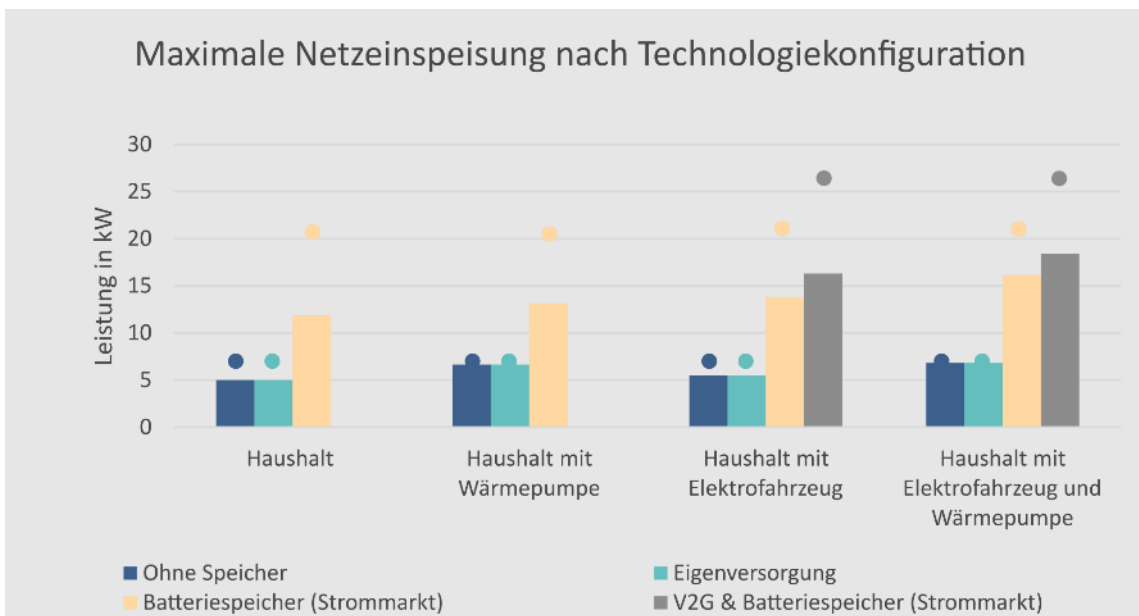


Bild 4.59: Vergleich der maximalen Netzeinspeisung bei eigenversorgungs- bzw. strommarktorientierter Bewirtschaftung. Die Säulen zeigen das durchschnittliche Maximum pro Haushaltstyp und Szenariovariante, Punkte visualisieren die absoluten Maxima. „Eigenversorgung“ bezeichnet die eigenverbrauchsorientierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Maximal-Szenario.

Auslastung der Batteriespeicher über das Jahr

Bild 4.60 zeigt die von den Batteriespeichern bzw. im Fall von V2G auch von Elektrofahrzeugen im Durchschnitt über alle Haushalte mit Wärmepumpe und Elektrofahrzeug ein- und ausgespeicherten Strommengen über das Jahr sowie die PV-Erzeugung und die Nachfrage der Haushalte.

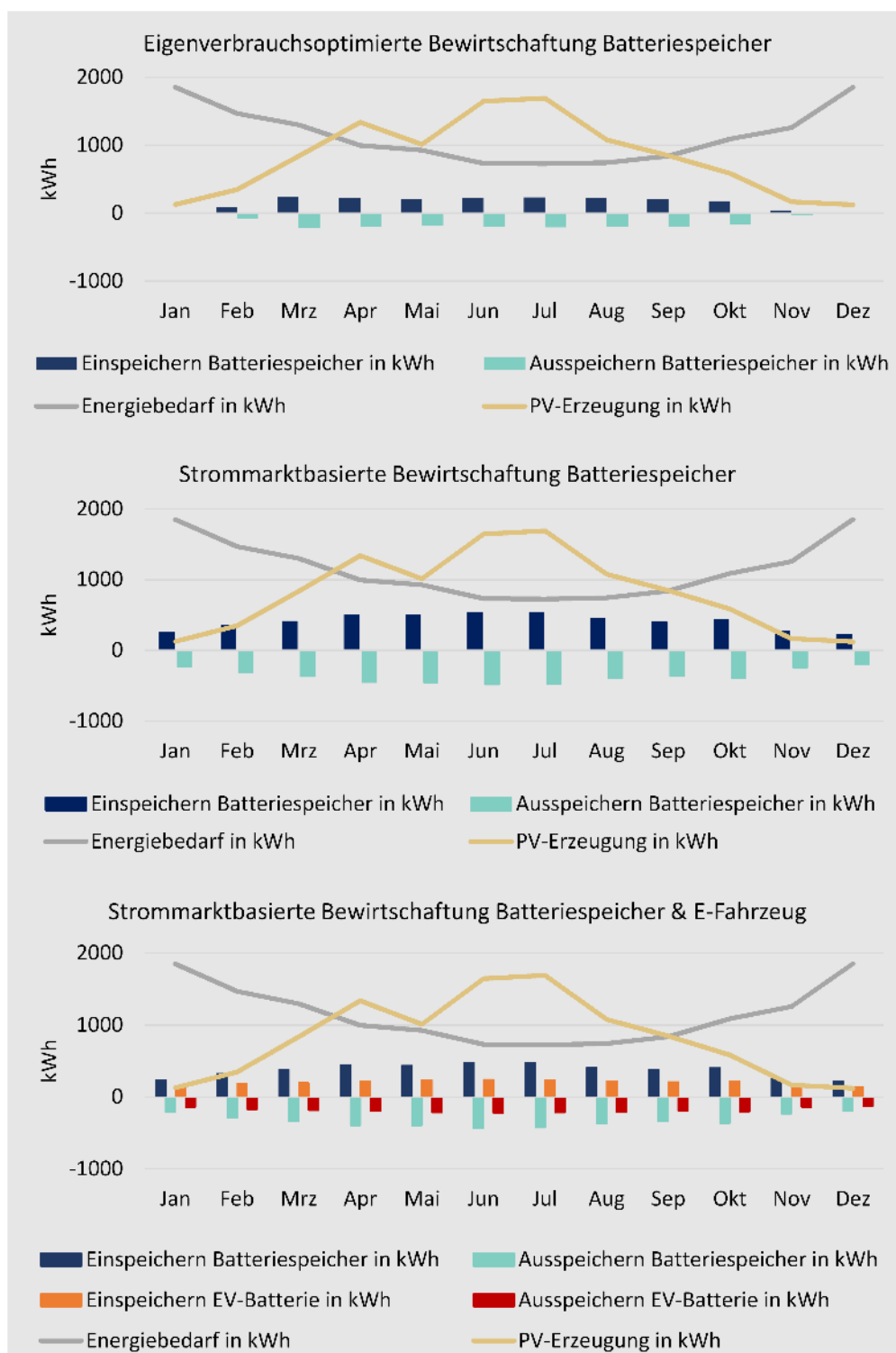


Bild 4.60: Auslastung des Batteriespeichers (alle Fälle) und des flexiblen Teils der Fahrzeugbatterie (V2G) im Jahresverlauf und im Durchschnitt über alle Haushalte mit Wärmepumpe und Elektrofahrzeug. „Eigenverbrauchsoptimierte Bewirtschaftung“ bezeichnet die Batteriespeicherbewirtschaftung im Maximal-Szenario.

Für alle Fälle zeigt sich, dass die Speichernutzung steigt, je höher die PV-Erzeugung ausfällt, da in den Wintermonaten große Teile der PV-Erzeugung zur direkten Nachfragedeckung genutzt werden.

Der Vergleich der Szenariovarianten macht deutlich, dass die strommarktorientierte Speicherbewirtschaftung die Speichernutzung – übereinstimmend mit den bereits beschriebenen Ergebnissen – über alle Monate deutlich erhöht. In Szenariovariante III führt die zusätzliche Option des bidirektionalen Ladens des Elektrofahrzeugs dazu, dass die Auslastung des Batteriespeichers leicht abnimmt.

Die Alterung des Batteriespeichers wird in keiner der Szenariovarianten innerhalb des Modells betrachtet. Bei der Ex-post-Analyse der Batteriespeicherbewirtschaftung kann zusätzlich festgestellt werden, dass trotz einer erhöhten Zyklenzahl die kalendarische Lebensdauer des Batteriespeichers (10 Jahre) bei einer strommarktorientierten Betriebsweise erreicht wird, d. h. ausschlaggebend für die Lebensdauer des Batteriespeichers ist weiterhin die kalendarische Alterung, nicht die erhöhte Zyklenzahl.

Jährliche Kostenreduktionen durch Flexibilitätseinsatz

Während in den innerhalb des Projekts verwendeten Modellen vorgegeben ist, ob ein Haushalt aktiv am Strommarkt teilnimmt, obliegt diese Entscheidung in der Realität den Haushalten selbst. Die ökonomische Attraktivität ist ein wesentliches Kriterium dafür, die Flexibilität der Batteriespeicher aktiv zu vermarkten und somit dem Stromsystem zur Verfügung zu stellen. In diesem Zusammenhang zeigt Bild 4.61, dass eine aktive Bewirtschaftung des Batteriespeichers die Strombeschaffungskosten – im Vergleich zu einer unflexiblen Strombeschaffung zu variablen Preisen am Strommarkt – für alle Haushaltstypen in erheblichem Maße reduziert.

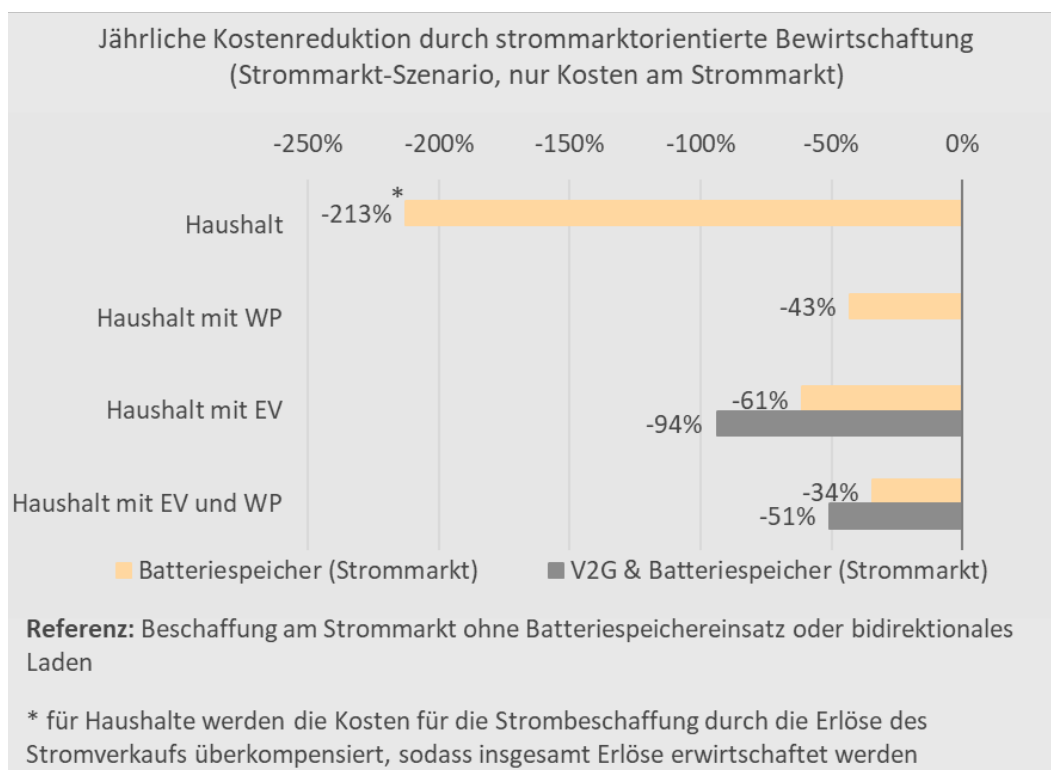


Bild 4.61: Vergleich der Kosten einer Partizipation am Strommarkt ohne Flexibilitätseinsatz mit Szenariovariante I, Batteriespeicher am Strommarkt, und Szenariovariante II, V2G & Batteriespeicher am Strommarkt. Die Balken visualisieren den Durchschnitt über alle Haushalte eines Haushaltstyps.

Für Haushalte ohne Wärmepumpe oder Elektrofahrzeug besteht im Durchschnitt die Möglichkeit, durch die strommarktorientierte Bewirtschaftung Einnahmen zu generieren. Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen (V2G) führt zu einer zusätzlichen Reduktion der jährlichen Kosten gegenüber der ausschließlichen Nutzung von Batteriespeichern.

Schlussfolgerungen zum Strommarkt-Szenario

Im Rahmen des Strommarkt-Szenarios ist die Prämisse festgelegt, dass Entgelte und Umlagen, die den Strompreis für Haushaltskunden maßgeblich beeinflussen, nicht betrachtet werden, sofern sie den Einsatz der Batteriespeicher am Strommarkt betreffen. Implizit wird damit unterstellt, dass die Batteriespeicher bei einer Rückspeisung von Entgelten und Umlagen befreit sind. Dieses Modelldesign wurde explizit gewählt, um das maximale Flexibilitätspotenzial von Batteriespeichern in Haushalten für den Einsatz im Strommarkt zu aktivieren. Unter diesen Annahmen zeigen die Ergebnisse, dass sowohl der Strombezug als auch die Stromeinspeisung ansteigen (höhere jährliche Netzeinspeisung, Netzbezug und maximale zeitgleiche Lasten der betrachteten EFH/ ZFH). Der Eigenverbrauch sowie Autarkiegrad von EFH/ ZFH reduziert sich durch die strommarktorientierte Betriebsweise hingegen. Die Analyse der ökonomischen Auswirkungen des strommarktorientierten Batteriespeichereinsatzes zeigt darüber hinaus, dass die Partizipation von Haushalten am Strommarkt (bzw. dynamische Tarife, die sich am Strommarktpreis orientieren) nur dann wirtschaftlich attraktiv ist, wenn diese tatsächlich über eine Flexibilitätsoption (z. B. Batteriespeicher, Elektrofahrzeug) verfügen. Hierbei erhöht ein stationärer Batteriespeicher den Marktwert einer PV-Einspeisung ins Netz und reduziert die Kosten für Strom durch eine optimierte Beschaffung. Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen erhöht die Wirtschaftlichkeit bei strommarktorientierter Betriebsweise ebenfalls. Aufgrund geringer Verfügbarkeiten von Elektrofahrzeugen insbesondere in Zeiten von hoher PV-Stromerzeugung sind die Auswirkungen des bidirektionalen Ladens auf die Netzbelastung jedoch gering.

4.4 Fazit

Der Vergleich der betrachteten Zubau-Szenarien für dezentrale Batteriespeicher zeigt, dass die weitere Entwicklung des Ausbaus von folgenden Parametern und Kenngrößen getrieben wird.

Entwicklung des Haushaltsstrompreises

Das aktuelle Niveau der Haushaltsstrompreise stellt für eine zunehmende Anzahl an Haushalten, die für eine Eigenversorgung in Frage kommen und eine PV-Anlage installieren können, auf Grund des Eigenversorgungsprivilegs einen wirtschaftlichen Anreiz für Eigenversorgung dar. Wenn Eigenverbrauchsquoten zwischen 30 % und 50 % erreicht werden können, ist die Anschaffung einer PV-Anlage in der Regel wirtschaftlich. Steigen die Haushaltsstrompreise weiter an, erhöht dies auch die Wirtschaftlichkeit für eine Eigenversorgung. Gleichzeitig werden aktuell Maßnahmen diskutiert, die zu einer Reduktion des Haushaltsstrompreises führen, u. a. Deckelung bzw. Absenkung der EEG-Umlage oder Anpassungen der Netzentgelte z. B. durch höhere Grundpreise. Die Analysen zeigen, dass diese Änderungen größere Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Verbreitung von PV-Batteriespeichersystemen haben können.

Die Sensitivitätsanalysen zum Wegfall der EEG-Umlage zeigen, dass dies auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen einen großen Einfluss haben kann. Die Verbreitung und Diffusion von PV-Batteriespeichern wären im Vergleich zum Maximalszenario deutlich geringer, da eine größere Anzahl an Haushalten keine Kosteneinsparungen mehr durch die Investition in einen Batteriespeicher erzielen kann.

Kosten für PV-Anlagen und Batteriespeicher

Die Entwicklung der Kosten für PV-Anlagen sowie Batteriespeicher ist von einer hohen Dynamik geprägt und hat in den letzten Jahren zu deutlichen Kostensenkungen geführt. Für die kommenden Jahre wird ebenfalls von weiteren Kostensenkungen ausgegangen. Die Analysen zu den Zubautrends insbesondere zwischen dem Basis- und Maximal-Szenario zeigen, dass diese Kostenentwicklung für die Verbreitung von größerer Bedeutung ist. Werden die angestrebten Kostenreduktionen erreicht, stellen PV-Batteriespeichersysteme für viele Haushalte eine wirtschaftlich attraktive Option dar, wenn sie in der Lage sind, eine PV-Anlage zu installieren.

Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen

Die zunehmende Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen bei Haushalten stellt eine dritte wichtige Einflussgröße dar, weil das Vorhandensein dieser Anwendungen die Eigenverbrauchsquote deutlich steigern kann. Insbesondere in Kombination mit einem Batteriespeicher erlauben diese Anwendungen es, einen größeren Anteil der PV-Erzeugung selbst zu nutzen. Im Maximal-Szenario ist für einen Großteil der Haushalte, die über ein Elektrofahrzeug verfügen, die Installation eines PV-Batteriespeichersystems wirtschaftlich.

5 Auswirkungen des Zubaus dezentraler Batteriespeicher

Ziel dieses Arbeitspakets ist, die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Batteriespeicher entsprechend den in Kapitel 4 ermittelten Entwicklungsszenarien auf die folgenden netz- und systembezogenen Wirkungsbereiche zu untersuchen:

- konventionelles Erzeugungssystem
- Verteilnetze
- Übertragungsnetze
- Netzentgelte
- Abgaben und Umlagen

5.1 Konventionelles Erzeugungssystem

Der Einsatz dezentraler Batteriespeicher kann die Einsatzweise und Auslegung des konventionellen Erzeugungssystems (thermische und hydraulische Kraftwerke) beeinflussen. Anders als die netzbezogenen Wirkungen, die wir nachfolgend in Abschnitt 5.2 diskutieren, hängen Wirkungen auf das konventionelle Erzeugungssystem nicht von den Standorten der dezentralen Speicher ab, sodass diese als systembezogene Wirkungen bezeichnet werden können. Mit Blick auf diese systembezogenen Wirkungen führt der Einsatz von dezentralen Speichern potenziell zu folgenden Wirkungen:

- Änderung der Residuallast-Ganglinie, die durch das konventionelle Erzeugungssystem gedeckt werden muss,
- Erhöhung des Regelleistungsbedarfs, da aus dem Einsatz von dezentralen Batteriespeichern zusätzliche Prognoseunsicherheiten resultieren, die auszugleichende Systembilanzungleichgewichte verursachen,
- Verringerung der durch das konventionelle Erzeugungssystem bereitzustellenden Regelleistung (RL), sofern sich dezentrale Batteriespeicher in nennenswertem Umfang an der Erbringung beteiligen.

Wie die Untersuchungen zu möglichen Anwendungsfeldern von dezentralen Batteriespeichern zeigen (siehe Kapitel 3), ist nicht zu erwarten, dass diese Speicher zur Verbesserung ihrer Wirtschaftlichkeit in großem Umfang am Markt für Regelleistung-Erbringung teilnehmen. Daher wird der letzte Untersuchungspunkt aus obiger Liste nicht weiter im Detail betrachtet.

5.1.1 Änderung der Residuallast-Ganglinie

Als Residuallast wird üblicherweise die Differenz zwischen der stündlichen Stromnachfrage (Last) und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bezeichnet. Die Residuallast ist folglich derjenige Anteil an der Last, der durch das konventionelle Erzeugungssystem gedeckt werden muss. Durch einen Aufwuchs der Anzahl dezentraler Batteriespeicher steigt die Stromnachfrage um die Höhe der Speicherverluste, die jedoch Größenordnungen kleiner als die Gesamtnachfrage sind. Allerdings beeinflusst die Einsatzweise der dezentralen Batteriespeicher die Stromentnahme- und -rückspeisungsprofile der Speicherbetreiber und damit die zu deckende Residuallast. Eine veränderte Residuallast wiederum kann Auswirkungen auf den Einsatz der zur Residuallastdeckung eingesetzten Kraftwerke des konventionellen Erzeugungssystems haben. Dies gilt vor allem, wenn sehr viele dezentrale Speicher mit gleichartigen Einsatzzielen gesteuert und somit hinsichtlich ihres Verhaltens synchronisiert werden.

Nachfolgend werden die wesentlichen Erkenntnisse jeweils für die im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Szenarien (Anwendungsfelder) – Basis- und Maximal-Szenario (Eigenversorgung) und Strommarkt-Szenario (zusätzlicher Einsatz am Strommarkt) – zusammengefasst.

Erkenntnisse Basis- und Maximal-Szenario

Durch die Installation von dezentralen Batteriespeichern zur Eigenversorgung kann ein größerer Teil der Energie, die von der an das Speichersystem angeschlossenen PV-Anlage erzeugt wird, zur Deckung der individuellen Nachfrage genutzt werden. Dadurch sinkt der Beitrag der Haushalte mit einem solchen dezentralen Batteriespeicher zur Residuallast, sodass für diese Haushalte weniger Energie vom konventionellen Erzeugungssystem bereitgestellt werden muss. Die Reduktion der Residuallast ist dabei umso größer, je mehr dezentrale Batteriespeicher im Gesamtsystem vorhanden sind, sodass sich im Maximal-Szenario eine deutlich größere Wirkung auf die Residuallast einstellt als im Basis-Szenario. Da Speicher weder Energie erzeugen noch (mit Ausnahme der Speicherverluste) verbrauchen, wird durch den Einsatz der dezentralen Batteriespeicher die insgesamt vom konventionellen Erzeugungssystem zur Verfügung zu stellende Energiemenge praktisch nicht verändert. Obwohl also die Gesamtmenge der durch Kraftwerke aus dem konventionellen Erzeugungssystem zu deckenden Nachfrage sich nicht ändert, kann sich durch die etwaigen zeitlichen Verschiebungen der Haushaltsnachfragen auch eine Verschiebung der Einsatzstunden verschiedener Erzeugungs-Technologien ergeben. Gleichzeitig ändert sich trotz der zeitlichen Verschiebung die maximale (und minimale) Residuallast jedoch nur marginal. Es kann insbesondere zu den Zeiten der maximalen Residuallast, die typischerweise an Winterabenden auftritt, nicht sicher von relevanten zur Verfügung stehenden Leistungsbeiträgen der dezentralen Batteriespeicher ausgegangen werden. Insofern sind durch die Zunahme von diesen Batteriespeichern wegen der nicht signifikant veränderten Maxima und Minima der Residuallast keine umfangreichen Änderungen des konventionellen Erzeugungssystems an sich zu erwarten.

Erkenntnisse Strommarkt-Szenario

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, werden PV-Batteriespeichersysteme in diesem Szenario nicht ausschließlich zur Eigenversorgung genutzt, sondern deren Speicherkapazität und auch ein Teil der Batteriespeicherkapazität von Elektrofahrzeugen werden aktiv zu Arbitragegeschäften am Strommarkt eingesetzt. Der Einsatz folgt grundsätzlich dem Muster, Energie zu Zeitpunkten geringer Preise zu speichern und zu Zeiten hoher Preise wieder zu verkaufen. Dadurch sinkt prinzipiell die Eigenversorgungsquote und der Beitrag der Haushalte mit einem solchen dezentralen Batteriespeicher zur Residuallast wird im Vergleich zum Maximal-Szenario, in dem eine identische Menge dieser dezentralen Batteriespeicher vorhanden ist, weniger stark reduziert. Die erhöhte Flexibilität der Nachfrage (Einspeichern von dezentralen Batteriespeichern bei geringen Preisen) und auch der Erzeugung (Ausspeichern von dezentralen Batteriespeichersystem bei hohen Preisen) wirkt dämpfend auf Preisspitzen. Da im Strommarkt-Szenario analog zum Maximal-Szenario von einer maximalen Durchdringung von dezentralen Batteriespeichern ausgegangen wird, die allein bei PV-Batteriespeichersystemen mit einer Leistung von etwa 122 GW und einer Speicherkapazität von gut 122 GWh für das Jahr 2035 einhergeht, kann durchaus von einer merkbaren Wirkung auf das Strompreisniveau ausgegangen werden. In diesem Fall werden, bei ansonsten unverändertem Erzeugungspark, tendenziell die Volllaststunden von Grundlastkraftwerken steigen und die Einsatzzeiten von Spitzenlastkraftwerken sinken.

Da die PV-Batteriespeichersysteme und bidirektional ladende Elektrofahrzeuge bei diesem Szenario allerdings im Grunde das Geschäftsmodell von Pumpspeicherkraftwerken betreiben, und

zwar in Summe mit einem erheblich höheren Volumen mit Blick auf Leistung und auch Speicherkapazität, wird hierdurch die Rentabilität dieses Geschäftsmodells, das auf (deutliche) Schwankungen des Strompreises ausgerichtet ist, geschwächt. Für Pumpspeicher, deren Betreiber bereits heute eine sinkende Rentabilität beklagen, dürfte sich die Rentabilität somit weiter verschlechtern, sodass diese zentralen Einheiten zukünftig potenziell durch eine Vielzahl kleiner dezentraler Batteriespeichereinheiten verdrängt werden könnten.

Fazit

Grundsätzlich können PV-Batteriespeichersysteme und bidirektional ladende Elektrofahrzeuge den Einsatz von Kraftwerken des konventionellen Erzeugungssystems beeinflussen. Von dezentralen Batteriespeichern, die ausschließlich zur Verbesserung des Eigenversorgungsgrads eingesetzt werden, sind dabei kaum signifikante Auswirkungen auf das Erzeugungssystem zu erwarten. Werden die PV-Batteriespeichersysteme und zusätzlich auch (bidirektional ladende) Elektrofahrzeuge jedoch zum Arbitragehandel am Strommarkt eingesetzt, stellen sie zusätzliche Flexibilität für systemweite Nutzungszwecke zur Verfügung, wie sie heute auch schon durch z. B. Pumpspeicher existiert. Dies ist grundsätzlich erstrebenswert, da aus heutiger Sicht absehbar ist, dass in einem System mit einer großen Anzahl von EE-Anlagen und entsprechend volatiler Erzeugung langfristig starker Bedarf nach dieser Art von Flexibilität bestehen wird. Es ist dabei allerdings, insbesondere wenn die hinzukommenden Speicherkapazitäten den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf kurz- bis mittelfristig übersteigen, nicht auszuschließen, dass die Rentabilität bestehender Flexibilitäts-Kapazitäten (wie auch der von Pumpspeichern) mindestens vorübergehend beeinträchtigt wird.

5.1.2 Auswirkungen auf den Regelleistungsbedarf

Auch wenn nicht zu erwarten ist, dass PV-Batteriespeichersysteme und bidirektional ladende Elektrofahrzeuge zur Verbesserung ihrer Wirtschaftlichkeit in großem Umfang am Regelleistungsmarkt teilnehmen werden (s. o.), kann ein zunehmender Bestand an PV-Batteriespeichersystemen und bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen grundsätzlich zu einer Veränderung des Regelleistungsbedarfs führen. Dies betrifft insbesondere die Dimensionierung der Sekundärregelreserve und der Minutenreserve, da für den Umfang der Primärregelreserve unter den europäischen ÜNB fest abgestimmte Vorgaben existieren.

Einflussfaktoren für den Regelleistungsbedarf sind im Allgemeinen Kraftwerksausfälle, Lastschwankungen, Lastprognosefehler, Prognosefehler dargebotsabhängiger Einspeisungen und Stromhandelseffekte. PV-Batteriespeichersysteme und bidirektional ladende Elektrofahrzeuge haben Einfluss auf die Prognosefehler der aus dem Netz zu deckenden Residuallast der Betreiber dieser beiden Speichersysteme. Ein zunehmender Bestand an PV-Batteriespeichersystemen und bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen kann somit grundsätzlich zu einer Erhöhung des Regelleistungsbedarfs führen, wenn durch die Einsatzweise dieser Speicher zusätzliche Prognoseunsicherheiten bei den zuständigen Bilanzkreisverantwortlichen entstehen und hierdurch insgesamt größere Systembilanzungleichgewichte auftreten. Die Wirkungen eines Einsatzes von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenversorgung oder auch einer Teilnahme am Strommarkt von diesen und bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen sind für große Kollektive dieser Speichersysteme voraussichtlich gut abschätzbar. Andere Einsatzzwecke wie etwa das Engpassmanagement auf den unteren Verteilnetzebenen – beispielsweise im Rahmen eines Steuerungskonzepts nach § 14a EnWG ohne bilanziellen Ausgleich – könnten hingegen in ihrer aggregierten Wirkung auf das Gesamtsystem schwer prognostizierbar sein und entsprechend erhöhte Prognoseunsicherheiten bei der Bilanzkreisbewirtschaftung verursachen.

Insgesamt ist zu erwarten, dass die Prognoseunsicherheiten insbesondere zu Beginn des Hochlaufs zunehmen können, die quantitative Auswirkung aufgrund geringerer Anzahl und Leistung von PV-Batteriespeichersystemen und bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen jedoch eher gering ist. Einhergehend mit einer Zunahme der Anzahl und Leistung könnten die durch PV-Batteriespeichersysteme und bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen bedingten Prognosefehler dann zwar eine Größe annehmen, die letztlich zu einer Erhöhung der vorzuhaltenden Regelleistung führen kann. Allerdings ist im Gegenzug durch Lerneffekte auch eine stetige Verbesserung der Prognosen zu erwarten, die einer absoluten Erhöhung der Regelleistungsvorhaltung entgegenwirkt. Langfristig ist somit nicht zu erwarten, dass Prognoseunsicherheiten des Verhaltens von PV-Batteriespeichersystemen und bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen eine stärkere Wirkung auf die Regelleistungsbemessung haben als die der sonstigen Last und Erzeugung.

Weiter ist zu prüfen, ob PV-Batteriespeichersysteme und bidirektional ladende Elektrofahrzeuge auf die Höhe des sogenannten konventionellen Erzeugungssockels wirken. Der konventionelle Erzeugungssockel wird unter anderem vom Umfang der durch konventionelle Kraftwerke zu erbringenden Regelleistung beeinflusst, da die Kraftwerksbetreiber ihre Anlagen ggf. mit Mindestleistungen betreiben müssen, um Regelleistung vorhalten zu können. So muss ein konventionelles Kraftwerk, das negative Regelleistung vorhält, auch dann noch mit der technisch erforderlichen Mindestleistung betrieben werden, wenn diese negative Regelleistung vollständig abgerufen wird. Da aber allein durch PV-Batteriespeichersysteme und bidirektional ladende Elektrofahrzeuge die Höhe des Regelleistungsbedarfs voraussichtlich nicht in erheblichem Umfang verändert wird, sind in der Folge auch keine signifikanten Veränderungen des konventionellen Erzeugungssockels durch PV-Batteriespeichersysteme und bidirektional ladende Elektrofahrzeuge zu erwarten.

Fazit

Unsicherheiten hinsichtlich des Verhaltens von dezentralen Batteriespeichern und daraus resultierende Prognosefehler können sich grundsätzlich auf die Höhe der vorzuhaltenden Sekundärregel- und Minutenreserve auswirken. Mit zunehmender Speicheranzahl dürfte sich die Prognosegüte infolge von Lerneffekten jedoch stetig verbessern, was einer absoluten Erhöhung des Regelleistungsbedarfs entgegenwirkt. Dennoch ist – ähnlich wie bei den Auswirkungen auf die Residuallast – bei einer starken Durchdringung mit dezentralen Batteriespeichern durchaus mit spürbaren Auswirkungen auch in diesem Bereich zu rechnen. Auch diese Entwicklung ist jedoch im Rahmen der Transformation des Erzeugungssystems hin zu stark volatiler EE-Erzeugung grundsätzlich erwartungskonform und nicht allein auf spezielle Eigenschaften dieser Speicher zurückzuführen. Sie wird sich zudem nicht sprunghaft abspielen, sondern über einen Zeitraum von vielen Jahren verteilt.

5.2 Verteilnetze

Der Einsatz dezentraler PV-Batteriespeichersysteme wirkt sich auf die Profile der Stromentnahme aus dem Netz und der Rückspeisung ins Netz durch die Speicherbetreiber und somit auf die Belastungssituation der Netze aus. Hierdurch können sich u. a. Auswirkungen auf Dimensionierung und Ausbau der Netze ergeben. Nachfolgend stellen wir unsere Analyseergebnisse getrennt für die Verteil- und Übertragungsnetze dar und skizzieren die jeweils angewendete Untersuchungsmethodik.

Netzseitige Auswirkungen des Einsatzes von PV-Batteriespeichersystemen können unterschiedlicher Art und Wirkungsrichtung sein, wie die folgenden Überlegungen beispielhaft zeigen:

- PV-Batteriespeichersysteme können dazu beitragen, die Spitzenbelastung von Netzbetriebsmitteln *abzusenken*, etwa im Bereich der Niederspannungsleitungen und Ortsnetztransformatoren in Gebieten mit starker PV-Durchdringung und hierdurch hohen Rückspeiseleistungen.
- PV-Batteriespeichersysteme können jedoch auch zu *erhöhten Belastungen* führen, die deshalb ggf. stärker dimensionierte Netze zur Folge haben. Dies ist beispielsweise möglich, wenn bei marktorientierter Einsatzweise Situationen auftreten, in denen die PV-Batteriespeichersysteme trotz hoher (lokaler) EE-Einspeisung in das Netz *entladen* werden, oder wenn sie in laststarken Zeitpunkten mit Strom aus dem Netz *beladen* werden. In diesen Fällen können Rückspeise- bzw. Entnahmeleistungen auftreten, die die aktuelle Netzdimensionierung im Nahbereich der Speicher oder – bei entsprechender räumlicher Konzentration – auch in vorgelagerten Netzabschnitten übertreffen.

Bei den ebenfalls im Rahmen dieser Studie untersuchten Speichern in Elektrofahrzeugen können grundsätzlich ebenfalls netzentlastende wie auch -belastende Wirkungen auftreten, wobei von Elektrofahrzeugen mit Ladeschwerpunkt in den Abendstunden hauptsächlich netzbelastende Wirkungen ausgehen dürften, da diese die heute bereits abends auftretende Netzhöchstlast steigern.

5.2.1 Angewandte Untersuchungsmethodik und Parameterwahl

Die Wirkungen von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen bei den beiden im Rahmen dieser Studie betrachteten Betriebsweisen „Eigenversorgung“ (Basis- und Maximal-Szenario) und „Teilnahme am Strommarkt“ (Strommarkt-Szenario) wurden für die Verteilnetze unter Nutzung der Modellnetzanalyse quantifiziert.

Modellnetzanalyse

Mithilfe von Modellnetzanalysen lässt sich untersuchen, welche Auswirkungen die zu erwartenden Veränderungen der Leistungsanforderungen auf die Netzbelastung und damit den Netzausbaubedarf der Verteilnetze haben können. Dieser Ansatz erlaubt eine vom Einzelfall abstrahierende Abschätzung der aggregierten Auswirkungen von Änderungen im Bereich der Versorgungsaufgabe, hier also der Leistungsanforderungen der Verbraucher, die einen Batteriespeicher betreiben oder ein Elektrofahrzeug nutzen. Diese Abschätzung kann durch Untergliederung des gesamten Bundesgebiets in Teilgebiete auch regional differenziert werden, hier in Form einer Differenzierung nach Landkreisen. Die Modellnetzanalyse liefert in erster Linie Erkenntnisse zu Wirkungen in den Verteilnetzen (Nieder-, Mittel- und Hochspannung und den dazwischenliegenden Umspannebenen). Um alle relevanten Auswirkungen des Speichereinsatzes auf die Netzbelastung und den resultierenden Netzausbaubedarf zu quantifizieren, werden innerhalb der Modellnetzanalyse sowohl Verbraucher als auch Einspeiser modelliert. Dabei werden neben konventionellen Lasten und EE-Anlagen, die hier insbesondere PV-Aufdach-Anlagen, aber ebenso PV-Freiflächen- und Onshore-Windenergie-Anlagen umfassen, auch neuartige Verbraucher wie Ladeeinrichtungen für Elektromobilität und PV-Batteriespeichersysteme abgebildet.

Betrachtete Szenarien

Die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf und damit verknüpfte Kosten wurden für mehrere Szenarien ermittelt, die bereits in Kapitel 4 detailliert vorgestellt wurden, sodass an dieser Stelle nur die mit Blick auf die Netzauslastung relevanten Aspekte noch einmal genannt werden:

- Basis- und Maximal-Szenario

In diesen Szenarien werden die PV-Batteriespeichersysteme zur Eigenversorgung eingesetzt. Einsatzziel ist hierbei, zur eigenwirtschaftlichen Optimierung den Bezug elektrischer Energie aus dem Netz der öffentlichen Versorgung zu minimieren, indem der Eigenversorgungsgrad maximiert wird. Die Beladung des Speichers erfolgt dabei ausschließlich über die PV-Anlage am eigenen Anschluss. Grundsätzlich sind auch monodirektional ladende Elektrofahrzeuge Teil der Szenarien. Um die Wirkungen von monodirektional ladenden Elektrofahrzeugen, die dann wie eine zusätzliche Last im Niederspannungsnetz wirken, auf die Netzdimensionierung und -kosten nicht mit den Wirkungen der PV-Batteriespeichersysteme zu vermischen, werden hier aber zunächst nur die PV-Batteriespeichersysteme betrachtet. Die Wirkung von monodirektional ladenden Elektrofahrzeugen wird separat in einem Exkurs in Abschnitt 7 diskutiert.

- Strommarkt-Szenario (PV-Batteriespeichersysteme)

Das Szenario basiert auf dem im Maximal-Szenario angenommen Hochlauf von PV-Batteriespeichersystemen. Im Strommarkt-Szenario werden die PV-Batteriespeichersysteme jedoch zusätzlich auch zum Handel am Strommarkt genutzt. Einsatzziel ist hierbei die Minimierung der Kosten zur Deckung der Gesamtnachfrage der parallel zum PV-Batteriespeichersystem angeschlossenen Verbraucher, wie Haushaltslast, Wärmepumpe oder Elektrofahrzeug. Der Eigenversorgungsgrad ist hier zwar kleiner als im Maximal-Szenario, sodass mehr Energie aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogen werden muss. Diesen Mehrkosten stehen jedoch Einnahmen aus den Arbitragegeschäften am Strommarkt gegenüber. Die Beladung des PV-Batteriespeichersystems erfolgt hierbei sowohl über die PV-Anlage als auch aus dem Netz der öffentlichen Versorgung. Ebenso sind Entladungen des PV-Batteriespeichersystems in das Netz der öffentlichen Versorgung insbesondere auch zu Zeitpunkten möglich, in denen die PV-Anlage bereits in dieses zurückspeist.

- Strommarkt-Szenario (PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge)

Dieses Szenario ist hinsichtlich des Einsatzziels identisch zum zuvor dargestellten. Allerdings wird neben den PV-Batteriespeichersystemen auch ein Teil der Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen, sofern vorhanden, zum Handel am Strommarkt genutzt.

Neben diesen drei Szenarien wurde in Kapitel 4 auch noch ein weiteres Szenario, das Basis-Szenario, beschrieben. Ein wesentlicher Unterschied zum Maximal-Szenario – bei ansonsten gleichem Einsatzziel – ist die geringere Anzahl von PV-Batteriespeichersystemen. Während im Maximal-Szenario die installierte Leistung der PV-Batteriespeichersysteme bei 122 GW liegt, liegt sie im Basis-Szenario mit ca. 6 GW deutlich darunter und es sind keine nennenswerten Wirkungen durch diese Speicher auf die Netze zu erwarten. Eine stärkere Wirkung von PV-Batteriespeichersystemen auf die Netzauslegung und Netzkosten ist bei einer maximalen Durchdringung jedoch zu erwarten. Daher wird bei den Netzanalysen im Folgenden direkt das Maximal-Szenario betrachtet und auf eine weitere Analyse des Basis-Szenarios verzichtet.

Ableitung der Parametrierung für die Modellnetzanalyse

Für die Netzdimensionierung der Verteilnetze ist in der Regel einer der beiden folgenden Belastungszustände relevant:

- Zeitpunkt der maximalen Rückspeiseleistung, der davon abhängt, wie hoch die minimale Last zu Zeiten hoher Einspeisung ist,
- Zeitpunkt der maximalen Leistung in Lastrichtung, der davon abhängt, wie hoch die minimale Einspeiseleistung zu Zeiten hoher Last ist.

Grundsätzlich können die Einsatzzwecke der PV-Batteriespeichersysteme diese Belastungszustände beeinflussen, sodass das Netz geringer oder stärker dimensioniert werden muss. Um die Wirkung der Speicher auf die Belastungszustände bestimmen und somit eine Abschätzung der Wirkungen auf die Netzdimensionierung und die Netzkosten treffen zu können, werden gemessene Abnahmeprofile von Haushalten (mit unterschiedlicher Ausstattung an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen) mit PV-Anlage und optionalem Speicher genutzt (Bild 5.1), die auch im Rahmen der Analysen in Abschnitt 4.2 verwendet werden.

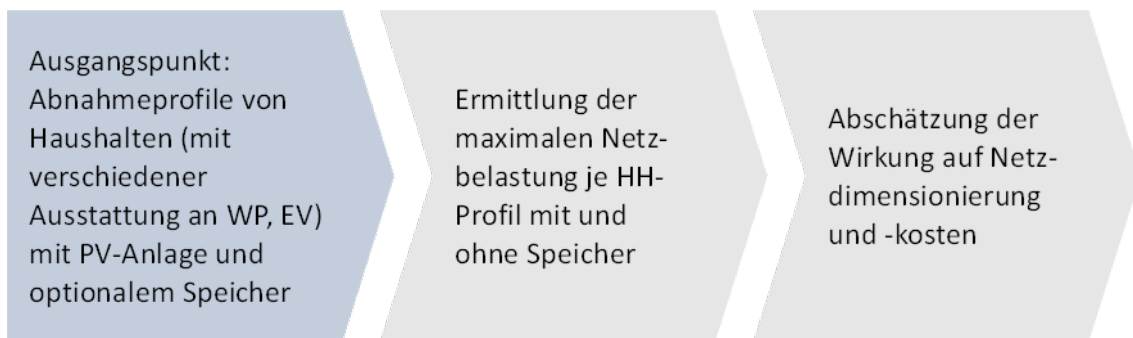


Bild 5.1: Ermittlung verteilnetzzeitiger Auswirkungen von stationären Batteriespeichern

Entsprechend den Veränderungen der maximalen Netzbelastungen, die auf Basis dieser Profile abgeleitet sind, wird anschließend die Parametrierung der Last und Einspeisungen in der Modellnetzanalyse angepasst und so die Wirkung der Veränderungen auf die Netzkosten ermittelt. Wie zuvor diskutiert, können PV-Batteriespeichersysteme die maximale Last bzw. Einspeisung an einem Netzanschluss je nach Einsatzzweck erhöhen oder senken. Allein aus dem Vorzeichen der Änderung lässt sich jedoch noch nicht auf die Entwicklung der Netzkosten im Gesamtnetz schließen. Eine (dauerhafte) Senkung der maximalen Last führt zwar in lastdominierten Gebieten oder Netzebenen (langfristig) zu einer geringeren Netzdimensionierung und entsprechend sinkenden Netzkosten, wirkt in Gebieten oder Netzebenen mit Erzeugungsüberschuss jedoch netzkostenerhöhend bis allenfalls neutral. Gleiches gilt in analoger Weise – wenngleich mit entgegengesetztem Vorzeichen – auch für Lasterhöhungen. Insofern würde eine Veränderung der Lasten und Einspeisungen entsprechend der Wirkung der PV-Batteriespeichersysteme in einem Netzmodell, das die derzeitigen Lasten und Erzeugungsanlagen umfasst, die Kostenwirkung ggf. nicht korrekt abbilden. In den drei betrachteten Szenarien sind am Ende des Betrachtungszeitraums etwa 14 Millionen PV-Batteriespeichersysteme installiert, die gemäß Szenario-Rahmenbedingungen immer auch jeweils mit einer Aufdach-PV-Anlage gekoppelt sind. Dementsprechend müssen unter Berücksichtigung üblicher Anlagengrößen in Summe gut 100 GW Aufdach-PV-Anlagen im Netz angeschlossen sein. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass die Last bei diesen Szenarien infolge der Zunahme an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Vergleich zu heute deutlich ansteigt. Zugleich wird energiewendebedingt auch die übrige im Verteilnetz angeschlossene Erzeugungsleistung (Freiflächen-PV-Anlagen und Onshore-Windenergieanlagen)

weiter ansteigen. Um die Wechselwirkungen der Entwicklung der Anzahl von PV-Batteriespeichersystemen sowie der von Last und EE-Erzeugungsleistung auf die Netzkosten mit zu berücksichtigen, wird als Ausgangsbasis für die Analyse einer veränderten Netzbelastung durch PV-Batteriespeichersysteme eine Parametrierung gewählt, die den zuvor skizzierten Eigenschaften der Versorgungsaufgabe möglichst nahekommt.

5.2.2 Ergebnisse Maximal-Szenario

Veränderung maximale Netzbelastung

Die prinzipielle Wirkung eines PV-Batteriespeichersystems auf die dimensionierungsrelevante Belastung (maximaler Betrag der höchsten Bezugs- oder Rückspeiseleistung) soll zunächst anhand eines exemplarisch ausgewählten Haushaltsprofils mit Wärmepumpe, Elektrofahrzeug und PV-Anlage gezeigt werden.

Dieses Profil, das in stündlicher Auflösung vorliegt, weist eine Nachfrage von 6.500 kWh/a für den Haushalt, 3.000 kWh/a für das Elektrofahrzeug und 5.200 kWh/a für die Wärmepumpe auf. Der Nachfrage von in Summe 14.700 kWh/a steht eine Erzeugung durch die vorhandene PV-Anlage von 10.000 kWh/a gegenüber. Infolge der zeitlich unterschiedlichen Profile von PV-Erzeugung und Nachfrage kann nur ein Teil der Erzeugung zur unmittelbaren Nachfragedeckung genutzt werden. Ohne PV-Batteriespeichersystem beträgt der Bezug aus dem öffentlichen Netz für dieses Nachfrageprofil 10.700 kWh/a (d. h. 4.000 kWh/a der Erzeugung durch die PV-Anlage können zur Deckung der Nachfrage verwendet werden, wohingegen 6.000 kWh/a in das Stromnetz eingespeist werden). Durch den Einsatz eines PV-Batteriespeichersystems mit einer Speicherkapazität von 7,5 kWh (und einer Speicherleistung von 7,5 kW, d.h. C-Rate = 1) lässt sich dieser Bezug um weitere 1.200 kWh/a auf 9.500 kWh/a reduzieren. Somit verbessert die Installation eines PV-Batteriespeichersystems den Grad der Eigenversorgung in diesem Beispiel deutlich. Wie bereits einleitend dargelegt, sind für die Netzdimensionierung nicht die transportierten Energiemengen, sondern die maximalen Bezugs- oder Einspeiseleistungen ausschlaggebend. Die maximale Bezugsleistung wird in dem betrachteten Beispiel durch den Einsatz eines Speichers nicht verändert. Typischerweise tritt der maximale Bezug an Winterabenden auf, also saisonal und zeitlich, wenn die PV-Erzeugung insgesamt gering ist (Bild 5.2). Damit ist das PV-Batteriespeichersystem, dessen Speichervolumen als Stunden- und nicht als saisonaler Speicher ausgelegt ist, nicht in der Lage, die Bezugsspitze zu reduzieren.

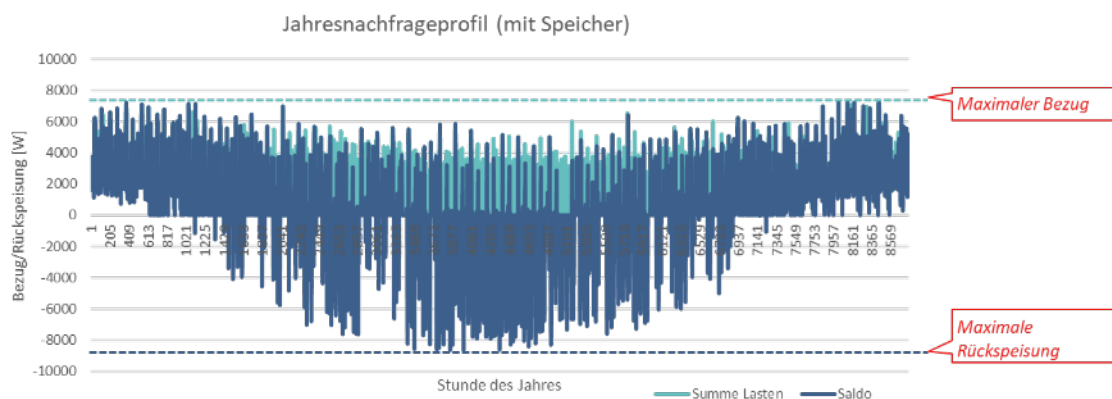


Bild 5.2: Exemplarisches Nachfrageprofil eines Haushalts mit Elektrofahrzeug, Wärmepumpe und PV-Anlage sowie Speicher mit 7,5 kWh Speichervolumen für den Einsatzzweck Eigenversorgung

Die in Bild 5.2 eingezeichneten Maxima des Bezugs und der Rückspeisung zeigen allerdings, dass in dem betrachteten Beispiel der Betrag der Rückspeiseleistung die Bezugsleistung übersteigt, sodass die Rückspeisung relevant für die Netzdimensionierung ist. Die Rückspeiseleistung beträgt hier ohne Speicher etwa 9,2 kW (nicht grafisch dargestellt) und kann durch den Einsatz eines PV-Batteriespeichersystems um ca. 7 % auf ungefähr 8,6 kW reduziert werden (Bild 5.2). Eine weitere Analyse des gleichen Profils mit einem 10 kWh- anstelle eines 7,5 kWh- PV-Batteriespeichersystems zeigte keine Änderung der dimensionierungsrelevanten Belastungen.

Grundsätzlich lässt sich damit festhalten, dass Speicher in der Lage sind, die dimensionierungsrelevante Belastung zu senken. Da neben den Szenario-Rahmenbedingungen auch aus EEG-Verfügungsgründen ausgeschlossen ist, dass Speicher aus dem Netz der öffentlichen Versorgung geladen werden und aus wirtschaftlichen Gründen auch nicht in dieses ausspeichern (EEG-Verfügung << Vollbezugspreis), können keine Erhöhungen der dimensionierungsrelevanten Belastungen auftreten. Allerdings ist weiter zu untersuchen, ob sich die hier exemplarisch gezeigte Höhe der Reduktion auch bei anderen Nachfrageprofiltypen einstellt oder ob in der Praxis insgesamt höhere oder geringere Reduktionen zu erwarten sind.

Hierzu haben wir die zuvor exemplarisch dargestellte Analyse mit den weiteren Profilen, die im Rahmen der Betrachtungen in Abschnitt 4.2 verwendet wurden, wiederholt. Die Reduktionen der dimensionierungsrelevanten Belastungen liegen zwischen 0 % und 13 % (Tabelle 5.1). Wenn Reduktionen auftreten, betragen diese im Mittel ca. 3 %. Allerdings ergeben sich nur in ca. 10 % der Profile überhaupt Reduktionen. Im Durchschnitt über alle Profile je Nutzerkategorie (Haushalte, Haushalte mit Elektrofahrzeug usw.) liegen die Reduktionen insgesamt im Bereich von 0,3 %, was wenigen 100 W je Haushalt mit PV-Batteriespeicher entspricht. Eine Reduktion in dieser Größenordnung ist kaum relevant für die Netzplanung, sodass festgehalten werden kann, dass PV-Batteriespeichersysteme mit Einsatzzweck Eigenversorgung die Netzdimensionierung und damit auch -kosten praktisch nicht beeinflussen.

	Gesamtanzahl Profile	Anzahl Profile mit Reduktion Belastung	min. Höhe Reduktion	max. Höhe Reduktion	mittlere Reduktion	mittlere Reduktion (über alle Profile)
Haushalt	313	29	0,5%	13,0%	3,4%	0,3%
Haushalt mit Elektrofahrzeug	546	59	0,0%	7,5%	2,4%	0,3%
Haushalt mit Wärmepumpe	365	42	0,3%	12,5%	3,2%	0,4%
Haushalt mit Elektrofahrzeug und Wärmepumpe	605	86	0,1%	7,4%	2,5%	0,4%

Tabelle 5.1: Auswertung der Reduktion dimensionierungsrelevanter Belastung für betrachtete Haushaltsprofile

Fazit Maximal-Szenario

Als Kernergebnisse der Analysen zum Maximal-Szenario lässt sich festhalten:

- Erwartungsgemäß können Speicher den Eigenverbrauch erhöhen, aber die Bezugsspitze der betrachteten Haushalte bleibt mit und ohne Speichereinsatz jeweils unverändert.

- Allerdings ist vielfach bei Haushalten mit PV-Anlagen die Höhe der Rückspeisung aus Netz-sicht dimensionierungsrelevant. Diese kann durch den Einsatz von Speichern reduziert werden.
- In einzelnen Fällen können sich nennenswerte Reduktionen von gut 10 % der für die Netz-auslegung relevanten Leistung eines Haushalts ergeben, im Mittel liegen die Reduktionen um 3 %.
- Allerdings ergeben sich nur in ca. 10 % der untersuchten Profile überhaupt Reduktionen. Unter der Prämisse, dass in der Praxis alle betrachteten Profile gleichverteilt auftreten, liegen die Reduktionen im Bereich 0,3 %, betragen also nur wenige 100 W. Damit ist der Ein-satz von lokalen Batteriespeichern mit Einsatzzweck Eigenverbrauchsoptimierung prak-tisch nicht relevant für die Netzplanung, da er die dimensionierungsrelevante Belastung flächendeckend nicht nennenswert beeinflusst.

5.2.3 Ergebnisse Strommarkt-Szenario (Untervarianten PV-Batteriespeicher-systeme sowie PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge)

Veränderung maximale Netzbelastung

Analog zum Maximal-Szenario soll die Wirkung des geänderten PV-Batteriespeichersystem -Ein-satzes im Strommarkt-Szenario auf die dimensionierungsrelevante Belastung zunächst anhand eines exemplarisch ausgewählten Haushaltsprofils mit Wärmepumpe, Elektrofahrzeug und PV-Anlage erläutert werden. Abweichend zur Darstellung im Maximal-Szenario (Bild 5.2) werden zur übersichtlicheren Darstellung der Auswirkungen einer Teilnahme von PV-Batteriespeicher-systemen an Arbitragegeschäften die stündlichen Jahresprofile, die sich mit und ohne Teilnahme der PV-Batteriespeichersysteme am Strommarkt ergeben, als geordnete Dauerlinien abgebildet. Somit muss jeweils nur der linke und rechte Rand der Diagramme betrachtet werden, da dort der maximale Bezug bzw. die maximale Rückspeisung dargestellt ist.

In dem ausgewählten Beispiel erhöht sich infolge der Teilnahme von – hier zunächst ausschließ-lich betrachteten – PV-Batteriespeichersystemen am Strommarkt die maximale Bezugsleistung aus dem Netz der öffentlichen Versorgung signifikant um etwa 4,5 kW, was für dieses Abnah-meprofil einer Steigerung um knapp 60 % entspricht (Bild 5.3). Die maximale Rückspeisung hin-gegen ist nur unwesentlich verändert.

Aus der Dauerlinie lässt sich ableiten, dass die Beladung des PV-Batteriespeichersystems aus dem Netz der öffentlichen Versorgung auch bei ohnehin schon hohem Bezug aus diesem Netz stattfindet. Damit das PV-Batteriespeichersystem so agiert, müssen trotz tendenziell hoher Nachfrage niedrige Preise am Strommarkt auftreten, was z. B. aufgrund eines hohen Wind-Dar-gebots auftreten kann.

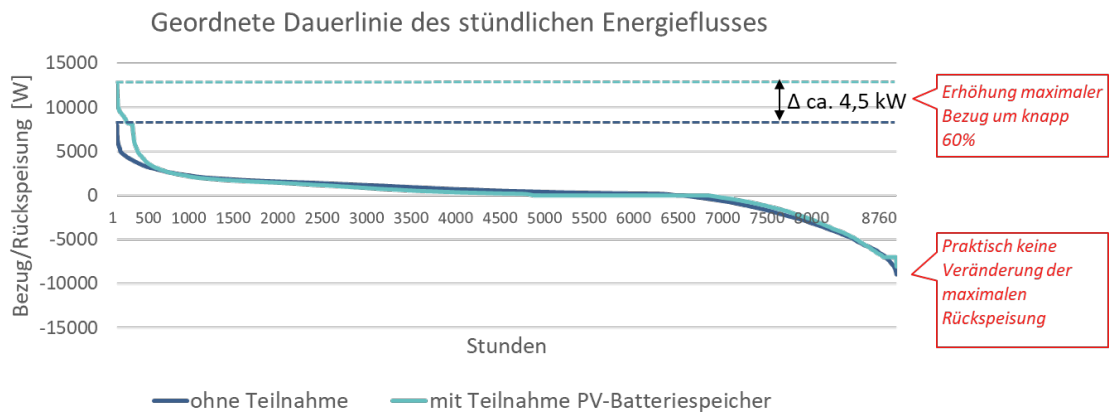


Bild 5.3: *Geordnete Dauerlinie des stündlichen Energieflusses eines Haushalts mit Elektrofahrzeug, Wärmepumpe und PV-Anlage sowie Speicher mit 7,5 kWh Speicherkapazität mit und ohne Teilnahme von PV-Batteriespeichersystemen an Arbitragegeschäften*

Davon ausgehend wird in einem nächsten Schritt analysiert, wie sich der maximale Bezug bzw. die maximale Rückspeisung verändern, wenn neben dem PV-Batteriespeichersystem auch ein Teil der Speicherkapazität des bei diesem Profil vorhandenen Elektrofahrzeugs zum Handel am Strommarkt genutzt wird.

Durch diese Hinzunahme von Elektrofahrzeugen, durch die die Speicherkapazität für Arbitragegeschäfte erhöht wird, ergibt sich sowohl eine weitere signifikante Erhöhung des maximalen Bezugs als auch, anders als zuvor, eine sehr deutliche Erhöhung der maximalen Rückspeisung (Bild 5.4). Grundsätzlich ist nicht überraschend, dass die maximalen Leistungen zumindest potenziell weiter ansteigen können, da beide Speicher über eine eigene Ladeeinrichtung verfügen und somit parallel geladen werden können. Allein das Vorhandensein der Möglichkeit, gleichzeitig zu laden, bedeutet aber noch nicht, dass diese Möglichkeit auch genutzt wird. Allerdings ist zu erwarten, dass bei niedrigen Preisen möglichst viel Energie eingespeichert wird und somit die Möglichkeit der parallelen Ladung genutzt wird. Jedoch wird die maximale Bezugsleistung nicht um die maximale Ladeleistung⁴⁹ des Elektrofahrzeugs erhöht, sondern um etwa 3 kW, was ungefähr 50 % hiervon entspricht. Da nun auch eine nennenswerte Erhöhung der Rückspeiseleistung entsteht, ist die Nutzung der Last- und Erzeugungsflexibilität in beide Leistungsrichtungen bei Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen am Strommarkt offenbar attraktiver als nur mit stationärem Batteriespeicher. Die absolute Höhe der Bezugs- und Rückspeiseleistung ist bei dem hier betrachteten Beispiel nahezu identisch, daher wirkt die Verdopplung der Rückspeisung nicht zusätzlich erhöhend auf die Netzdimensionierung.

⁴⁹ Diese wurde als Durchschnittswert über alle betrachteten Elektrofahrzeugtypen angesetzt und beträgt gut 6 kW (s. Kap. 4)

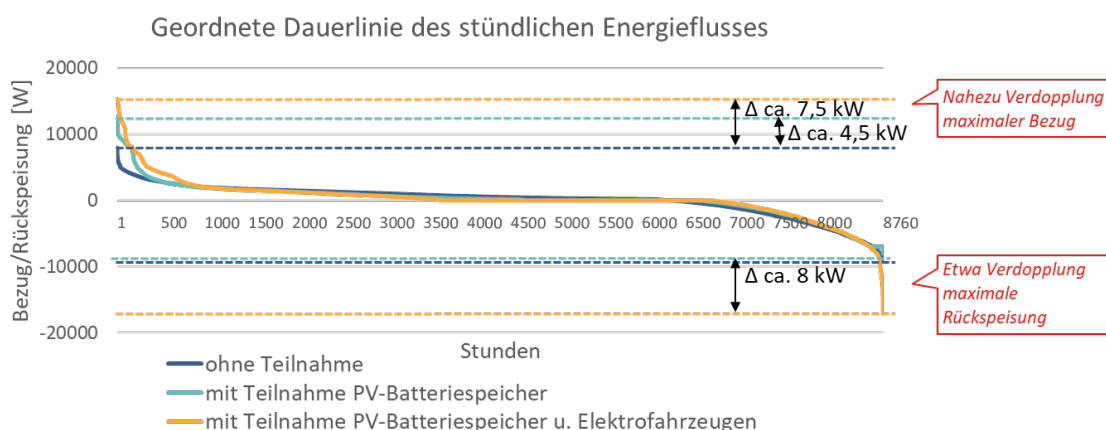


Bild 5.4: Geordnete Dauerlinie des stündlichen Energieflusses eines Haushalts mit Elektrofahrzeug, Wärmepumpe und PV-Anlage sowie Speicher mit 7,5 kWh Speicherkapazität mit und ohne Teilnahme von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen an Arbitragegeschäften

Wie im Maximal-Szenario ist im nächsten Schritt weiter zu untersuchen, ob die hier exemplarisch gezeigte Höhe der Leistungsveränderung sich auch bei anderen Nachfrageprofiltypen einstellt oder ob in der Praxis insgesamt höhere oder geringere Erhöhungen zu erwarten sind. Analog zum Maximal-Szenario haben wir die zuvor exemplarisch dargestellte Analyse für die Profile, die im Rahmen der Szenarien-Betrachtungen in Kapitel 4 verwendet wurden, wiederholt.

Durchschnittlich über alle betrachteten Profile beträgt die maximale Bezugsleistung 12 kW je Haushalt (nur PV-Batteriespeichersystem) und liegt damit 5 kW über dem Wert, der sich ohne Teilnahme der PV-Batteriespeichersysteme am Strommarkt ergibt. Bei Beteiligung von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen am Strommarkt liegt die maximale Bezugsleistung mit 17 kW weitere 5 kW darüber (Tabelle 5.2). Die Veränderung der maximalen Rückspeiseleistungen liegt auf ähnlichem oder geringerem Niveau und ist daher für die Höhe der dimensionierungsrelevanten Belastung nicht relevant.

	maximale Bezugsleistung Strommarkt-Szenario	Veränderung ggü. Maximal-Szenario
PV-Batteriespeichersystem	12 kW	+ 5 kW
PV-Batteriespeichersystem und Elektrofahrzeug	17 kW	+ 10 kW

Tabelle 5.2: Auswertung dimensionierungsrelevanter Belastung über alle betrachteten Profile

Obige Veränderungen gelten jedoch nur für die Niederspannungsebene, da sich in den anderen Netzebenen Durchmischungseffekte ergeben, die die Leistungsveränderung abnehmen lassen. In der Hochspannungsebene betragen die Veränderungen gegenüber dem Maximal-Szenario noch 4 kW bzw. 5 kW. Die Veränderungen in den dazwischenliegenden Netzebenen werden jeweils linear interpoliert. Die sich so je Haushalt ergebenden Leistungsveränderungen werden entsprechend in den Leistungsansätzen der Modellnetzanalyse berücksichtigt, sodass sich die Wirkung der Leistungsveränderungen auf die Netzkosten bestimmen lässt.

Veränderung der Netzkosten

Wie bereits in Abschnitt 5.2.1 erläutert, wird als Ausgangsbasis für die Analyse einer veränderten Netzbelastung durch PV-Batteriespeichersysteme eine Parametrierung der Modellnetzanalyse gewählt, die hinsichtlich angeschlossener Last und Erzeugungsleistung zwar deutlich über

den aktuellen Werten liegt, aber konsistent zu den Annahmen der Speicheranzahl und der damit verknüpften Aufdach-PV-Leistung ist. Dadurch ergibt sich bereits ein Netzkostenanstieg auf knapp das Doppelte des heutigen Niveaus (Bild 5.5). Durch die Erhöhung der Bezugsleistungen im Strommarkt-Szenario ergeben sich bezogen auf das Kostenniveau des Maximal-Szenarios zusätzliche Netzkosten von 18 % (nur PV-Batteriespeichersysteme) bzw. 23 % (PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge/ V2G).

Dieser Erhöhung der Netzkosten steht allerdings auch ein Nutzenzuwachs gegenüber, sowohl für den einzelnen Speicherbetreiber durch Erträge aus dem Arbitragehandel als auch volkswirtschaftlich durch Absenkung der gesamten Stromerzeugungskosten. Daher darf die Netzkostenzunahme nicht mit der Veränderung der volkswirtschaftlichen Kosten gleichgesetzt, sondern nur als einer von mehreren gegenläufigen Beiträgen dazu verstanden werden. Hierbei können allerdings Verteilungseffekte unter den Verbrauchergruppen auftreten, da sich Netzkostenzunahmen und Erzeugungskostenrückgänge grundsätzlich auf alle Verbraucher auswirken, während die individuellen Erträge durch den Arbitragehandel bei den Betreibern der hieran teilnehmenden Speicher verbleiben.

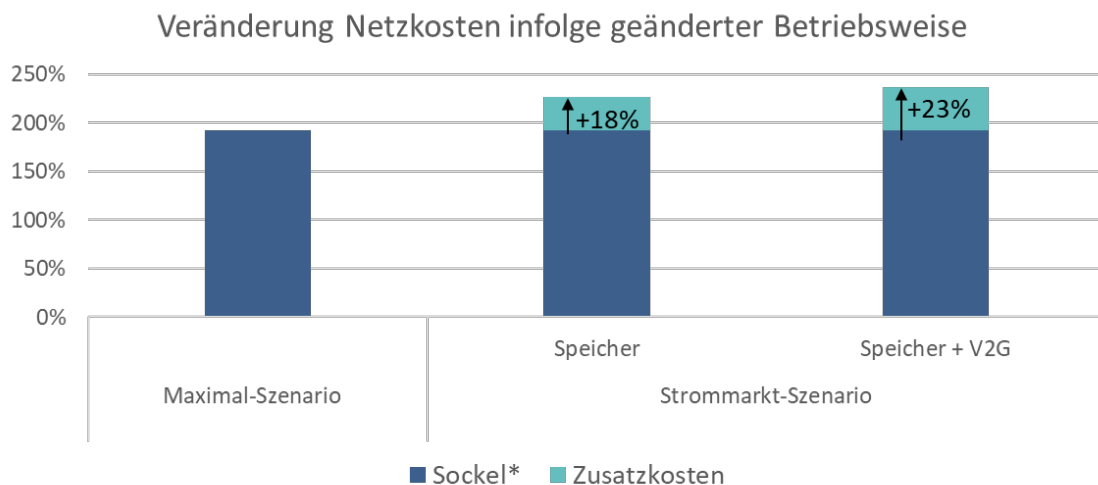


Bild 5.5: Veränderung der Netzkosten durch Teilnahme von Speichern am Strommarkt

Wie die Analysen zur Veränderung der maximalen Netzbelastung zeigen, treten die für die Netzdimensionierung relevanten Leistungsspitzen nur in wenigen Stunden eines Jahres auf. Um zu vermeiden, dass seltene Belastungsspitzen einen gesamtwirtschaftlich ineffizienten Ausbau der Netze auslösen, kann es sinnvoll sein, in einem begrenzten Umfang die spätere Durchführung von Engpassmanagement-Maßnahmen bereits bei der Netzdimensionierung zu berücksichtigen. Im Bereich der (insbesondere EE-) Erzeugungsanlagen ist hierfür das Instrument der Spitzenkappung vorgesehen. Für verbrauchsseitige Flexibilität – einschließlich der Flexibilität beim Einsatz von Speichern – wird derzeit über mögliche Instrumente wie z. B. eine Weiterentwicklung der Vorschrift § 14a EnWG zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder die Schaffung von Preissignalen etwa durch Einführung zeitvariabler, die Höhe der Netzbelastung signalisierender Netzentgelte intensiv diskutiert. Eine kurze Diskussion der rechtlichen Umsetzbarkeit einer Anreizsetzung über Baukostenzuschüsse oder Netzentgelte folgt in Abschnitt 6.2.

Regionale Verteilung der Netzkostenveränderung

Unabhängig von der absoluten Höhe des Netzkostenanstiegs können die Zunahmen der Netzkosten regional unterschiedlich verteilt sein, sodass neben Nutzergruppen auch Regionen ungleich an der Kostentragung beteiligt sein könnten. Exemplarisch wurde dazu die relative Entwicklung der Netzkosten auf Ebene der Kreise und kreisfreien Städte im Strommarkt-Szenario mit PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen ermittelt.

Grundsätzlich zeigt die Auswertung, dass sich die Kostenzunahmen in mehr als 80 % der Kreise in einem Bereich von ± 10 Prozentpunkte um den Mittelwert der Netzkostenzunahme (23 %) befinden (Bild 5.6). Etwa 10 % der Kreise weisen Kostenzunahmen auf, die mehr als 10 %-Punkte (Maximum ca. 35 Prozentpunkte) über dem deutschlandweiten Durchschnitt liegen. Bei den Kreisen, die eine unterdurchschnittliche Netzkostenentwicklung aufweisen, fällt auf, dass diese sich entweder im Nordosten befinden oder größere kreisfreie Städte sind. Die Dimensionierung der Netze in den Kreisen im Nordosten ist im Wesentlichen durch Erzeugungsanlagen bestimmt, sodass die Lastzunahme vielfach in Netzteilen stattfindet, die bereits stark für den Abtransport der Erzeugungsleistung ausgebaut sind, sodass die Last keinen oder nur geringen zusätzlichen Ausbaubedarf verursacht. Bei den größeren kreisfreien Städten sind im Vergleich zu Gesamtdeutschland unterdurchschnittlich viele Ein- und Zweifamilienhäuser vorhanden, sodass dort weniger PV-Batteriespeichersysteme installiert sind und so die Lasterhöhung ebenfalls unterdurchschnittlich hoch ist.

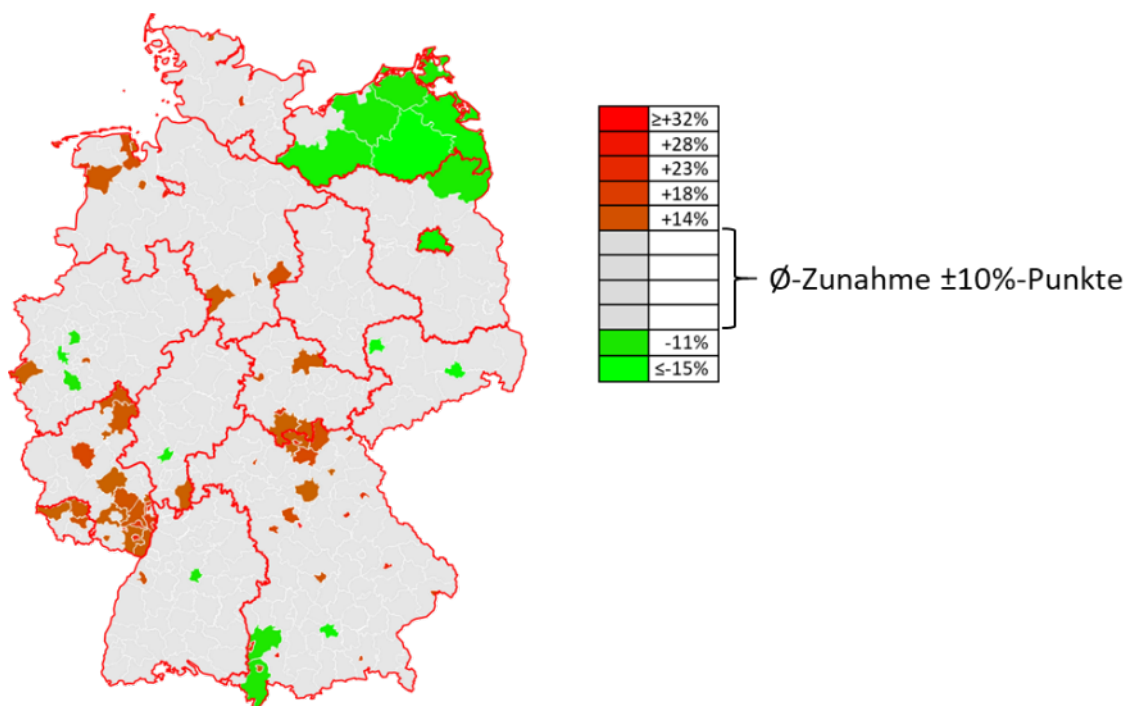


Bild 5.6: Regionale Verteilung der Netzkostenentwicklung im Strommarkt-Szenario (PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge)

Fazit Strommarkt-Szenario

Als Kernergebnisse der Analysen zum Strommarkt-Szenario lässt sich festhalten:

- Durch eine Teilnahme der PV-Batteriespeichersysteme am Energiehandel findet eine signifikante Erhöhung der maximalen Bezugsleistung statt, während die Höhe der maximalen Rückspeiseleistung nur bei zusätzlicher Marktteilnahme auch der Elektrofahrzeuge verändert wird. Die Nutzung der Flexibilität in beide Leistungsrichtungen ist in der Variante mit PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen attraktiver als nur mit PV-Batteriespeichersystemen.
- Durch die Erhöhung der Bezugsleistungen im Strommarkt-Szenario ergeben sich bezogen auf das Kostenniveau des Maximal-Szenarios zusätzliche Netzkosten von 18 % (nur PV-Batteriespeichersysteme) bzw. 23 % (PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge).
- Dieser Erhöhung der Netzkosten steht allerdings auch ein Nutzenzuwachs gegenüber, sowohl für den einzelnen Speicherbetreiber durch Erträge aus dem Arbitragehandel als auch volkswirtschaftlich durch Absenkung der gesamten Stromerzeugungskosten. Daher darf die Netzkostenzunahme nicht mit der Veränderung der volkswirtschaftlichen Kosten gleichgesetzt, sondern nur als einer von mehreren gegenläufigen Beiträgen dazu verstanden werden. Hierbei können allerdings Verteilungseffekte unter den Verbrauchergruppen auftreten, da sich Netzkostenzunahmen und Erzeugungskostenrückgänge grundsätzlich auf alle Verbraucher auswirken, während die individuellen Erträge durch den Arbitragehandel bei den Betreibern der hieran teilnehmenden Speicher verbleiben.
- Die regionale Entwicklung der Netzkostensteigerung befindet sich in mehr als 80 % der Kreise in einem Bereich von ± 10 Prozentpunkten um den Mittelwert. Etwa 10 % der Kreise weisen Kostenzunahmen auf, die mehr als 10 Prozentpunkte (Maximum ca. 35 Prozentpunkte) über dem deutschlandweiten Durchschnitt liegen.

5.2.4 Exkurs: Netzkostenwirkung von Elektrofahrzeugen

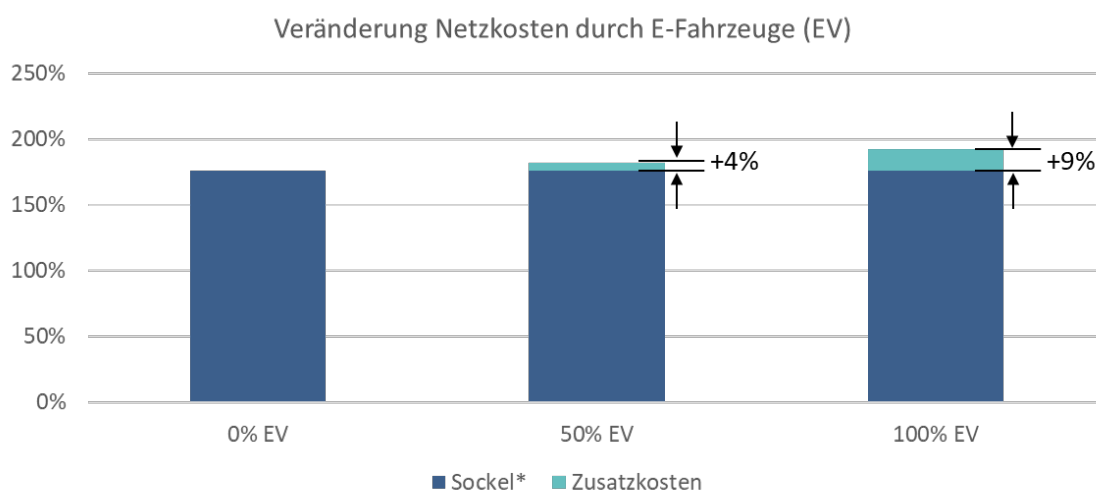
Zuvor wurde gezeigt, dass PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge sowohl die Bezugs- als auch die Rückspeiseleistungen nennenswert erhöhen können und damit potenziell netzkostensteigernd wirken. Aktuell werden Elektrofahrzeuge allerdings praktisch ausschließlich monodirektional geladen und Rückspeisungen in das Netz der öffentlichen Versorgung finden allenfalls in Demonstrationsprojekten statt. Die Elektrofahrzeuge wirken dann im Wesentlichen wie eine zusätzliche Last auf das Netz. Aktuell findet eine intensive Diskussion über die durch Elektrofahrzeuge möglicherweise bedingte stärkere Dimensionierung des Netzes und die dadurch zu erwartenden Kosten statt.

Wie bereits erläutert, führt eine Erhöhung der maximalen Last in lastdominierten Gebieten oder Netzebenen zu einer stärkeren Netzdimensionierung und entsprechend steigenden Netzkosten. In Gebieten oder Netzebenen mit Erzeugungüberschuss wirkt eine Lasterhöhung jedoch neutral oder sogar netzkostenenkend. Eine überschlägige Quantifizierung dieses Effekts ist möglich, indem beispielsweise mittels Modellnetzanalyse in einem (bestehenden) vollständigen Last- und Erzeugungsszenario die Zahl und damit die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge variiert wird.

In das für die Ermittlung der Netzkostenwirkung des Strommarkt-Szenarios verwendete Modellsystem geht ein explizit auf Elektrofahrzeuge zurückzuführender Beitrag zur dimensionierungsrelevanten Last je Netzebene ein. Dieser Lastbeitrag wurde beispielhaft in drei Stufen 0 %, 50 % und 100 % verändert. Hierfür wurden jeweils die sich ergebenden Netzkosten bestimmt, sodass die Größenordnung der durch Elektrofahrzeuge verursachten Netzkostensteigerung unter der

Annahme eines ungesteuerten Ladeverhaltens abgeleitet werden kann. Das so ermittelte Ergebnis (Bild 5.7) ist allerdings auch deshalb nur eine grobe Näherung, da bei sinkender Nachfrage auch ein geringeres Angebot (installierte Leistung EE-Anlagen) erforderlich ist, das wiederum ebenfalls die Netzkosten beeinflusst. Eine Quantifizierung dieses Effekts ist allerdings im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

Die hier untersuchte Zahl der Elektrofahrzeuge erhöht die maximale Systemlast um etwa 20 Prozentpunkte. Die hierauf zurückzuführende Netzkostenzunahme ist jedoch mit 9 Prozentpunkten nur knapp halb so hoch. Im Vergleich zum übrigen Kostenanstieg, der auf die steigende Elektrifizierung der Industrie und des Wärmesektors sowie den Ausbau treibhausgasneutraler Erzeugungstechnologien zurückzuführen ist, ist der von Elektrofahrzeugen verursachte Kostenanstieg dementsprechend als moderat einzuschätzen.



* Enthält Kostensteigerung infolge Entwicklung EE, sonstiger Last usw. jedoch ohne EV, Kostenhöhe bezogen auf heute

Bild 5.7: Netzkostenänderung durch veränderte Zahl von Elektrofahrzeugen (EV)

5.3 Übertragungsnetze

Zur Bestimmung relevanter Auswirkungen eines vermehrten Zubaus dezentraler Batteriespeicher auf die Übertragungsnetze erfolgten in Abstimmung mit dem Auftraggeber Abschätzungen auf qualitativer Basis.

Als Ergebnisse dieser qualitativen Analysen lassen sich folgende Aspekte festhalten:

- Dezentrale Batteriespeicher zur Eigenversorgung haben nahezu ausschließlich Auswirkungen auf die entnommene Arbeit der Haushalte (und nicht auf die Bezugsleistung) im Niederspannungsnetz. Es ist somit auch in der Übertragungsnetzebene keine Zunahme der Netzbelastung durch dezentrale Batteriespeicher mit dem Einsatzzweck Eigenversorgung zu erwarten.
- Die Zunahme von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge im Niederspannungsnetz kann grundsätzlich zu einer Erhöhung des Leistungsbezugs aus vorgelagerten Netzebenen einschließlich des Übertragungsnetzes führen. Ebenso können sich bei einer Teilnahme von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen am Stromhandel Leistungsbezüge aus vorgelagerten Netzebenen spürbar erhöhen. Beide Entwicklungen können somit zu einer systematischen Verstärkung der Belastung des Übertragungsnetzes führen. Andererseits kann auf

lokaler bis regionaler Ebene eine höhere Last einem eventuellen örtlichen Erzeugungsüberangebot entgegenwirken und damit auch den Umfang des erforderlichen überregionalen Abtransports von Erzeugungsleistung senken.

- Daneben wird der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz auch durch immer umfangreicher auftretende weiträumige Leistungstransporte verursacht, u. a. durch die Zunahme der EE-Einspeisung innerhalb Deutschlands und durch steigende Transite vom Ausland nach (oder durch) Deutschland. Diese sind praktisch von den Entwicklungen bei den PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen entkoppelt und bewirken teilweise deutlich größere Übertragungsleistungen als die von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen auf die Übertragungsnetze wirkenden Höchstleistungsbezüge. (Diese Wirkungen wurden u. a. in den Langfrist- und Klimaszenarien des BMWi⁵⁰ untersucht).

In Bezug auf die Fragestellung der vorliegenden Studie, ob durch einen massenhaften Einsatz von dezentralen Speichern unerwünschte oder unerwartete Auswirkungen entstehen, lässt sich festhalten, dass PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge den Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes grundsätzlich beeinflussen können. Die allein hierauf zurückzuführenden Änderungen der Anforderungen an das Übertragungsnetz werden allerdings im Vergleich zu den signifikanten Auswirkungen anderer Entwicklungen im Rahmen der energiewendebedingten Transformation des gesamten Erzeugungssystems relativ gering sein.

5.4 Netzentgelte

Wie in Kapitel 4 bei der Beschreibung der Szenarien und in Abschnitt 5.2 anhand der Untersuchung der Auswirkungen auf Verteilnetze hergeleitet, können sich durch den Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen die Entnahmemengen aus dem Netz (sowohl Energie- als auch Leistungsbezüge) ändern. Dies führt durch veränderte Kostenträger bei der Netzentgeltkalkulation in der Folge potenziell auch zu einer Veränderung der Netzentgelte. Zusätzlich können aus einer Erhöhung oder Verringerung der Leistungsbezüge auch veränderte Anforderungen an die Netzauslegung und damit veränderte Netzkosten resultieren (vgl. Abschnitt 5.2), die sich wiederum auf die Netzentgelte auswirken. Die Auswirkungen von Speichern auf die Netzentgelte lassen sich somit in zwei Bereiche einteilen:

- Umverteilungswirkungen durch speicherbedingt veränderte Entnahmemengen,
- Netzkostenwirkungen durch speicherbedingt veränderte Netzkosten.

Zur Analyse dieser Wirkungen auf die Netzentgelte werden nachfolgend zunächst die Wirkungsweisen dieser beiden Bereiche mit Fokus auf das heutige Netzentgeltsystem (Abschnitt 5.4.1) dargestellt. Anschließend werden die sich ergebenden, auf Speicher zurückzuführenden Veränderungen der Netzentgelte im Maximal-Szenario (Abschnitt 5.4.2) und Strommarkt-Szenario (Abschnitt 5.4.3) aufgezeigt.

⁵⁰ Fraunhofer ISI, Consentec; ifeu et al. (2017), "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland" sowie "Auswirkungen der Klimaschutzziele und diesbezüglicher Maßnahmen auf den Energiesektor und den Ausbau der erneuerbaren Energien", <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>

5.4.1 Wirkungsweisen im heutigen Netzentgeltsystem

Im heutigen Netzentgeltsystem werden Netzentgelte sowohl für Letztverbraucher mit Anschluss an eine Leitungs- oder Umspannebene als auch für nachgelagerte Netzbetreiber als Mitnutzer von vorgelagerten Ebenen erhoben. Dieses in der StromNEV⁵¹ geregelte Prinzip, in dem an nachgelagerte Netzebenen angeschlossene Letztverbraucher die Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen mittragen, wird Kostenwälzung genannt und bildet die Grundlage für die Bestimmung von Netzentgelten. Das Verhältnis der jeweils zu tragenden Kosten kann anhand des Verhältnisses der Leistungsbeiträge der Letztverbraucher in der Ebene und der der nachgelagerten Netzebenen zur Jahreshöchstlast der Ebene bestimmt werden. Die Kosten werden demnach, beginnend bei der Höchstspannungsebene, anhand dieser Leistungsbeiträge "gewälzt". Die konkrete Umsetzung und Anwendung von Gleichzeitigkeitskurven (g-Kurven) zur Entgeltbildung ist in §16 Abs. 2 und Anlage 4 der StromNEV geregelt. Für weiterführende Darstellungen und ausführliche Erläuterungen zur Funktionsweise der Kostenwälzung und zur grundsätzlichen Struktur und Kalkulation verbrauchsseitiger Netzentgelte sei auf die Studie "Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende"⁵² verwiesen.

Um die Auswirkungen eines Einsatzes von dezentralen Batteriespeichern auf die Netzentgelte zu bestimmen, ist zu berücksichtigen, wie die o. g. Umverteilungswirkungen und Netzkostenwirkungen im Kontext der Kostenwälzung greifen. Dazu wird im Folgenden eine (teilweise vereinfachte) Darstellung der Kostenwälzung zur Erläuterung verwendet.

Umverteilungswirkungen durch speicherbedingt veränderte Entnahmemengen

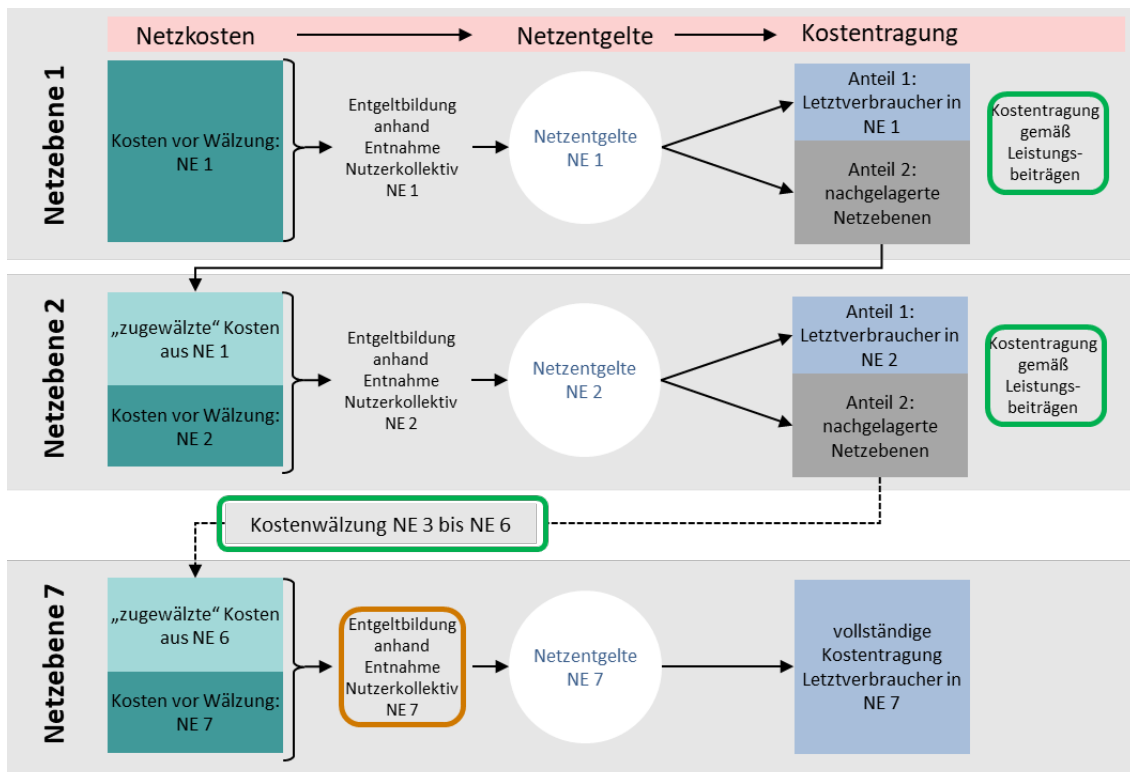
Der Einsatz von in dieser Studie betrachteten Speichern kann zu einem veränderten Nutzerverhalten in der Niederspannung führen. Dabei ist zum einen eine Veränderung des jährlichen Energiebezugs [kWh] der Nutzer, zum anderen auch eine Veränderung des maximalen Leistungsbezugs [kW] möglich.

Die Ansatzpunkte etwaiger Umverteilungswirkungen in der Kostenwälzung und Kalkulation von Netzentgelten sind in Bild 5.8 dargestellt. Zur vereinfachten Darstellung sind die sieben Netz- und Umspannebenen, die es in Deutschland gibt, von Netzebene 1 (NE 1) bis Netzebene 7 (NE 7)

⁵¹ Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 30. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2269) geändert worden ist: "Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)"

⁵² Fraunhofer ISI, Consentec (2018), "Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende"; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi); Schlussbericht vom 11.06.2018: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.html>

nummeriert (NE 1: HöS-Ebene, NE 2: HöS/HS-Umspannebene, NE 3: HS-Ebene, NE 4: HS/MS-Umspannebene, NE 5: MS-Ebene, NE 6: MS/NS-Umspannebene, NE 7: NS-Ebene).



Umverteilungswirkungen:

Veränderte Entnahmemengen durch den Einsatz von Speichern in der Niederspannung (NS, hier NE 7)

Arbeitsentnahme der Haushalte in der NS wirkt direkt auf die Entgeltbildung in NS

Leistungsentnahme wirkt indirekt auf die gesamte Kostenwälzung

Bild 5.8: Prinzip der Kostenwälzung und Wirkung veränderter Entnahmemengen durch den Einsatz von Speichern in der Niederspannung (hier NE 7)

Eine Veränderung des Energiebezugs der Netznutzer im Niederspannungsnetz wirkt sich direkt auf die Netzentgelte innerhalb der Niederspannungsebene aus. Dies resultiert aus der damit veränderten Basis (Entnahmemengen) der Kostenträger für die Kalkulation der Entgeltkomponenten (Leistungspreis (LP), Arbeitspreis (AP), Grundpreis (GP)). Um diese Auswirkungen quantitativ zu bewerten, wird im Rahmen dieser Untersuchung die folgende Methodik angewendet:

- Zunächst wird auf Basis des heutigen Niveaus der Entgeltkomponenten das Defizit (bzw. der Überschuss) in der Kostentragung bei einem Rückgang (bzw. einer Zunahme) des Energiebezugs bestimmt.
- Anschließend wird ermittelt, in welchem Umfang die Entgeltkomponenten angepasst werden müssten, um dieses Defizit (oder diesen Überschuss) zu kompensieren.
- Als Zielgröße ergeben sich somit erhöhte (oder verringerte) LP, AP und GP für die Niederspannungsebene.

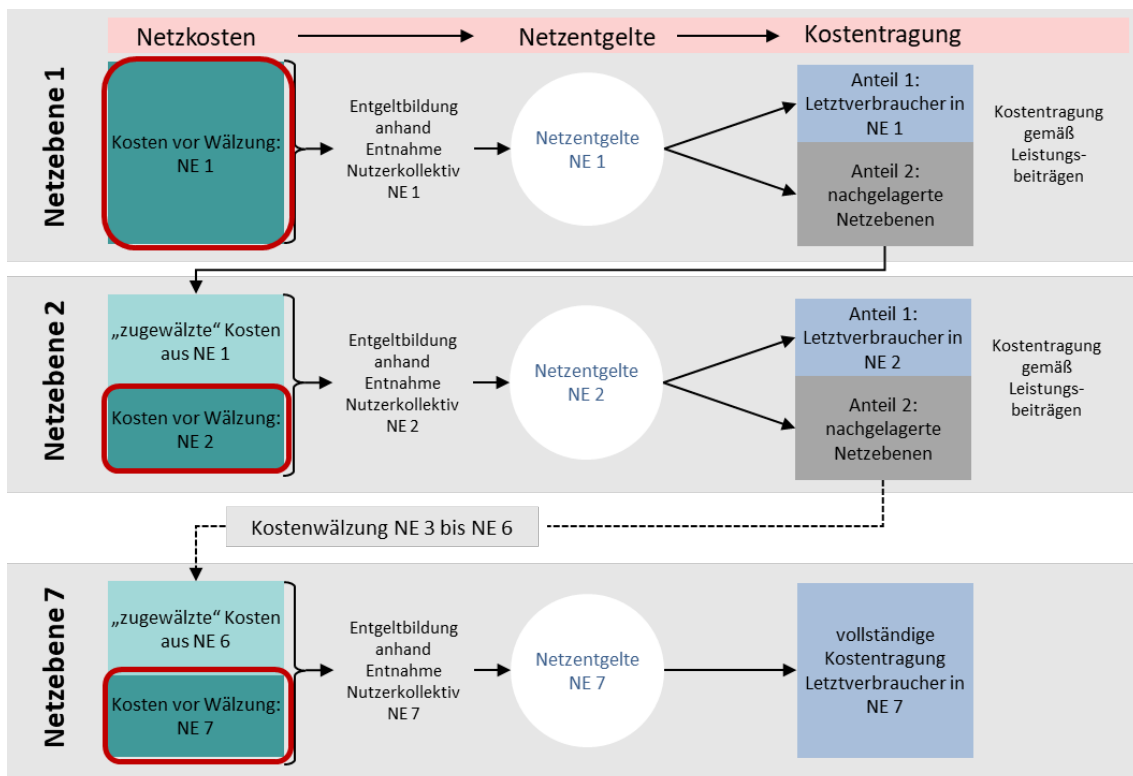
Der Ansatzpunkt potenziell veränderter Energiebezüge im heutigen Netzentgeltsystem ist in Bild 5.8 gekennzeichnet (braune Markierung).

Bei den betrachteten Netznutzern mit PV-Batteriespeichersystem oder Elektrofahrzeug handelt es sich um Haushalte und damit um Standardlastprofil-Verbraucher, die als Netzentgelte zwar Grund- und Arbeitspreise, aber keine Leistungspreise entrichten. Aus diesem Grund wirkt sich eine Veränderung der Leistungsentnahme dieser Netznutzer anders als die Veränderung des Energiebezugs nicht direkt auf die relevanten Kostenträger und Entgeltkomponenten aus. Darüber hinaus kann eine Veränderung des Leistungsbezugs der Netznutzer in der Niederspannung aber zu einer Veränderung des Leistungsbezugs aus den vorgelagerten Netzebenen führen. Dies wiederum hat eine veränderte Kostenwälzung und somit indirekt auch eine veränderte Kostenallokation zu den Netznutzern in der Niederspannung zur Folge. Um diese Auswirkungen quantitativ zu bewerten, wird im Rahmen dieser Untersuchung ein Modell verwendet, das die Kostenwälzung in Deutschland abbildet und unter Berücksichtigung veränderter Leistungsbezüge durch Letztverbraucher und nachgelagerte Netzebenen eine Bestimmung der veränderten Kostentragung erlaubt. Anhand der sich dadurch ergebenden Änderungen der durch Letztverbraucher in der Niederspannung zu tragenden Kosten lassen sich anschließend die veränderten Entgeltkomponenten ableiten.

Die Ansatzpunkte etwaiger veränderter Leistungsbezüge aus den vorgelagerten Ebenen in der Kostenwälzung im heutigen Netzentgeltsystem sind ebenfalls in Bild 5.8 (grüne Markierung) gekennzeichnet.

Netzkostenwirkungen durch speicherbedingt veränderte Netzkosten

Wie in Abschnitt 5.2 erläutert, kann sich der Einsatz der in dieser Studie betrachteten PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge potenziell auch auf die Netzkosten der Verteilnetze auswirken. Die Netzkostenveränderungen, die sich auf die spezifischen Netzkosten der Netz- und Umspannebenen vor Kostenwälzung beziehen, ergeben folglich unter Berücksichtigung der Netzkostenwälzung auch Veränderungen der Netzentgelte, die anhand der Modellierungswerkzeuge im Rahmen dieser Untersuchung berechnet werden können. Die Ansatzpunkte etwaiger veränderter Netzkosten ("Kosten vor Wälzung") in der Kostenwälzung im heutigen Netzentgeltsystem sind in Bild 5.9 (rote Markierung) gekennzeichnet.



Netzkostenwirkungen:

Speicherbedingt veränderte Netzkosten

- wirken direkt auf die Kosten je Netzebene und somit die gesamte Kostenwälzung

Bild 5.9: Prinzip der Kostenwälzung und Wirkung veränderter Netzkosten durch den Einsatz von Speichern in der Niederspannung (hier NE 7)

Modellierungswerkzeug und räumliche Auflösung

Die nachfolgend dargestellten Berechnungsergebnisse basieren auf einem Modellierungswerkzeug, das die Entgeltkalkulation auf Grundlage aktueller Kosten- und Mengendaten für einen fiktiven, die Gesamtheit der deutschen ÜNB und VNB repräsentierenden Netzbetreiber nachbildet. Dabei ist zu beachten, dass die Ergebnisse bei Betrachtung einzelner konkreter Netzbetreiber auch außerhalb der damit ermittelten Ergebnisse und Bandbreiten liegen können, da die verwendete Modellierung durchschnittliche Verhältnisse abbildet. Im Sinne der Aufgabenstellung kann dieses Modellierungswerkzeug jedoch grundsätzliche Wirkungen abbilden und zur Ableitung der gewünschten systemweiten Erkenntnisse herangezogen werden.

Eine direkte Bewertung der Netzentgeltentwicklungen im regionalen Kontext oder gar die Bestimmung der Auswirkungen auf die Netzentgelte jedes einzelnen Netzbetreibers in Deutschland wird an dieser Stelle nicht angestrebt. Da die Netzentgelt-Veränderung jedoch grundsätzlich auch mit der Netzkostenzunahme eines Netzes korreliert und diese sich räumlich differenziert aufschlüsseln lässt (vgl. Bild 5.6), ist auf dieser Basis auch eine genäherte Interpretation der regionalen Unterschiede möglich. Unter Berücksichtigung der Erläuterungen zu Bild 5.6 lässt sich demnach ableiten, dass analog zu den Netzkostenzunahmen auch die Veränderungen der Netzentgelte regional unterschiedlich ausfallen können. Insgesamt ist die Verteilung jedoch über ganz Deutschland einigermaßen homogen, sodass nicht generell mit höheren Anstiegen in bestimmten Kategorien von Netzen (hier z. B. im Bereich ländlich/ städtisch, Nord/ Süd, Ost/ West etc.) zu rechnen ist.

5.4.2 Maximal-Szenario

Nachfolgende Darstellungen zeigen die Wirkungen, die im Maximal-Szenario bis zum Betrachtungsjahr 2035 explizit auf Speicher zurückzuführen sind. Um diese Wirkungen aufzuzeigen, wird die Kostenentwicklung um andere Effekte, die sich in einem solchen Szenario mit starkem Speicherzubau ergeben (z. B. generell hoher Zubau von Erneuerbaren Energien) bereinigt. Es wird zur Abschätzung der maximalen Wirkungen das Zieljahr 2035 betrachtet. Referenz für alle folgenden Darstellungen sind weiterhin die heutigen durchschnittlichen Netzentgelte, sodass die hier aufgezeigten Veränderungen zwar in Form relativer Werte interpretierbar sind, jedoch keinen direkten Anhaltspunkt für die tatsächlichen absoluten zukünftigen Tarife darstellen, die sich für das jeweilige Betrachtungsjahr in diesem Szenario einstellen (da von o. g. weiteren Effekten in einem solchen Szenario abstrahiert wird).

Veränderte Entnahmemengen und Netzkosten

Im Maximal-Szenario ergeben sich durch den Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenversorgung und durch die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen veränderte Entnahmemengen aus dem Stromnetz (Energiebezug und Leistungsbezug), die zu Umverteilungswirkungen für die Netzentgelte führen. Die Richtungen dieser Wirkungen von Batteriespeichern im Maximal-Szenario sind in Tabelle 5.3 zusammengefasst.

Parameter	PV-Batteriespeichersysteme	Elektrofahrzeuge
jährlicher Energiebezug	Reduktion (↓)	Erhöhung (↑)
Höchstbezugsleistung	keine Wirkung (-)	Erhöhung (↑)
Netzkosten	keine Wirkung (-)	Erhöhung (↑)

Tabelle 5.3: Auswirkung des Einsatzes von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen im Maximal-Szenario

Der Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenversorgung führt zu einer Reduktion des jährlichen Energiebezugs gegenüber dem Status quo. Da PV-Batteriespeichersysteme im Rahmen dieser Untersuchung als eine Kombination aus einer PV-Anlage mit einem Batteriespeicher modelliert werden, kann die Gesamt-Reduktion in die Wirkung der PV-Anlage (fiktiv ohne Speicher) und die zusätzliche Wirkung des Speichers unterteilt werden. Die Reduktion des Energiebezugs durch die PV-Anlagen (gegenüber dem Fall, dass die Haushalte weder eine PV-Anlage noch einen Speicher haben) beträgt den Szenarien-Betrachtungen in Kapitel 4 entsprechend für den gesamten Betrachtungsbereich bei diesem Szenario 31,5 TWh und demnach etwa 14 % der insgesamt in Deutschland entnommenen Arbeit in der Niederspannung, die bei ca. 220 TWh liegt. Die Reduktion des Energiebezugs durch die PV-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern beläuft sich auf 54,4 TWh und entspricht damit etwa 25 % von 220 TWh. Die Höchstbezugsleistung aus dem Netz wird durch den Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenversorgung im Maximal-Szenario praktisch nicht beeinflusst, ebenso gibt es keine nennenswerten auf PV-Batteriespeichersysteme zurückzuführenden Kostenveränderungen im Stromnetz (siehe Abschnitt 5.2.2).

Im Gegensatz zu den Wirkungen von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenversorgung führt die Nutzung von Elektrofahrzeugen bzw. führen deren Ladevorgänge zu einer Erhöhung des jährlichen Energiebezugs. Gemäß den Szenarienergebnissen in Abschnitt 4.1 gibt es im Maximal-Szenario bis 2035 etwa 14,1 Millionen Batteriefahrzeuge (BEV) und 10,8 Millionen Plug-In Hybrid (PHEV). Unter Annahme einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung von etwa 12.500 km/a

je Fahrzeug⁵³ und einem durchschnittlichem Energieverbrauch von 20 kWh/100 km⁵⁴ lassen sich daraus die jährlichen Gesamt-Energiebezüge der Elektrofahrzeuge ermitteln. Unter der Annahme, dass ein BEV zu 100 % und ein PHEV zu 50 % mit Strom betrieben wird, ergeben sich je Fahrzeug Ladeenergiebedarfe von 2.500 kWh/a (BEV) und 1.250 kWh/a (PHEV). Insgesamt ergibt sich damit für alle Elektrofahrzeuge ein jährlicher Energiebedarf von ca. 49 TWh.

Wegen der in der Regel hohen Korrelation von Ladevorgängen mit der sonstigen Haushaltslast steigen die Höchstleistungsbezüge aus dem Netz durch Elektrofahrzeuge an (siehe auch Abschnitt 5.2.2), sodass sich im Maximal-Szenario auch Veränderungen in der Kostenwälzung ergeben. Die wirksamen Leistungsentnahmen je Fahrzeug und Netzebene können dabei unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten und Arten von Ladeinfrastrukturen als Grundlage für die veränderte Kostenwälzung herangezogen werden. Als Annahme für diese Berechnungen werden für das Maximal-Szenario folgende Gewichtungsfaktoren zur Ermittlung der für die Kostenwälzung relevanten Leistungsentnahmen verwendet:

- Umspannebene MS/NS: 100 %
- MS-Ebene: 75 %
- Umspannebene HS/MS: 63 %
- alle weiteren vorgelagerten Ebenen (HS, HöS/HS, HöS): 50 %
- Zusätzlich zur Veränderung der Kostenwälzung führt der durch Elektrofahrzeuge bedingte Anstieg der Höchstbezugsleistung auch zu einem Anstieg der Netzkosten (Kosten vor Wälzung) um insgesamt 9 %, wie im Rahmen des Exkurses in Abschnitt 5.2.2 näherungsweise quantifiziert wurde. Die relative Netzkostenzunahme je Netzebene vor Wälzung ist in Bild 5.10 dargestellt.

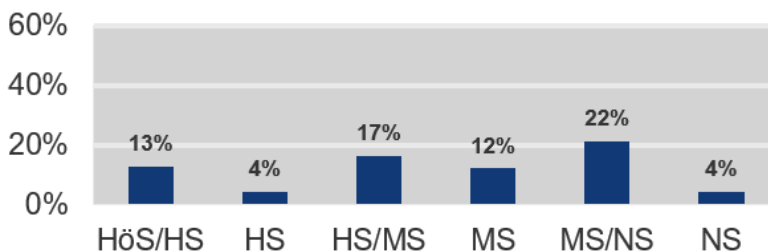


Bild 5.10: Zunahme der Netzkosten vor Kostenwälzung durch Elektrofahrzeuge je Netzebene im Maximal-Szenario 2035

Anhand der Kostenzunahmen lassen sich mithilfe des Modellierungswerkzeugs zur Kostenwälzung und unter Anwendung der ebenfalls veränderten Höchstleistungsbezüge die resultierenden von den Netznutzern einer Netzebene zu tragenden Kosten ableiten. Diese sind im Vergleich zweier Systemkonstellationen mit und ohne Elektrofahrzeuge in Bild 5.11 aufgezeigt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Netzkosten vor Kostenwälzung (Bild 5.10) zwar in allen Netzebenen steigen, nach Kostenwälzung aufgrund der zusätzlichen Höchstleistungsbezüge der nachgelagerten Ebenen aber mehr Kosten heruntergewälzt werden und sich somit mit Ausnahme der NS in fast allen Ebenen sinkende von Letztverbrauchern zu tragende Netzkosten ergeben. Während

⁵³ Abgeleitet aus durchschnittlichen Jahresfahrleistungen von PKW in Städten, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/246069/umfrage/laufleistung-privater-pkw-in-deutschland>

⁵⁴ Abgeleitet aus Studien zu tatsächlichen Stromverbräuchen (Messwerte) für elektrisches Fahren, z. B. <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>

in der NS-Ebene ein Anstieg von 14 % zu verzeichnen ist, sinken die von Letztverbrauchern zu tragenden Kosten in den vier Ebenen von der HS-Ebene bis zur MS/NS-Umspannebene in einer ähnlichen Größenordnung.

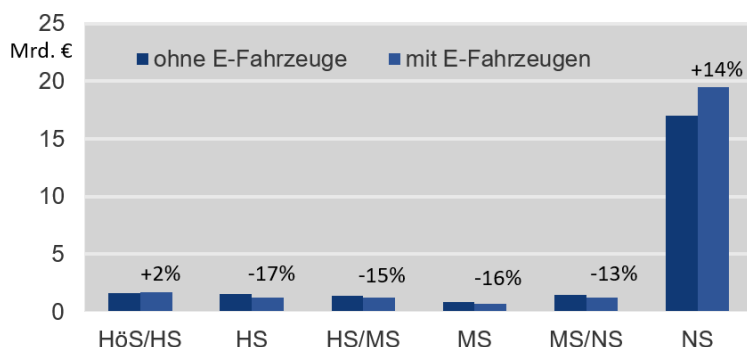


Bild 5.11: Veränderung der von Letztverbrauchern zu tragenden Netzkosten je Netzebene durch Elektrofahrzeuge nach Kostenwälzung im Maximal-Szenario 2035

Resultierende Netzentgelte

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse zeigen die Entgeltveränderungen durch PV-Batteriespeichersysteme (in Kombination mit PV-Anlagen) und durch Elektrofahrzeuge im Maximal-Szenario für das Jahr 2035. Bild 5.12 zeigt die resultierenden NS-Entgeltkomponenten im Vergleich zu heutigen Durchschnittsentgelten ("Referenz", linke Säule).

Die Entgeltveränderungen durch PV-Batteriespeichersysteme sind im Maximal-Szenario auf den Rückgang des Energiebezugs durch Eigenversorgung zurückzuführen. Dabei ist in Bild 5.12 die Wirkung wie in den obenstehenden Ausführungen zum einen für PV-Anlagen ohne Speicher (2. Säule v. l.) und zum anderen für PV-Anlagen mit Batteriespeicher (2. Säule v. r.) aufgetragen. Das Defizit in der Kostentragung (vgl. Abschnitt 5.4.1), das sich allein durch die PV-Anlagen ergibt, führt zu einem Anstieg der Entgeltkomponenten um 13 % gegenüber der Referenz, während das Defizit durch die Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern zu einem Anstieg um 24 % führt.

Werden nun über die Wirkungen der PV-Batteriespeichersysteme hinaus auch die der Elektrofahrzeuge im Maximal-Szenario berücksichtigt, ergibt sich insgesamt ein Netzentgelt-Anstieg von 17 % in der Niederspannung, der somit um 7 Prozentpunkte geringer ist als bei ausschließlicher Betrachtung der PV-Batteriespeichersysteme. Die Entgeltveränderungen durch Elektrofahrzeuge ergeben sich im Maximal-Szenario durch den Anstieg des Energiebezugs und durch höhere Höchstleistungsbezüge. Ein Anstieg des Energiebezugs führt ceteris paribus zu einem Rückgang der Entgeltkomponenten, die höheren Höchstleistungsbezüge hingegen zu höheren von Netznutzern zu tragenden Netzkosten (hier i. H. v. 14 %, siehe Bild 5.11). Da der Rückgang der Entgelte aufgrund der höheren Energiebezüge jedoch die höheren zu tragenden Netzkosten übersteigt, wäre allein durch Elektrofahrzeuge im Maximal-Szenario eine Absenkung der Netzentgelte zu erwarten. Die Anstiege, die durch die PV-Batteriespeichersysteme in höherem Maße dagegenstehen, werden somit durch die Absenkung der Entgelte durch Elektrofahrzeuge (von 24 % auf 17 %) gedämpft.

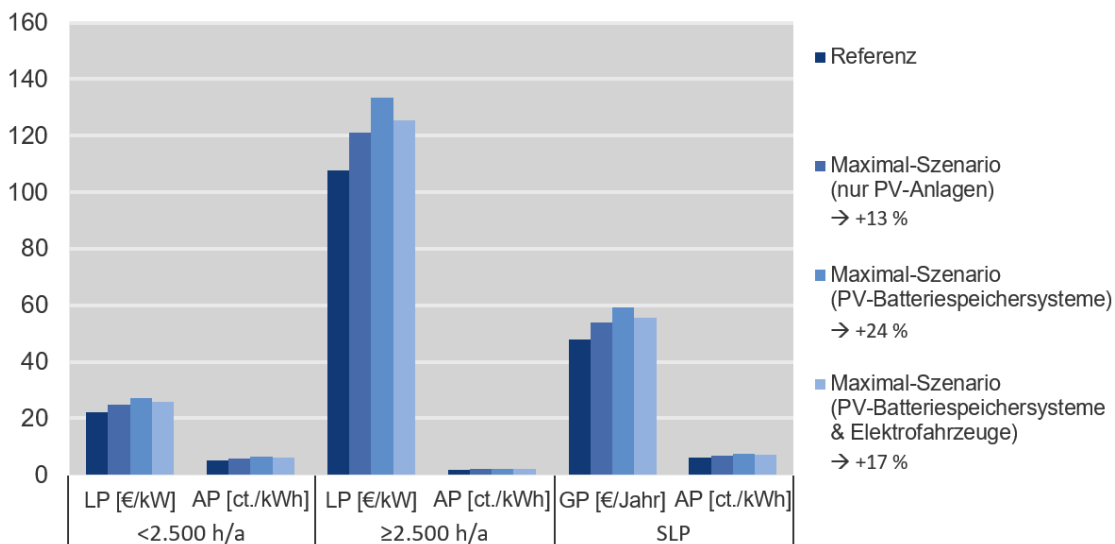


Bild 5.12: Entgeltkomponenten in der Niederspannung in der Referenz und im Maximal-Szenario 2035 im Vergleich (Prozentwerte in der Legende (rechts) geben die Veränderung ggü. Referenz wieder)

5.4.3 Strommarkt-Szenario

Nachfolgende Darstellungen zeigen die Wirkungen, die im Strommarkt-Szenario explizit auf Speicher zurückzuführen sind. Um diese Wirkungen aufzuzeigen, wird die Kostenentwicklung um andere Effekte, die sich in einem solchen Szenario mit starkem Speicherzubau ergeben (z. B. generell hoher Zubau von Erneuerbaren Energien) bereinigt. Gemäß den Berechnungen für das Strommarkt-Szenario (vgl. Abschnitt 4.3) liegen die veränderten Entnahmemengen zunächst nur für 2030 vor. Zur Abschätzung der Auswirkungen und zur Schaffung von Vergleichbarkeit mit dem Maximal-Szenario werden die Ergebnisse darauf aufbauend für die folgenden Betrachtungen bis 2035 skaliert. Der Ergebnisbereich stellt dementsprechend eine Bandbreite im Sinne einer unteren und oberen Abschätzung dar. Referenz für alle folgenden Darstellungen sind weiterhin die heutigen durchschnittlichen Netzentgelte, sodass die hier aufgezeigten Veränderungen zwar in Form relativer Werte interpretierbar sind, jedoch keinen direkten Anhaltspunkt für die tatsächlichen absoluten zukünftigen Tarife darstellen, die sich für das jeweilige Betrachtungsjahr in diesem Szenario einstellen (da von o. g. weiteren Effekten in einem solchen Szenario abstrahiert wird).

Veränderte Entnahmemengen und Netzkosten

Im Strommarkt-Szenario ergeben sich zum einen (analog zum Maximal-Szenario) veränderte Entnahmemengen (Energiebezug und Leistungsbezug) durch den Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenversorgung und durch die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen. Zum anderen werden die Entnahmemengen auch durch den Einsatz der Batteriespeicher am Strommarkt beeinflusst. Die Richtungen der Wirkungen der Batteriespeicher im Strommarkt-Szenario sind in Tabelle 5.4 zusammengefasst.

Parameter	PV-Batteriespeichersysteme	Elektrofahrzeuge
jährlicher Energiebezug	Reduktion (↓)	Erhöhung (↑)
Höchstbezugsleistung	Erhöhung (↑)	Erhöhung (↑)
Netzkosten	Erhöhung (↑)	Erhöhung (↑)

Tabelle 5.4: Auswirkung des Einsatzes von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen im Strommarkt-Szenario

Der Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen zur Eigenversorgung führt auch im Strommarkt-Szenario zu einer Reduktion des jährlichen Energiebezugs gegenüber dem Status quo, allerdings in etwas geringerem Maße als im Maximal-Szenario. Wie Abschnitt 4.3 zu entnehmen ist, wurde für das Strommarkt-Szenario das Zieljahr 2030 verwendet, sodass die veränderten Entnahmemengen zunächst nur für 2030 vorliegen. Zur Abschätzung der Auswirkungen bis 2035, auch um einen Vergleich mit dem Maximal-Szenario zu ermöglichen, wurden die Ergebnisse darauf aufbauend für die folgenden Betrachtungen bis 2035 skaliert. Die Bandbreite der verwendeten Reduktion des Energiebezugs stellt dementsprechend eine untere und obere Abschätzung dar und liegt für das vorliegende Szenario zwischen 25,3 TWh und 48 TWh. Die maximale Ausprägung dieser Bandbreite liegt somit leicht unter der maximal möglichen Reduktion des Energiebezugs im Maximal-Szenario (54,4 TWh). Während die Höchstbezugsleistung aus dem Netz (Niederspannung) im Maximal-Szenario durch PV-Batteriespeichersysteme nicht beeinflusst wird, erhöht sich diese beim Einsatz von PV-Batteriespeichersysteme am Strommarkt um 18 % gegenüber der Referenz. Aufgrund des verstärkt zeitgleichen Einsatzes der Speicher durch den Einsatz am Strommarkt wird angenommen, dass diese Lasterhöhung in allen vorgelagerten Netzebenen identisch ist und nicht aufgrund von Durchmischung in reduzierter Höhe wirkt. Zusätzlich zur Veränderung der Kostenwälzung führt dies zu einem Anstieg der Netzkosten vor Wälzung (siehe auch Abschnitt 5.2.3). Diese relative Netzkostenzunahme je Netzebene ist in Bild 5.13 dargestellt. Die Angaben zum relativen Kostenzuwachs sind auf die Netzkosten im Maximal-Szenario bezogen.

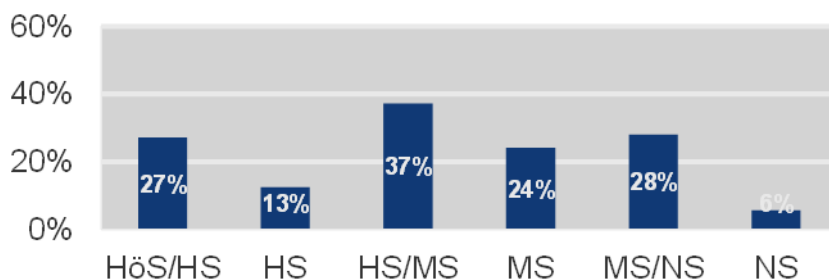


Bild 5.13: Zunahme der Netzkosten vor Kostenwälzung durch PV-Batteriespeichersysteme je Netzebene im Strommarkt-Szenario 2035 gegenüber Maximal-Szenario 2035

Neben der Untersuchung der Frage, wie sich der Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen am Strommarkt auf die Netzentgelte auswirkt, wird im Folgenden auch aufgezeigt, welche Veränderungen sich ergeben, wenn sowohl PV-Batteriespeichersysteme als auch Elektrofahrzeuge (V2G) für Arbitragegeschäfte am Strommarkt genutzt werden. Auch hier wird der Rückgang des Energiebezugs als Bandbreite angenommen, die zwischen 25,8 TWh und 49 TWh liegt und somit nur eine marginale Änderung gegenüber dem alleinigen Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen am Strommarkt aufweist. Darüber hinaus ergibt sich durch die Ladevorgänge für alle Elektrofahrzeuge analog zum Maximal-Szenario ein zusätzlicher jährlicher Energiebedarf von ca. 49 TWh. Zudem steigen die Höchstlastbezüge in der Niederspannung gegenüber der Referenz um weitere 18 % (und liegen somit ca. 36 % über den Höchstlastbezügen bei der Referenz). Als

Annahme für V2G werden dieselben Gewichtungsfaktoren zur Ermittlung der für die Kostenwälzung wirksamen Leistungsentnahmen wie im Maximal-Szenario (siehe Abschnitt 5.4.2) verwendet.

Der weitere Anstieg der Höchstbezugsleistungen führt auch hier neben der veränderten Kostenwälzung zu einem Anstieg der Netzkosten vor Wälzung. Diese relativen Netzkostenzunahmen je Netzebene sind in Bild 5.14 dargestellt. Die Angaben zum relativen Kostenzuwachs sind auch hier auf die Netzkosten im Maximal-Szenario bezogen.

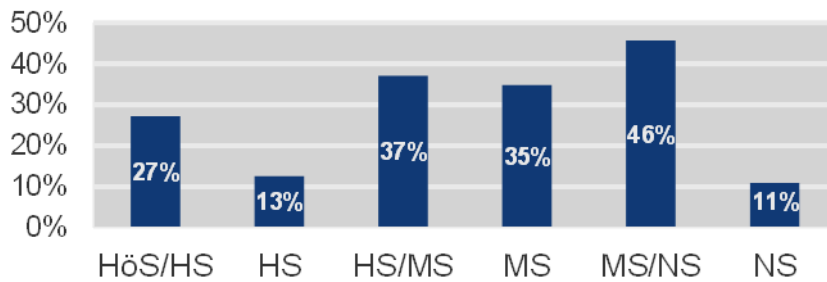


Bild 5.14: Zunahme der Netzkosten vor Kostenwälzung durch PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge (V2G) je Netzebene im Strommarkt-Szenario 2035 gegenüber Maximal-Szenario 2035

Anhand der Kostenzunahmen lassen sich mithilfe des Modellierungswerkzeugs zur Kostenwälzung und unter Berücksichtigung der ebenfalls veränderten Höchstleistungsbezüge die im Ergebnis von den Netznutzern einer Netzebene zu tragenden Kosten ableiten. Diese sind im Vergleich zur Referenz und zu den oben dargestellten Ergebnissen des Maximal-Szenarios in Bild 5.15 dargestellt.

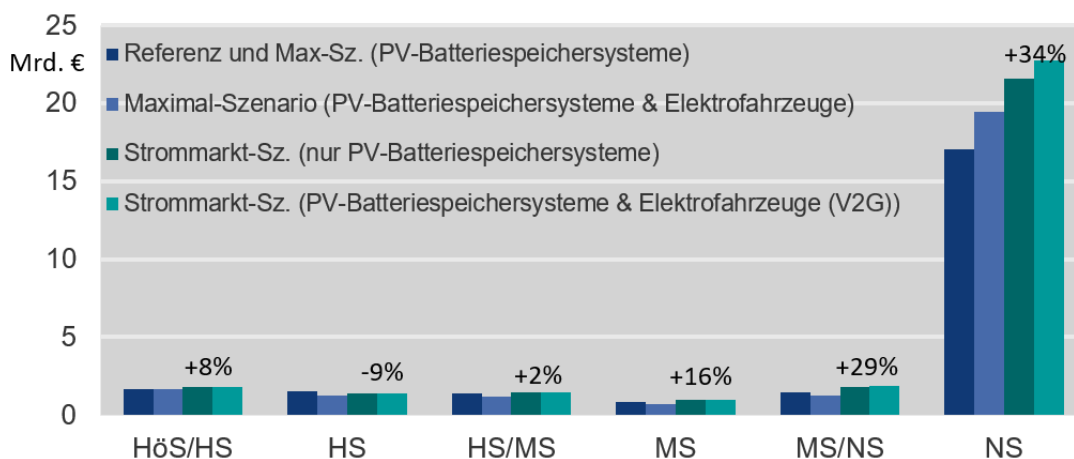


Bild 5.15: Veränderung der von Letztverbrauchern zu tragenden Netzkosten je Netzebene durch PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge im Strommarkt-Szenario 2035

Es ist zu erkennen, dass die Netzkosten vor Kostenwälzung (Bild 5.14) zwar insbesondere in den Netzebenen HS/MS, MS und MS/NS stark steigen, nach Kostenwälzung aufgrund der zusätzlichen Höchstleistungsbezüge der nachgelagerten Ebenen jedoch auch wieder mehr Kosten heruntergewälzt werden. Dadurch steigen die von Letztverbrauchern zu tragenden Netzkosten in der NS-Ebene (+34 %), gefolgt von der MS/NS-Umspannebene (+29 %), am stärksten. Während in der MS-Ebene ebenfalls noch ein Anstieg von 16 % zu verzeichnen ist, sinken die Entgelte in der HS-Ebene sogar leicht um 9 %.

Resultierende Netzentgelte

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse zeigen die Entgeltveränderungen durch PV-Batteriespeichersysteme und durch Elektrofahrzeuge im Strommarkt-Szenario. Bild 5.16 zeigt die resultierenden NS-Entgeltkomponenten für das Strommarkt-Szenario in 2035 (Darstellung als Bandbreite, s. o.) im Vergleich zum Maximal-Szenario und zu heutigen Durchschnittsentgelten ("Referenz", linke Säule).

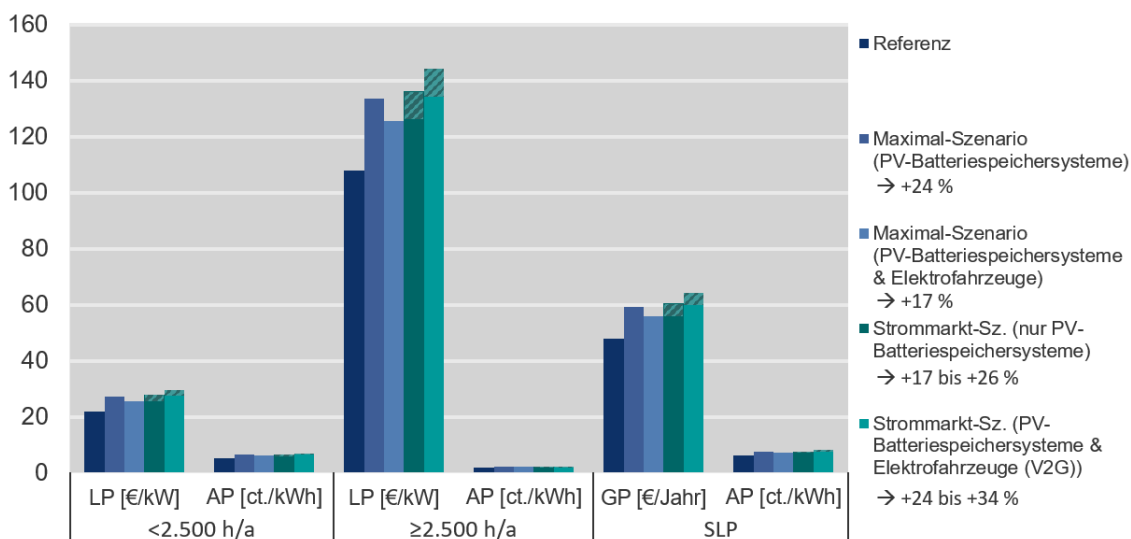


Bild 5.16: Entgeltkomponenten in der Niederspannung in der Referenz, im Maximal-Szenario 2035 und im Strommarkt-Szenario 2035 im Vergleich (Prozentwerte in der Legende (rechts) geben die Veränderung ggü. Referenz wieder)

Im Vergleich zu den bereits in Abschnitt 5.4.2 beschriebenen Entgeltveränderungen im Maximal-Szenario (2. Säule v. l. und mittlere Säule) steigen die Netzentgelte im Strommarkt-Szenario in der maximalen Ausprägung der Bandbreite, die als gestrichelter Bereich markiert ist, noch einmal an. Im Strommarkt-Szenario bei alleiniger Betrachtung der PV-Batteriespeichersysteme (2. Säule v. r.) liegt der maximale Anstieg mit 26 % nur knapp über dem entsprechenden Anstieg von 24 % im Maximal-Szenario (2. Säule v. l.). Bei Einsatz sowohl von PV-Batteriespeichersystemen als auch von bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen (V2G) am Strommarkt erhöht sich der Netzentgelt-Anstieg auf 34 % gegenüber 17 % in der entsprechenden Betrachtung im Maximal-Szenario (mittlere Säule). Der deutliche Unterschied zwischen den beiden Szenarien bei Einbezug der Elektrofahrzeuge ist insbesondere auf die dadurch weiter steigenden Höchstbezugsleistungen und Netzkosten zurückzuführen (vgl. Bild 5.15).

5.4.4 Fazit

Wie in den vorherigen Abschnitten dargestellt ist, kann der Einsatz der in dieser Studie betrachteten PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge zu höheren Netzentgelten in der NS-Ebene führen. Dies ist zum einen auf Veränderungen der Entnahmemengen (Energie und Leistung) zurückzuführen, zum anderen auch auf höhere Netzkosten aufgrund steigender Höchstbezugsleistung und damit stärkerer Belastungen der Netzbetriebsmittel (vgl. Abschnitt 5.2). Durch Modellierung der Kostenwälzung und Berücksichtigung der relevanten Veränderungen können sowohl für das Maximal-Szenario als auch für das Strommarkt-Szenario die maximalen Wirkungen auf die Netzentgelte abgeschätzt werden.

Im Maximal-Szenario ist in der Niederspannungsebene bei Berücksichtigung der (teilweise gegenläufigen) Wirkungen von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen mit einem

Anstieg der Entgeltkomponenten (LP, AP und GP) von 17 % zu rechnen. Bei Teilnahme von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen (V2G) am Strommarkt, wie sie im Strommarkt-Szenario modelliert ist, können sich die Zunahmen auf bis zu 34 % erhöhen. Für Betreiber von dezentralen Batteriespeichern steigen die jährlichen Netzentgeltzahlungen jedoch weniger stark als die relative Netzentgeltentwicklung, da sie durch den höheren Eigenverbrauch insgesamt weniger Strom aus dem Netz beziehen und somit auch für eine geringere Entnahmemenge Netzentgelte zahlen.

Erwartungsgemäß ist somit in Szenarien mit einer starken Zunahme dezentraler Batteriespeicher auch mit Auswirkungen auf die Netzentgelte zu rechnen. Die ermittelten maximal möglichen Anstiege der Netzentgelte, die explizit auf Speicher zurückzuführen sind, haben bei einem starken Zubau an Speichern, wie er im Maximal-Szenario untersucht wird, eine nennenswerte Größenordnung. Grundsätzlich ist hierbei jedoch zu beachten, dass die Netzentgelte (analog zu den Netzkosten) in einem mit der Energiewende einhergehend veränderten Stromversorgungssystem nicht nur durch den Speicherezubau steigen. Eine mögliche Erhöhung der Netzentgelte würde zusätzlich auch in hohem Maße durch die sonstigen Entwicklungen des Stromsystems, wie z. B. den ebenfalls starken Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen und die daraus resultierenden veränderten Anforderungen an die Netze, getrieben (und könnte ggf. durch Anpassungen im Bereich der Entgeltsystematik gedämpft werden, die im Rahmen dieser Studie aber nicht untersucht wurden).

5.5 Abgaben und Umlagen

Der Zubau an dezentralen Batteriespeichern, wie er in den Szenarien angenommen wird, wirkt sich auf das Finanzaufkommen der mit dem Strompreis erhobenen Abgaben und Umlagen, insbesondere der EEG-Umlage und der Stromsteuer, aus. Der nachfolgende Abschnitt stellt dar, wie sich dies auf die Zahlungen von Abgaben und Umlagen für einzelne Haushalte auswirkt. Darüber hinaus wird die Auswirkung für das Finanzaufkommen insgesamt sowie Verschiebungen zwischen Haushalten mit Eigenversorgung und Haushalten ohne Eigenversorgung dargestellt.

5.5.1 Status quo und Vorgehensweise

PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge, die zuhause geladen werden, zahlen für den aus dem Netz bezogenen Strom Abgaben und Umlagen. Für selbsterzeugten Strom, der vor Ort eigenverbraucht wird, fallen Abgaben und Umlagen für die hier betrachteten Anlagengrößen nicht an. Lediglich für die EEG-Umlage sind nach dem alten EEG 2017 Zahlungen für eigenverbrauchten Strom aus PV-Anlagen größer als 10 kW fällig geworden (§ 61a Nr. 4 EEG 2017). Mit dem neuen EEG 2021 ist diese Grenze auf 30 kW angehoben worden. Durch die Verbreitung von PV-Batteriespeichersystemen und Batterien in Elektrofahrzeugen ergeben sich Auswirkungen auf die Zahlung von Abgaben und Umlagen, die nachfolgend für die betrachteten Szenarien analysiert werden. Im Jahr 2020 umfasst die spezifische Höhe der Steuern, Abgaben und Umlagen auf den Haushaltsstrompreis im Durchschnitt insgesamt ca. 0,24 €/kWh (siehe Bild 5.17).

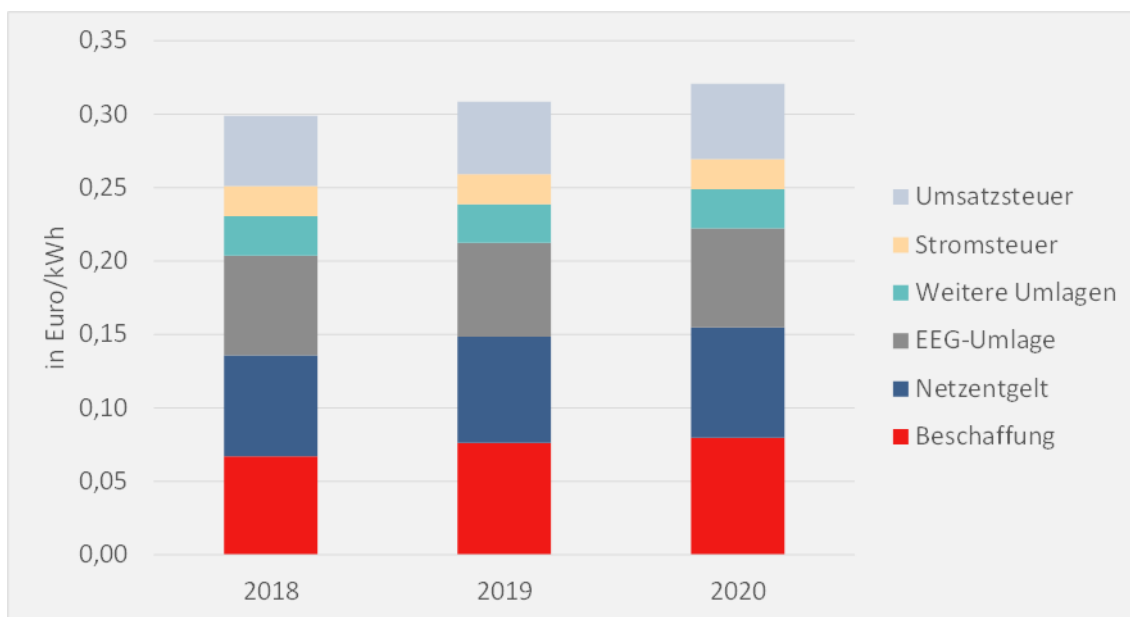


Bild 5.17: Zusammensetzung der Haushaltsstrompreise nach Steuern, Abgaben und Umlagen im Zeitraum 2018 –bis 2020⁵⁵

Durch den Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen wird die Eigenverbrauchsquote erhöht und damit die Stromentnahme aus dem Netz reduziert. Sowohl die EEG-Umlage als auch die Stromsteuer sind derzeit zum Großteil entnahmeabhängig ausgestaltet. Eine reduzierte Stromentnahme aus dem Netz führt daher auch zu einer Reduktion der jährlichen Zahlungen der Haushalte. Der Einsatz von neuen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen führt dagegen zu einer Erhöhung der Entnahmemengen der Haushalte und damit zu einer Erhöhung der jährlichen Zahlungen. Zur Abschätzung der Kostenwirkungen werden zum einen die jährlichen Zahlungen für Musternutzer als auch das Finanzierungsaufkommen für die Gesamtheit der Speicher in den betrachteten Szenarien bestimmt.

Durch den Einsatz von PV-Batteriespeichersystemen wird die Eigenverbrauchsquote erhöht und damit die Stromentnahme aus dem Netz reduziert. Sowohl die EEG-Umlage als auch die Stromsteuer sind derzeit zum Großteil entnahmeabhängig ausgestaltet. Eine reduzierte Stromentnahme aus dem Netz führt daher auch zu einer Reduktion der Zahlungen. Der Einsatz von neuen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen führt dagegen zu einer Erhöhung der Entnahmemengen und damit zu einer Erhöhung der Zahlungen. Zur Abschätzung der Kostenwirkungen werden diese zum einen für Musternutzer als auch für die Gesamtheit der Speicher in den betrachteten Szenarien bestimmt.

Veränderung der Entnahmemengen aus dem Netz

Die Verringerung der Entnahmemengen für einzelne Haushalte ergibt sich aus den Eigenverbrauchsquoten, die erreicht werden. Gleichzeitig sind dabei ggf. zusätzliche Strombedarfe durch neue Anwendungen zu betrachten. Zur Abschätzung und Darstellung der Auswirkungen auf einzelne Haushalte werden folgende Musternutzer verwendet (siehe Tabelle 5.5).

⁵⁵ Bundesnetzagentur (BNetzA), Monitoringberichte für die Jahre 2018 bis 2020, online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html

Musterhaushalt	Strombedarf (kWh) ⁵⁶	PV-Anlage Leistung (kW)	Batterie (kWh)
Haushalte ohne EV	3.500	5 kW	5 kWh
großer Haushalt ohne EV	5.600	7 kW	7 kWh
Haushalt mit EV	7.000	8 kW	9 kWh
Haushalt mit EV und WP	10.830	10 kW	9 kWh

Tabelle 5.5: Kenndaten von Musterhaushalten zu Strombedarf, PV-Anlagenleistung und Batteriespeichergröße

Dazu wird zum einen dargestellt, welche jährlichen Zahlungen die Musterhaushalte ohne eine PV-Anlage und einen Batteriespeicher leisten. Diese jährlichen Referenzzahlungen werden dann mit dem Fall, dass eine PV-Anlage zur Eigenversorgung genutzt wird, verglichen. In einem dritten Fall wird darüber hinaus der Einsatz eines Batteriespeichers zur Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit einer PV-Anlage betrachtet. Die dabei unterstellten Eigenverbrauchsquoten für die PV-Erzeugung liegen zwischen 20 % und knapp 50 %.

5.5.2 Ergebnisse Maximal-Szenario und Strommarkt-Szenario

Es zeigt sich, dass sich für die Musterhaushalte eine Reduzierung der jährlichen Zahlungen der EEG-Umlage und Stromsteuer je nach Ausstattung und Größe der Haushalte zwischen 42 % und 64 % einstellt, die aus dem reduzierten Netzbezug resultiert. Ohne Batteriespeicher ergeben sich niedrigere Eigenverbrauchsquoten, so dass sich die jährlichen Zahlungen der EEG-Umlage bzw. der Stromsteuer nur zwischen 24 % und 36 % reduzieren. Die höchsten absoluten Reduktionen der EEG-Umlagezahlungen und Zahlungen der Stromsteuer durch PV-Batteriespeichersysteme erreichen Haushalte mit einem Elektrofahrzeug und einer Wärmepumpe, da die Eigenverbrauchsraten den Bezug aus dem Netz absolut am stärksten reduzieren. Durch die Nutzung eines Elektrofahrzeugs oder einer Wärmepumpe steigt der Stromverbrauch der Musterhaushalte auf bis über 10.000 kWh an. Die absoluten Beträge der EEG-Zahlungen bzw. der Stromsteuer dieser Haushalte liegen mit Eigenverbrauch und Batteriespeicher dann in etwa auf der Höhe des Musterhaushalts ohne PV-Batteriespeichersystem und Elektrofahrzeug.

Bei einer spezifischen Höhe der EEG-Umlage von 6,5 ct/kWh und einer Stromsteuer von 2,05 ct/kWh zahlt ein durchschnittlicher Haushalt mit 3.500 kWh ca. 300 Euro für EEG-Umlage und Stromsteuer pro Jahr. Durch ein Elektrofahrzeug kann sich der Strombedarf dieses Haushaltes um 3.500 kWh erhöhen (bei für diesen Haushalt angenommenen 17.500 km pro Jahr und einem Verbrauch von 20 kWh/100 km). Die Zahlungen steigen ohne PV-Batteriespeichersystem dann bei einem Strombedarf von 7.000 kWh auf ca. 600 Euro pro Jahr. Modellanalysen mit typischen Verbrauchsprofilen zeigen, dass mit einer 8 kW-PV-Anlage und einer 9 kWh-Batterie der Netzbezug auf ca. 3.450 kWh gesenkt werden kann. Auf Basis der Modellanalysen ergibt sich damit ein Eigenverbrauch von ca. 44 % (siehe auch Kapitel 4). Als absoluter Betrag zahlen Haushalte mit einem Elektrofahrzeug und einem PV-Batteriespeichersystem dann ca. 295 Euro pro Jahr an EEG-Umlage und Stromsteuer für ihren Strombezug aus dem Netz (siehe Bild 5.18 und Bild 5.19).

⁵⁶ Verbrauchsdaten auf Basis von Klingler, A.-L., (2017), "Self-consumption with PV Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences". Applied energy, 205, pp.1560–1570

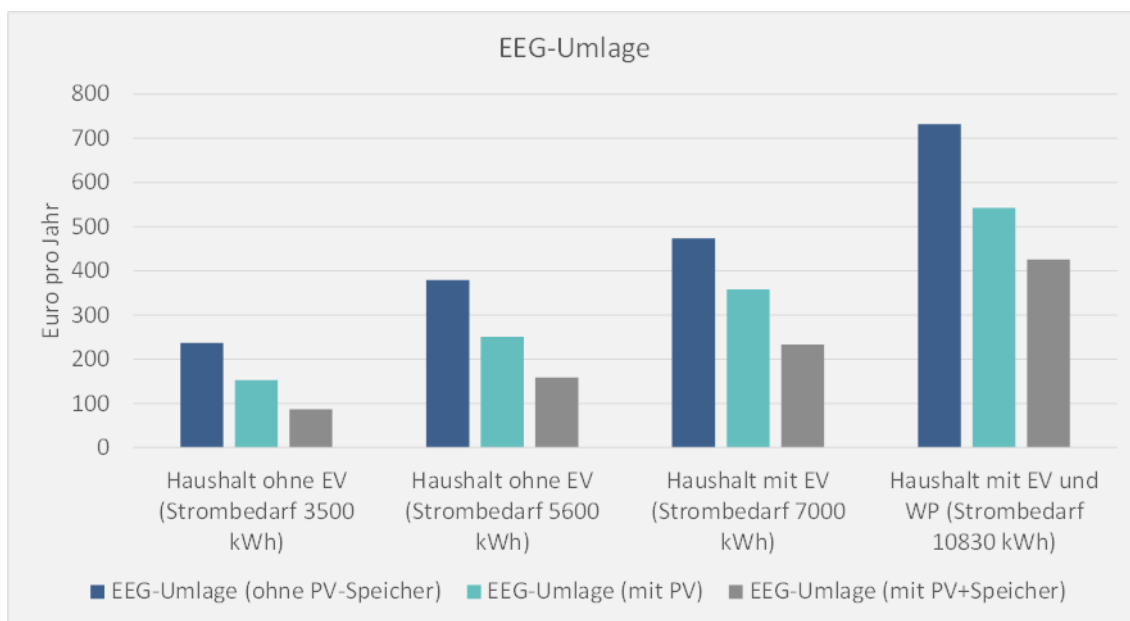


Bild 5.18: *Jährliche Zahlung der EEG-Umlage nach Haushaltsgröße und Ausstattung ohne und mit PV-Anlage zum Eigenverbrauch sowie mit Batteriespeicher*

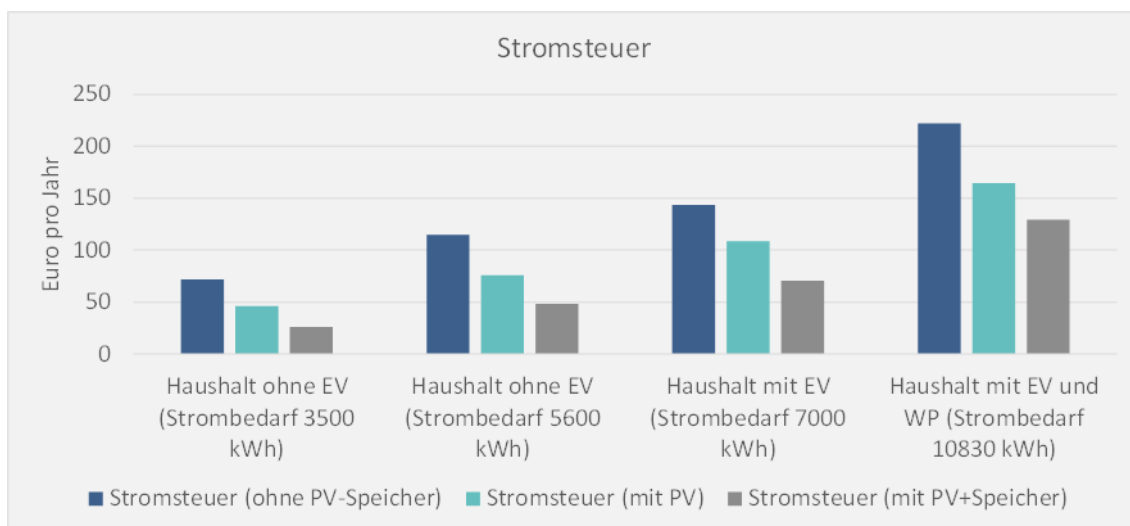


Bild 5.19: *Jährliche Zahlung der Stromsteuer eines Haushaltes nach Haushaltsgröße und Ausstattung ohne und mit PV-Anlage zum Eigenverbrauch sowie mit Batteriespeicher*

Neben der Auswirkung des Eigenverbrauchs auf die jährlichen Zahlungen der Musterhaushalte ergeben sich Rückwirkungen auf das Finanzierungsaufkommen der EEG-Umlage bzw. der Stromsteuer. Der Umfang lässt sich auf Basis der Szenarien und der sich ergebenden Reduktion der Entnahmemengen aus dem Stromnetz ableiten.

Dazu wird analysiert, welchen Beitrag verschiedene Nutzergruppen zur Finanzierung des Energiesystems liefern und welche Verteilungseffekte sich daraus ergeben.

Durch den Zubau von PV-Batteriespeichersystemen und den resultierenden Anstieg des Eigenverbrauchs der Anlageneigentümer sinkt die Stromnachfrage aus dem Netz der öffentlichen Versorgung (siehe Tabelle 5.6). Im betrachteten Maximal-Szenario liegen die Reduktionen bei 17,2 TWh durch Eigenverbrauch aus PV-Anlagen und steigen auf 28,5 TWh in 2030, wenn die Haushalte mit Batteriespeichern ausgestattet sind. Werden die Batterien zusätzlich auch im

Energiehandel verstärkt eingesetzt, dann geht die Entnahmemenge um 25,3 TWh etwas weniger stark zurück, da in einigen Zeitpunkten die Erzeugung aus den PV-Anlagen nicht zum Eigenverbrauch genutzt wird, sondern bei hohen Strompreisen im Strommarkt verkauft wird. Werden Batteriespeicher aus den Elektrofahrzeugen ebenfalls zum Stromhandel genutzt, sinkt die Entnahmemenge aus dem Netz um 25,8 TWh in 2030. Insgesamt zeigen die Modellanalysen, dass zusätzlicher Handel von Batteriespeichern am Strommarkt die Eigenverbrauchsmengen reduziert, da in einigen Situationen ein Verkauf des erzeugten Stroms am Strommarkt einem Eigenverbrauch vorgezogen wird. Die Auswirkungen auf das Finanzierungsvolumen sind demnach im reinen Eigenversorgungsfall am höchsten. Für 2035 werden die Reduktionen der Entnahmemengen für die Strommarktszenarien auf Basis der Ergebnisse für 2030 und der Reduktion ohne Stromhandel in 2035 abgeschätzt und sind daher mit einer größeren Unsicherheit behaftet.

Reduktion der Entnahmemenge	durch PV-Eigenversorgung	durch PV + Batteriespeicher	Strommarkt-Szenario	Strommarkt-Szenario + V2G
2030	17,2	28,5	25,3	25,8
2035	31,5	54,4	48,3	49,2

Tabelle 5.6: Reduktion der Entnahmemengen im Maximal- und Strommarkt-Szenario

Auf Basis der genannten Zahlen kann zunächst das Finanzvolumen abgeschätzt werden, das von den Haushalten im Maximal-Szenario gezahlt wird. Rechnet man mit einer EEG-Umlage von 6,5 ct/kWh und einer Stromsteuer von 2,05 ct/kWh, dann beträgt das Finanzvolumen der heutigen Ein- und Zweifamilienhäuser, die für den Einsatz von PV-Anlagen und Batteriespeicher zur Eigenversorgung als Zielgruppe in Frage kommen, insgesamt ca. 5 Milliarden Euro pro Jahr. Die unterstellte Verbreitung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen bis 2030 führt dazu, dass die betrachteten Haushalte in 2030 einen deutlich höheren Strombedarf aufweisen und daher ein höheres Finanzierungsvolumen von ca. 7,6 Milliarden Euro pro Jahr generieren würden, wenn man mit der heutigen EEG-Umlage bzw. Stromsteuer rechnet.

Auf Grund der Eigenversorgung fällt das Finanzierungsvolumen jedoch deutlich geringer aus. Werden die PV-Anlagen zur Eigenversorgung genutzt, dann ergibt sich ein Finanzaufkommen von 6,1 Milliarden Euro aus EEG-Umlage und Stromsteuer pro Jahr. Der Einsatz von Batteriespeichern erhöht den Eigenverbrauch und reduziert damit das Finanzaufkommen auf 5 Milliarden Euro pro Jahr.

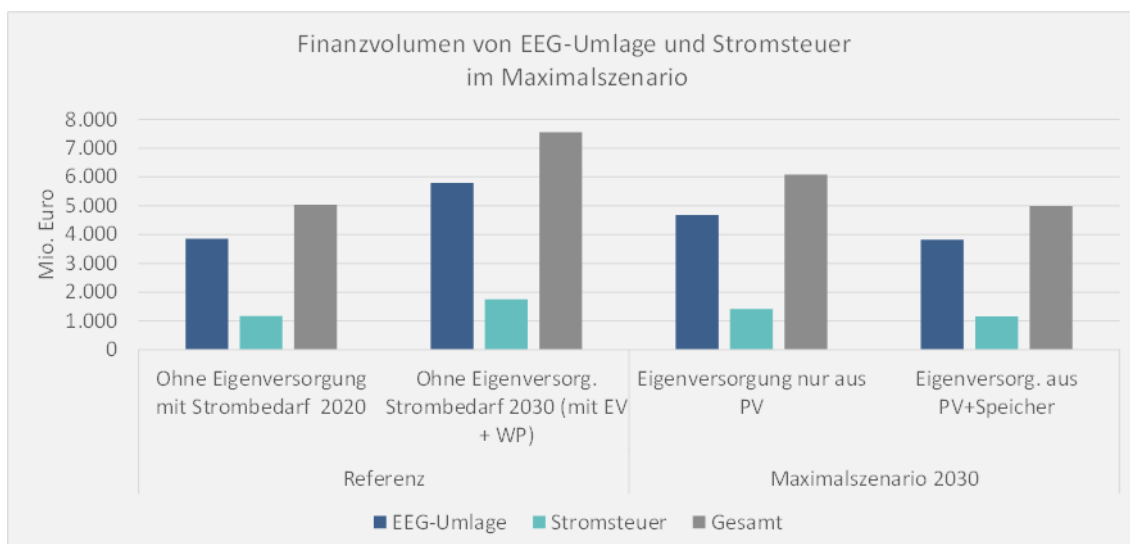


Bild 5.20: Finanzvolumen von EEG-Umlage und Stromsteuer von Ein-/Zweifamilienhäusern im Maximalszenario 2030 mit und ohne Batteriespeicher im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ohne Eigenversorgung

In den Szenarien Strommarkt (Energiehandel mit stationären Speichern) und Strommarkt einschließlich V2G (Stromhandel mit stationären Speichern und Speichern in Elektrofahrzeugen) ergeben sich geringfügig höhere Zahlungen für die EEG-Umlage und die Stromsteuer, da mehr Stromentnahme aus dem Netz stattfindet (Tabelle 5.7).

Finanzvolumen	EEG-Umlage (Mrd. €/a)	Stromsteuer (Mrd. €/a)	Gesamt (Mrd. €/a)
Referenz 2030	5.794	1.757	7.551
Maximal-Szenario (PV-Batteriespeichersysteme)	3.829	1.161	4.990
Strommarkt-Szenario (Variante II, nur PV-Batteriespeichersysteme)	4.084	1.239	5.323
Strommarkt-Szenario (Variante III, PV-Batteriespeichersysteme & Elektrofahrzeuge (V2G))	4.047	1.227	5.274

Tabelle 5.7: Finanzvolumen aus EEG-Umlage und Stromsteuer in 2030 bei heutiger spezifischer Umlagehöhe (6,5 ct/kWh) bzw. Steuersatz (2,05 ct/kWh)

Die Abschätzungen für 2035 zeigen, dass sich das Finanzvolumen durch eine weitere Erhöhung des Eigenverbrauchs nochmals um ca. 1 Milliarde Euro pro Jahr in 2035 reduzieren könnte.

Auswirkungen des Eigenverbrauchsprivilegs auf die Höhe der EEG-Umlage

Der Entfall der Zahlungspflicht der EEG-Umlage nach § 61a Nr. 4 EEG auf den eigenverbrauchten Strom aus den PV-Batteriespeichersystemen bedingt, dass dieser entgangene Finanzierungsbeitrag durch die anderen EEG-Umlage-zahlungspflichtigen Strommengen gedeckt werden muss. Um diese Auswirkung des steigenden Eigenverbrauchs auf die EEG-Umlage zu quantifizieren, wird im Folgenden die EEG-Umlage unter Berücksichtigung des Zubaus an PV-Batteriespeichersystemen aus dem Basis- und Maximal-Szenario berechnet und miteinander verglichen.

Grundsätzlich bestimmt sich die EEG-Umlage durch ein Finanzierungsvolumen (Zähler), welches durch die Stromnachfrage (Nenner) dividiert wird. Die aktuelle Gesetzeslage berücksichtigt allerdings für bestimmte Verbraucher (stromkostenintensive Unternehmen nach §§ 64 und 103

EEG 2017 sowie Schienenbahnen nach § 65 EEG 2017) und Strommengen aus bestimmten Erzeugungsanlagen (selbsterzeugter Letztverbrauch bzw. Eigenverbrauch nach § 61a – 61l EEG 2017) hinsichtlich der Zahlungspflicht der EEG-Umlage Privilegierungstatbestände.

Zur Bestimmung der Auswirkung des erhöhten Zubaus der PV-Batteriespeichersysteme auf die EEG-Umlage werden zunächst die Finanzierungsvolumina zur Förderung der erneuerbaren Energien nach dem EEG der Jahre 2025 und 2030 abgeschätzt. Als Datengrundlage werden dafür die Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025⁵⁷ herangezogen und mit der Veränderungsrate des EEG-Finanzierungsvolumens aus dem Agora Energiewenderechner für die Jahre 2026-2030 fortgeschrieben. Im nächsten Schritt werden die Einnahmen der Unternehmen, welche unter die „Besondere Ausgleichregelung“ (BesAR) fallen, von diesem Gesamtvolumen abgezogen. Dafür wird vereinfacht der durchschnittliche EEG-Umlagesatz der BesAR von 3,58 €/MWh aus dem Jahr 2025 aus der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025⁵⁸ für alle Jahre angesetzt und mit der erwarteten Stromnachfrage der entsprechenden Industriebereiche aus dem FORECAST Modell⁵⁹ multipliziert. Das resultierende EEG-Finanzierungsvolumen abzüglich der BesAR-Einnahmen stellt damit das durch die einheitliche EEG-Umlage zu finanzierende Gesamtvolumen (Zähler) dar (siehe Tabelle 5.8).

Die Stromnachfrage einschließlich der Tatbestände mit reduzierter Zahlungspflicht nach §§ 61a – 61l EEG 2017 wird entsprechend der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025 bestimmt. Die gesamte Stromnachfrage für das Jahr 2030 wird ebenfalls aus dem FORECAST Modell herangezogen. Die Strommengen der Privilegierungstatbestände mit reduzierter Zahlungspflicht werden für diese Abschätzung aus dem Jahr 2025 der Mittelfristprognose konstant fortgeschrieben. Hinsichtlich des Befreiungstatbestandes des Eigenverbrauchs aus kleinen PV-Batteriespeichersystemen nach § 61a Nr. 4 EEG 2017 werden in den Rechnungen die Eigenverbrauchsmengen des Basis- und des Maximal-Szenarios eingesetzt. Die Verbrauchsmengen werden entsprechend ihrer gesetzlichen (anteiligen) Zahlungspflicht nach §§ 61a – 61l EEG 2017 multipliziert (Nenner).

Durch die Division des geschätzten EEG-Finanzierungsvolumens von 18,5 Milliarden Euro in 2030 durch den Nicht-Privilegierten Strombedarf von geschätzt 367 TWh im Szenario ohne Eigenversorgung ergibt sich eine EEG-Umlage von 5,04 ct/kWh. Durch die Reduktion der Entnahmemenge auf Grund von Eigenversorgung steigt die EEG-Umlage im Maximalszenario auf 5,51 ct/kWh an. Aufgrund des sich verändernden Finanzierungsbedarfs für die EEG-Umlage sowie die ansteigenden Eigenversorgungsmengen je Szenario ergeben sich unterschiedliche EEG-Umlagen für die Jahre 2025 und 2030 im Basis- und im Maximal-Szenario (siehe Tabelle 5.9).

⁵⁷ enervis energy advisors GmbH (2020), Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025, <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-07%20Endbericht%20enervis.pdf>

⁵⁸ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025

⁵⁹ <https://www.forecast-model.eu/forecast-en/index.php>

in Milliarden Euro pro Jahr	2020	2025	2030
EEG-Finanzierungsvolumen	30,63	25,80	18,50
Einsparungen für Haushalte mit Eigenversorgung	0,05	0,69	1,79
EEG-Finanzierungsvolumen für Nicht-Privilegierte (falls keine Eigenversorgung)	30,58	25,12	16,66

Tabelle 5.8: Finanzvolumina für 2020 und Abschätzungen für 2025 und 2030

EEG-Umlage in ct/kWh	2020	2025	2030
EEG-Umlage mit PV-Batteriespeichersystem Maximal-Szenario	6,76	7,73	5,51
EEG-Referenz ohne Eigenversorgung	6,76	7,57	5,04
prozentuale Änderung	0 %	2 %	9 %

Tabelle 5.9: EEG-Umlage für 2020 und Abschätzungen für 2025 und 2030

Aus den Ergebnissen ist zu erkennen, dass der Zubau von PV-Batteriespeichersystemen mit Eigenversorgung im Maximal-Szenarios gegenüber der Entwicklung im Basis-Szenario zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führt. Dieser Effekt entsteht dadurch, dass Haushalte mit PV-Batteriespeichersystemen auf den eigenverbrauchten Strom keine EEG-Umlage zahlen. Diese entgangenen Einnahmen an EEG-Umlage-Zahlungen werden auf die EEG-Umlage-zahlungspflichtigen Strommengen verlagert. Während dieses Finanzvolumen der entgangenen Einnahmen an EEG-Umlage auf Grund der Eigenerzeugung durch PV-Batteriespeichersysteme für das Jahr 2020 in der Mittelfristprognose der ÜNB auf 0,05 Milliarden Euro pro Jahr geschätzt wurde, könnte dieser Wert mit dem Zubau des Maximal-Szenarios gegenüber der Entwicklung im Basis-Szenario auf 0,69 Milliarden Euro in 2025 bzw. 1,79 Milliarden Euro in 2030 pro Jahr ansteigen.

Die verringerten EEG-Umlagezahlungen der Haushalte mit Eigenversorgung im Maximal-Szenario führen zu einem Anstieg der spezifischen EEG-Umlage gegenüber dem Basis-Szenario, welche für das Jahr 2025 auf eine prozentuale Erhöhung von 2 % und für das Jahr 2030 auf 9 % berechnet wurden.

5.5.3 Fazit

Die Eigenversorgung reduziert unter den aktuellen Rahmenbedingungen die jährlichen Zahlungen für EEG-Umlage und Stromsteuer für typische Musterhaushalte mit PV-Anlagen und Batteriespeichern ohne Elektrofahrzeug um über 60 %, wenn hohe Eigenverbrauchsquoten von mehr als 50 % erreicht werden. Für Musterhaushalte mit Speicher und Elektrofahrzeug fallen die jährlichen Reduktionen auf Grund des höheren Strombedarfs absolut sogar höher aus. Die jährlichen Zahlungen reduzieren sich relativ gegenüber dem Fall ohne Eigenversorgung um ca. 40 %.

Für das Finanzierungsaufkommen aus EEG-Umlage und Stromsteuer ergibt sich in den betrachteten Szenarien durch die Eigenversorgung eine Reduktion um ca. 2,5 Milliarden Euro, die im Vergleich zu heute jedoch von einem deutlich höheren Niveau ausgeht, da der Anstieg der Stromverbrauchsmengen durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen den Rückgang der EEG-Umlage- und Steuerzahlungen zum Großteil kompensiert. Damit liegt das Gesamtvolumen in 2030 auch im Maximal-Szenario auf Grund des Anstieges der Verbrauchsmengen in etwa auf dem Niveau des heutigen Finanzvolumens. Dabei ergibt sich eine Umverteilung zu Lasten der Nicht-Privilegierten Netznutzer, da die EEG-Umlage in 2030 für Nicht-Privilegierte Netznutzer ohne Eigenversorgung um ca. 9 % höher liegt als ohne eine starke Verbreitung von Eigenversorgung.

Eine Sensitivitätsanalyse, die den derzeit diskutierten Vorschlag einer kompletten Abschaffung der EEG-Umlage aufgreift, zeigt, dass die Eigenverbrauchsmengen dann deutlich geringer ausfallen. Der Eigenverbrauch ist wegen geringerer Haushaltsstrompreise weniger attraktiv. Die Zahlungen an Stromsteuer bzw. anderen Strompreisbestandteilen (mit Ausnahme der wegfallenden EEG-Umlage) gehen dann weniger stark zurück.

6 Systemdienliches Verhalten von Batteriespeichern in Netzen

Im Folgenden werden die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Batteriespeicher entsprechend den in dieser Studie ermittelten Entwicklungsszenarien in Bezug auf deren netz- und systemdienliches Verhalten untersucht. Der Schwerpunkt dieses Arbeitspakets liegt dabei nicht auf Einsatzweisen von Speichern, deren primäres Ziel darin besteht, netz- oder systemdienliche Leistungen (in der Regel mit Vergütung durch die Netzbetreiber) zu erbringen, sondern auf Aspekten der Netz- und Systemverträglichkeit, die quasi als „Nebenwirkungen“ der von den Speicherbetreibern verfolgten Einsatzweisen auftreten können. Es geht also nicht primär um die Frage, mit welchen Maßnahmen z. B. gezielte Beiträge der Batteriespeicher zur Erbringung von Primärregelleistung, von Beiträgen zum Engpassmanagement oder generell Systemdienstleistungen ermöglicht, angereizt oder sogar forciert werden können (auch wenn Speicher generell zu unterschiedlichen Zwecken eingesetzt werden können, siehe Kapitel 3), sondern vielmehr um die Frage, ob ungünstige Einflüsse auf die Netzbelastung, die Spannungshaltung oder den Systembetrieb bei eigenversorgungs- oder marktorientierter Einsatzweise zu befürchten sind und ob diese begrenzt oder vermieden werden können.

Die Netz- und Systemverträglichkeit wird im Folgenden im Rahmen einer technisch-ökonomischen Analyse untersucht (Abschnitt 6.1). Anschließend werden regulatorische Bedarfe und Umsetzungsmöglichkeiten erörtert (Abschnitt 6.2).

6.1 Technische und ökonomische Analyse

Zur technisch-ökonomischen Analyse werden die Begriffe Netz- und Systemdienlichkeit hier ausschließlich auf Aspekte der technischen Funktionsweise des Systems (und in der Folge evtl. ökonomische Aspekte) bezogen. Hierzu wird untersucht, ob und in welchem Ausmaß netz- und systemrelevante Wirkungen durch den Einsatz der in dieser Studie betrachteten Batteriespeicher zu erwarten sind. Die Untersuchung lässt sich in folgende Arbeitsschritte unterteilen:

- Abgrenzung des Betrachtungsbereichs (Abschnitt 6.1.1),
- potenziell relevante Systemwirkungen (Abschnitt 6.1.2),
- qualitative Analyse von Speichereigenschaften und Systemwirkungen (Abschnitt 6.1.3),
- exemplarische quantitative Bewertung (Abschnitt 6.1.4).

6.1.1 Abgrenzung des Betrachtungsbereichs

Der Fokus der Analyse liegt auf der Betrachtung systemweiter Wirkungen durch einen massenhaften Speichereinsatz. Explizit werden somit isolierte Wirkungen von Einzelanlagen nicht betrachtet, da die lokale Netzverträglichkeit von Einzelanlagen durch verbindliche Vorgaben (insbesondere Technische Anschlussregeln des VDE|FNN (TAR)) gewährleistet ist und darüber hinaus Wirkungen durch eine einzelne Anlage (aufgrund des geringen systemweiten Beitrags) auf das Gesamtsystem gering erscheinen. Die Wirkung aller Einzelanlagen gemeinsam betrachtet kann sich hingegen addieren und somit systemweite Relevanz erlangen. Dies kann zum einen durch einheitliche technische Vorgaben zur Anlagenauslegung und zum anderen durch gleichartiges Einsatzverhalten ausgelöst werden. Gleichartiges Einsatzverhalten kann sowohl ungesteuert als auch gesteuert auftreten und umfasst nicht nur ungewolltes Fehlverhalten, sondern auch korrektes Verhalten gemäß den verbindlichen Vorgaben aus den TAR oder weiteren Regelwerken.

6.1.2 Potenziell relevante Systemwirkungen

Grundlage für die Identifizierung potenziell relevanter Systemwirkungen

Zur Bestimmung von potenziell relevanten Systemwirkungen wird untersucht, welche Eigenschaften und Verhaltensweisen großer Kollektive von Batteriespeichern potenziell kritisch sein können. Hierbei sind insbesondere die zeitgleiche Ab- oder Zuschaltung einer großen Zahl von Anlagen mit der Folge eines abrupten Wirkleistungsdefizits oder -überschusses (sowie entsprechenden Wirkungen auf die Blindleistung) ebenso wie hohe Leistungsgradienten des Gesamtkollektivs zu betrachten.

Zur Analyse dieser Systemwirkungen müssen die Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb berücksichtigt werden. Ein sicherer Systembetrieb erfordert zu jedem Zeitpunkt einen Ausgleich von Last und Erzeugung sowie einen ausgeglichenen Blindleistungshaushalt. Der sichere Systembetrieb wird durch Vorhaltung und Abruf von Regelleistung (Frequenzhaltung) und Blindleistung (Spannungshaltung) gewährleistet. Die Höhe der Regelleistung wird im heutigen System durch z. B. Ausfälle der größten Kraftwerkseinheiten und Fehler bei der Prognose der Einspeisung erneuerbarer Energien oder des Netzbezugs von Verbrauchern bestimmt. Die Höhe des Blindleistungsbedarfs ist (anders als bei der Regelleistung) regional differenziert und hängt von der Netzdimensionierung und Lastflusssituation im betrachteten (Teil-)Netzgebiet ab.

Kumulierte Wirkungen von Speicherkollektiven können die Vorhaltung und den Abruf von Regelleistung beeinflussen. Im Extremfall kann ein bei der Dimensionierung von Regelleistung nicht vorhergesehenes oder nicht berücksichtigtes Verhalten zu einer Systemgefährdung führen, wenn die Höhe des Regelleistungsbedarfs höher ist als die Höhe der vorgehaltenen Regelleistung oder wenn der verfügbare Leistungsgradient der abrufbaren Regelleistung nicht ausreicht. Analog gelten diese Wirkungen auch für Blindleistung.

Im Folgenden soll daher untersucht werden, welche relevanten Systemwirkungen bei massenhaftem Speichereinsatz auftreten können und welche Auswirkungen diese in Bezug auf den Ausgleich von Last und Erzeugung (Frequenzhaltung) und den Blindleistungshaushalt (Spannungshaltung) haben.

Einordnung der TAR im Speicher-Kontext

Grundsätzlich sind die Anforderungen an Speicher in den TAR Niederspannung des VDE⁶⁰ für Entladevorgänge analog zu Erzeugungsanlagen und für Ladevorgänge analog zu Verbrauchsanlagen formuliert, sodass Speicher an den relevanten Stellen ebenso wie Einspeiser und Lasten durchgehend thematisiert werden. Anforderungen und Vorgaben an Erzeuger, Verbraucher und Speicher berücksichtigen dem Verständnis der Anschlussregeln nach generell auch einen massenhaften Einsatz bzw. dessen Wirkungen auf das Gesamtsystem. Aus diesem Grund ist zu erwarten, dass durch Speicher keine grundsätzlich neuen Wirkungen auftreten, die bisher nicht beachtet wurden. Um dem Anspruch dieser Studie folgend zu prüfen, ob durch einen etwaigen Speichereinsatz, der im Vergleich zu Verbrauchern und Erzeugern ein noch synchroneres Verhalten zeigt, ungewünschte oder kritische Wirkungen auftreten können, wird dies im Folgenden dennoch untersucht. Dazu werden die Vorgaben gemäß der TAR Niederspannung als Grundlage herangezogen und dabei unterschieden, welche Vorgaben der TAR aufgrund denkbarer Wirkungen auf das System näher zu analysieren sind und für welche Vorgaben eine Analyse aufgrund überwiegend lokaler Wirkungen nicht erforderlich ist.

⁶⁰ VDE-AR-N 4100: "Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung" und VDE-AR-N 4105: "Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz"

Vorgaben mit potenzieller Systemwirkung

Folgende in den TAR behandelten technischen Eigenschaften und Wirkungen von Speichern werden in Abschnitt 6.1.3 näher analysiert:

- Wirkleistungsgradienten bei aggregierter Einsatzweise im Normalbetrieb,
- Verhalten bei Frequenzabweichungen, differenziert nach:
 - Überfrequenz,
 - Unterfrequenz,
- Verhalten bei Spannungsabweichungen,
- Verhalten bei Spannungseinbrüchen (dynamische Netzstützung),
- Lastmanagement.

Zusätzlich wird folgender für potenzielle Systemwirkungen relevanter Punkt ebenfalls untersucht:

- Fehlverhalten von Messeinrichtungen und Smart Meter.

Vorgaben mit überwiegend lokaler oder keiner Wirkung

Folgende in den TAR behandelten technische Eigenschaften und Wirkungen von Speichern werden nicht weiter untersucht, da die resultierenden Wirkungen unter Berücksichtigung eines Einsatzes von Speichern überwiegend lokal zu erwarten sind und damit keine systemweiten Wirkungen zur Folge haben:

- schnelle Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen,
- Tonfrequenz-Rundsteuerung,
- maximal zulässiger Kurzschlussstrom,
- Symmetrie,
- Hilfsenergieversorgung,
- Fernsteuerung,
- Inbetriebsetzung.

Darüber hinaus werden folgende Vorgaben der TAR ebenfalls nicht weiter analysiert, da sie keine Wirkungen durch Speicher (weder lokal noch systemweit) mit sich führen:

- Anmelde- und Genehmigungsverfahren,
- Bemessung der Betriebsmittel.

6.1.3 Qualitative Analyse von Speichereigenschaften und Systemwirkungen

Für die in Abschnitt 6.1.2 genannten Vorgaben mit potenzieller Systemwirkung werden im Folgenden jeweils die bestehenden Anforderungen gemäß TAR benannt und die Auswirkung dieser Vorgaben bei einem massenhaften Speichereinsatz in Kurzform untersucht.

Wirkleistungsgradienten bei aggregierter Einsatzweise im Normalbetrieb

Insbesondere bei marktgetriebenem und z. B. durch Aggregatoren gesteuertem Einsatz von Speichern kann es zu gleichzeitigen Entlade- oder Ladesignalen für eine große Anzahl von Speichern kommen. Daraus können ggf. hohe Gradienten des Leistungsbezugs oder der -einspeisung resultieren. Die diesbezüglich gemäß TAR bestehenden Anforderungen geben für ein Anfahren

von Sollwertvorgaben durch Dritte (in diesem Fall z. B. einen Aggregator) die Einhaltung von Leistungsgradienten vor. So darf eine Steigerung oder Reduktion der Energielieferung und des Energiebezugs bei Speichern nicht schneller als mit 0,66 %/s bezogen auf die maximale Anlagenleistung erfolgen.

Somit verhindern die bestehenden Regelungen (im Rahmen der Vorgaben) plötzliche hohe Wirkleistungsänderungen. Zwar kann in einem System mit einer hohen Anzahl an Speichern eine Erhöhung der maximalen absoluten Leistungsänderungen gegenüber einem System mit wenigen Speichern resultieren, allerdings gilt dies insbesondere auch für EE-Anlagen und sonstige steuerbare Verbraucher. Um die Effekte zum Bereich Wirkleistungsgradienten weiter zu untersuchen, wird hierzu beispielhaft eine quantitative Bewertung in Abschnitt 6.1.4 durchgeführt.

Verhalten bei Frequenzabweichungen: Überfrequenz

Die diesbezüglich gemäß TAR bestehenden Anforderungen sehen vor, dass alle Erzeugungsanlagen und Speicher bei Überfrequenz den Wirkleistungsarbeitspunkt anpassen können müssen. Bei Speichern ist demnach die erzeugte Wirkleistung mit einem Gradienten von 40 % der maximalen Anlagenleistung je Hertz (Hz) zu senken oder zu steigern. Dies gilt für den Frequenzbereich ab einer Überfrequenz von 50,2 Hz bis zu einer Frequenz von 51,5 Hz. Bei Überfrequenzen, die 51,5 Hz übersteigen, wird die vollständige Trennung vom Netz vorgeschrieben.

Für große Speicherkollektive bedeutet dies, dass im Bereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz eine permanente Anpassung der Ausspeicherleistung stattfindet. Speicher tragen somit zunächst aktiv zur Systemstabilität bei, und es sind keine kritischen Systemwirkungen zu erwarten. Die bestehenden Regelungen verhindern diesbezüglich also etwaige Systeminstabilitäten durch gleichartiges Speicherverhalten. Bei einer schlagartigen Abschaltung bei Systemfrequenzen, die über 51,5 Hz liegen, entspricht die maximal denkbare Abschaltleistung zwar grundsätzlich der gesamten installierten Speicherleistung. Da dies jedoch für alle Anlagen im Netz gilt, ist die zusätzliche Wirkung der Speicher (im Vergleich zum sonstigen System, in dem in der Zukunft auch mit hohen Leistungen von EE-Anlagen und steuerbaren Lasten zu rechnen ist) als eher moderat einzuschätzen. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass bei Erreichen einer Frequenz von über 51,5 Hz ein derartig kritischer Systemzustand erreicht ist, dass eine vollständige Abschaltung (mit anschließendem Netzwiederaufbau, zu dem die Speicher dann ggf. aktiv beitragen können) gewünscht ist.

Verhalten bei Frequenzabweichungen: Unterfrequenz

Die bezüglich des Verhaltens bei Unterfrequenz gemäß TAR bestehenden Anforderungen sind bezüglich der Anpassung des Wirkarbeitspunkts analog zu denen für das Verhalten bei Überfrequenz (jedoch logischerweise in umgekehrter Richtung) formuliert. Der vorgegebene Gradient der möglichen Wirkleistungssenkung oder -steigerung liegt mit 100 % der maximalen Anlagenleistung je Hertz (Hz) jedoch deutlich höher als der vorgegebene Gradient bei Überfrequenz (40 %). Anzupassen ist die Wirkleistung ab einer Unterfrequenz von 49,8 Hz bis zu einer Frequenz von 47,8 Hz. Bei Frequenzen, die 47,5 Hz unterschreiten, ist die vollständige Trennung vom Netz erforderlich.

Die Schlussfolgerungen aus diesem Verhalten lassen sich für große Speicherkollektive ähnlich zu den bereits beschriebenen Wirkungen zur Überfrequenz beschreiben: Im Bereich von 49,8 Hz bis 47,8 Hz kann eine permanente Absenkung der Entnahmeleistung (bis hin zu vollständiger Einspeisung) stattfinden. Speicher tragen hier ebenfalls aktiv zur Systemstabilität bei, sodass keine kritischen Systemwirkungen zu erwarten sind und etwaige Systeminstabilitäten durch gleichartiges Speicherverhalten vermieden werden. Im Falle einer schlagartigen Abschaltung der

Speicher bei Systemfrequenzen unter 47,5 Hz wird – ebenfalls analog zum Verhalten bei extremen Überfrequenzen – im schlimmsten Fall die gesamte installierte Speicherleistung abgeschaltet. Auch hier gilt dies aber für alle Anlagen im Netz, sodass die zusätzliche Wirkung der Speicher im Vergleich zum sonstigen System als eher moderat einzuschätzen ist. Zusätzlich ist auch bei Unterfrequenzen von unter 47,5 Hz von einem derartig kritischen Systemzustand auszugehen, dass eine vollständige Abschaltung gewünscht ist. Bei einem anschließenden Netzwiederaufbau können die Speicher dann ggf. aktiv beitragen.

Verhalten bei Spannungsabweichungen

Zum Verhalten bei Spannungsabweichungen gelten für Speicher bei Entladevorgängen dieselben Anforderungen wie für Erzeugungsanlagen und bei Ladevorgängen dieselben Anforderungen wie für Verbrauchsanlagen. Diese Anforderungen zielen darauf ab, dass sich künftig auch Speicher an der Spannungshaltung beteiligen. Gemäß den TAR wird dem jeweiligen Netzbetreiber, in dessen Netz die Anlagen angeschlossen sind, ermöglicht, die für das eigene Netzgebiet bestgeeignete Vorgabe für das Verhalten bei Spannungsabweichungen (z. B. Q(U)- oder $\cos \phi(P)$ -Kennlinie) auszuwählen.

Große Speicherkollektive verhalten sich daher (im Rahmen der Grenzen, die durch sonstige TAR-Vorgaben definiert sind) spannungsstützend. Dies gilt insbesondere auch, wenn die Betriebsspannung im Fehlerfall deutlich unter oder über der Sollspannung liegt. Eine Abschaltung bei Unter- oder Überspannung erfolgt analog zu Erzeugungsanlagen gemäß den jeweiligen Vorgaben des Anschluss-Netzbetreibers. Die Wirkung der Speicher bei einer solchen Abschaltung (im Vergleich zum sonstigen System, in dem in der Zukunft auch mit hohen Leistungen von EE-Anlagen zu rechnen ist) ist als eher moderat einzuschätzen. Insgesamt ist somit bezüglich des Verhaltens von Speichern bei Spannungsabweichungen kein kritisches Verhalten zu erwarten.

Verhalten bei Spannungseinbrüchen (dynamische Netzstützung)

Zum Verhalten bei Spannungseinbrüchen gelten für Speicher bei Entladevorgängen dieselben Anforderungen wie für Erzeugungsanlagen und bei Ladevorgängen dieselben Anforderungen wie für Verbrauchsanlagen. Diese Anforderungen zielen darauf ab, dass sich auch Speicher im Fehlerfall nicht vom Netz trennen, um sich ggf. weiter an der Spannungshaltung beteiligen können. Dieses Verhalten wird auch als "Fault Ride Through" (FRT) bezeichnet.

Große Speicherkollektive verhalten sich somit (im Rahmen der Grenzen, die durch sonstige TAR-Vorgaben definiert sind) konform zu den Vorgaben für FRT, sodass bezüglich des Verhaltens von Speichern bei Spannungseinbrüchen kein kritisches Verhalten zu erwarten ist.

Lastmanagement

Die gemäß TAR bestehenden Anforderungen sehen vor, dass Speicherbetreiber nach Vorgaben des Netzbetreibers am Lastmanagement des öffentlichen Niederspannungsnetzes teilnehmen können, z. B. durch ferngesteuerte Ein- oder Ausschaltung der Speicher. Hierzu sind jedoch keine direkt allgemeingültigen Regelungen vorgesehen, sodass diese gesondert zwischen Anlagen- und Netzbetreiber getroffen werden müssen.

Für große Speicherkollektive sind auf dieser Basis im regulären Betrieb keine kritischen Wirkungen zu erwarten. Tendenziell können zwar durch etwaige fehlerhafte Signale große Leistungen innerhalb eines Netzgebietes ein- und ausgeschaltet werden. Dies ist jedoch in der Praxis als eher unrealistisch einzuschätzen, zumal die Wirkungen hier auf lokale Netzbereiche begrenzt und durch die Netzbetreiber selbst ausgelöst sind. Somit sind bezüglich des Lastmanagements keine systemweiten Auswirkungen durch einen massenhaften Einsatz von Speichern zu erwarten.

Messeinrichtung/ Smart Meter

Kritische Systemwirkungen, die sich aufgrund eines zunehmenden Einsatzes von Speichern in Kombination mit Messeinrichtungen bzw. Smart Metern ergeben können, sind nicht direkt auf Vorgaben aus den TAR zurückzuführen. Dennoch werden diese hier zur Analyse aller denkbaren Ausgangssituationen und Wirkungen untersucht, da in diesem Zusammenhang ein hoher Marktanteil einiger weniger Anbieter im Bereich von Messeinrichtungen bzw. Smart Metern z. B. bei Programmierfehlern o. ä. zu synchronem (fehlerhaften) Verhalten einer großen Anzahl von Anlagen führen könnte.

Für große Speicherkollektive wirken die bestehenden Anforderungen aus den TAR und weiteren Regelwerken zwar einem Verhalten, das kritische Systemwirkungen mit sich bringt, entgegen; die Annahme eines Fehlverhaltens impliziert jedoch eine Abweichung von bestehenden Anforderungen, sodass diese in einem solchen Fall nicht als Bezug herangezogen werden können. Dies könnte potenziell zu unerwünschten Systemwirkungen führen. Obwohl Messeinrichtungen und Smart Meter nicht nur für Speicher, sondern auch für eine Großzahl der Erzeugungsanlagen und weiterer Verbraucher im System relevant sind und somit die Wirkung nur durch Speicher daher voraussichtlich vergleichsweise gering ist, wird zur weiteren Untersuchung in Abschnitt 6.1.4 beispielhaft eine Einordnung der Wirkungen durch ein solches Fehlverhalten vorgenommen.

6.1.4 Exemplarische quantitative Bewertung

Grundlage

Als Grundlage für eine Einordnung von netz- und systemdienlichem Verhalten bei einem massenhaften Einsatz von Speichern in Netzen werden die installierten Leistungen im Maximal-Szenario, hier am Beispiel von PV-Batteriespeichersystemen, verwendet. Anhand der gesamten Leistung der PV-Batteriespeichersysteme, die in diesem Szenario im Jahr 2035 etwa 122 GW beträgt, können beispielhaft maximale Wirkleistungsgradienten und die Auswirkung eines potenziellen Smart-Meter-Fehlverhaltens abgeleitet und bewertet werden.

Maximal mögliche Wirkleistungsgradienten bei aggregierter Einsatzweise im Normalbetrieb

Wie in Abschnitt 6.1.3 beschrieben, gilt für Speicher gemäß TAR die Vorgabe, dass eine Anpassung der Leistungsentnahme oder -einspeisung in das Stromnetz einen Gradienten von 0,66 %/s bezogen auf die installierte Speicherleistung nicht überschreiten darf. Hieraus ergibt sich unter Berücksichtigung der installierten Summenleistung von PV-Batteriespeichersystemen (122 GW im Jahr 2035) ein maximaler Gradient von etwa 800 MW je Sekunde. Da der maximale Leistungsbereich von Speichern von der vollständigen Entladeleistung bis zur maximalen Beladeleistung (oder umgekehrt) geht, kann der installierte Leistungsbereich zwei Mal (244 GW) durchfahren werden. Bei einem angenommenen Wirkleistungsgradienten von 0,66 %/s bezogen auf die installierte Leistung bedeutet dies, dass der gesamte Leistungsbereich in ca. 5 Minuten einmal durchfahren würde.

Maximal mögliche Leistungsänderungen durch Fehlverhalten von Smart Metern

Wie in Abschnitt 6.1.3 beschrieben, ist der in Bezug auf kritische Systemwirkungen schlimmste denkbare Fall für eine Fehlfunktion von Smart Metern, dass eine zeitgleiche und damit synchrone Umschaltung von einer aus Leistungssicht vollständigen Einspeisung auf eine vollständige Entnahme (oder umgekehrt) ausgelöst wird. Dadurch könnte am Beispiel der PV-Batteriespeichersysteme schlagartig ein Leistungssprung von bis zu 244 GW stattfinden.

Fazit

Die zuvor getroffenen Abschätzungen beschreiben die Auswirkungen eines Eintrittes von Extrem-Ereignissen. Das bedeutet, dass die ermittelten Ergebnisse zwar in extremen Situationen auftreten können, das Stromversorgungssystem jedoch vernünftigerweise nicht auf diese Situationen ausgelegt werden sollte oder kann.

Bei der Interpretation der maximal möglichen Wirkungen ist zu beachten, dass die Eintrittswahrscheinlichkeiten für ein vollständig synchrones Verhalten in Bezug auf Wirkleistungsgradienten sehr gering sind, z. B. weil Wetterereignisse nicht flächendeckend synchron eintreten und unterschiedliche Aggregatoren an der Einsatzsteuerung beteiligt sind.

Eine Fehlfunktion von Smart Metern wirkt zwar auf die Einsatzweise von Speichern, aber z. B. auch auf die von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die auch zukünftig mit deutlich höheren Summenleistungen vorhanden sein werden als dezentrale Batteriespeicher.

Aus diesen Gründen erscheint es nicht gerechtfertigt, speziell auf die hier betrachteten Speicher ausgerichtete, über die Vorgaben der TAR hinausgehende Maßnahmen zur Begrenzung von Leistungsgradienten oder zur Absicherung gegenüber Smart-Meter-Fehlfunktionen zu ergreifen, soweit solche Maßnahmen nicht auch für andere grundsätzlich hierfür anfällige Verbrauchseinrichtungen und/oder Erzeugungsanlagen für erforderlich erachtet werden.

6.2 Regulatorische Bedarfe und Umsetzungsmöglichkeiten

Die Anbindung von Batteriespeichern an das Netz und ihr Betrieb werden, wie oben dargestellt, hinsichtlich der Systemsicherheit durch die einschlägigen Anwendungsregeln des VDE adressiert. Zwar handelt es sich dabei um eine in der Eigenverantwortung der Akteure liegende Normsetzung Privater, dies mindert aber nicht ihre Verbindlichkeit. Denn gemäß § 49 Abs. 1 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist, wobei nicht zuletzt die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten sind. Dabei wird nach § 49 Abs. 2 EnWG die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet, wenn die technischen Regeln des VDE eingehalten sind. Das heißt, hier verweist der Gesetzgeber ausdrücklich auf einen formal außerrechtlichen Maßstab und holt diesen materiell in den staatlich gesetzten Rechtsrahmen hinein.

Eine gesonderte Adressierung von Batteriespeichern hinsichtlich der Systemsicherheit ist darüber hinaus nicht angezeigt. Da und solange der VDE die Materie in seinen Regeln berücksichtigt und diese unter Beobachtung der tatsächlichen Entwicklung entsprechend aktualisiert, ergibt sich für den Gesetzgeber kein darüberhinausgehender Handlungsbedarf. Die gesetzlichen Anforderungen schwimmen über § 49 Abs. 2 EnWG gleichsam parallel mit der Regelsetzung des VDE mit.

Jenseits der Systemsicherheit stellt sich aber die Frage, welche Möglichkeiten ggf. bestehen, Batteriespeicheranlagen nutzende Eigenversorger verstärkt an den Kosten des Netzausbaus und -betriebs zu beteiligen; dies insbesondere vor dem Hintergrund von Arbitrage-Geschäften am Strommarkt, die – wenn sie durch die Anschlussnehmer und Nutzer einer Stromnetzebene gehäuft auftreten – zu einer Kapazitätserweiterung der Anschlussnetzebene und auch auf höher gelagerten Ebenen führen. Untersucht wird daher im Folgenden, ob eine kostenseitige Heranziehung insoweit bereits innerhalb des bestehenden energierechtlichen Rahmens erfolgen kann. Die Betrachtung erfolgt entlang der Rechtsvorschriften über die bekannten netzbezogenen Kostenbestandteile: zum einen eine Heranziehung im Wege der Baukostenzuschüsse, zum anderen eine Integration innerhalb der Netzentgeltssystematik. Soweit eine Umsetzung nicht

nach geltendem Recht möglich ist, sollen dabei jeweils die Möglichkeiten der systemgerechten Implementierung untersucht werden.

6.2.1 Erhebung von Baukostenzuschüssen

Unter einem Baukostenzuschuss (BKZ) versteht man eine einmalige, im Rahmen der Anschluss-erstellung an den Netzbetreiber zu entrichtende Zahlung für den Ausbau des allgemeinen Netzes⁶¹. Es geht konkret um die Kosten der Erstellung oder Verstärkung von Verteilungsanlagen des Niederspannungsnetzes einschließlich der Umspannung von Mittel- auf Niederspannung⁶², nicht hingegen um die ohnehin durch einen Anschlusspetenten zu tragenden Anschlusskosten.

Die Erhebung von Baukostenzuschüssen erfolgt im Verhältnis von Netzbetreiber und Anschlussnehmer im Grundsatz auf privatautonomer Grundlage, die durch Regulierungsvorgaben wie § 11 Netzanschlussverordnung (NAV) erst überformt werden. § 11 NAV stellt deswegen keine Anspruchsgrundlage⁶³ bzw. Ermöglichung der Erhebung von Baukostenzuschüssen durch Netzbetreiber dar. Vielmehr wirkt sie durch die v.a. betragsmäßig wirkenden Begrenzungen – maximal hälftige Kostenteilung (§ 11 Abs. 1 Satz 2 NAV), Notwendigkeitsvorbehalt (§ 11 Abs. 2 Satz 1 NAV), Sockelfreibetrag (§ 11 Abs. 3 NAV) – als regulatorische Einschränkung⁶⁴ des im Grundsatz frei zu vereinbarenden Zahlungsanspruchs des Netzbetreibers.

Dem folgend stellt die BNetzA die Erhebung eines BKZ als „wirtschaftliche Bedingung für den Anschluss“ i. S. d. § 17 EnWG dar, welcher den Erfordernissen der Angemessenheit, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit zu genügen hat⁶⁵.

Konsequenterweise wird § 11 NAV auch nicht dergestalt interpretiert, dass er als Spezialregelung die Erhebung von Baukostenzuschüssen in anderen Konstellationen, insb. auf anderen Spannungsebenen ausschließt, sondern umgekehrt, auf den anderen Spannungsebenen eine Erhebung von Baukostenzuschüssen im Rahmen der Ausgestaltung des Netzanschlusses (§ 17 EnWG) ebenso möglich sei⁶⁶, und zwar ohne die einschränkenden Maßgaben des § 11 NAV⁶⁷. Anwendbar bleiben aber jedenfalls die Gebote der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit aus § 17 EnWG.

Da gezahlte BKZ nach § 9 Abs. 1 Nr. 4 StromNEV netzkostenmindernd zu berücksichtigen sind, kommen sie der Gesamtheit der Energiekunden in Form niedrigerer Netzentgelte zugute.⁶⁸ Allerdings haben BKZ ihre Finanzierungsfunktion – im Übrigen – eingebüßt, da die Kosten für Errichtung, Ausbau und Unterhaltung des Netzes aus den Netznutzungsentgelten zu refinanzieren sind⁶⁹. Ihnen kommt vor allem eine – nach Ansicht der BNetzA ihre Angemessenheit im Rahmen

⁶¹ BNetzA, Themenseite Baukostenzuschüsse, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzanschluss/Baukostenzuschuesse/baukostenzuschuesse-node.html.

⁶² de Wyl/Eder/Hartmann, Praxiskommentar Netzanschluss und Grundversorgung, 2016, § 11 N(D)AV, Rn. 1.

⁶³ So aber die Formulierung bei *Blumenthal-Barby/Hartmann*, EnWZ 2013, 108.

⁶⁴ So auch mit Blick auf den Gasbereich de Wyl/Eder/Hartmann, Praxiskommentar Netzanschluss und Grundversorgung, 2016, § 11 N(D)AV, Rn. 13.

⁶⁵ BNetzA, Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung (BK6 p-06-003), 05.01.2009, S. 1.

⁶⁶ *Hartmann*, in: Theobald/Kühling, EnergieR, § 17 EnWG, Rn. 98.

⁶⁷ *Hartmann*, in: Theobald/Kühling, EnergieR, § 17 EnWG, Rn. 100. Allerdings wird § 11 NAV als gesetzgeberisches Leitbild bei der AGB-Inhaltskontrolle nach §§ 307 ff. BGB angesehen, vgl. *Rosch/Hartmann/van der Velden*, IR 2010, 170, 171.

⁶⁸ de Wyl/Eder/Hartmann, Praxiskommentar Netzanschluss und Grundversorgung, 2016, § 11 N(D)AV Rn. 1.

⁶⁹ BNetzA (Fn. 5), Ziff. 2.1 b).

des § 17 EnWG begründende⁷⁰ – Lenkungsfunktion zu: Der Netzanschlusspetent soll aufgrund der an der Anschlussleistung anknüpfenden Kalkulation des BKZ dazu angehalten werden, keine überdimensionierte und daher betriebsseitig ineffiziente Anschlusskapazität zu verlangen⁷¹.

Die hier in Rede stehende Erhebung von Baukostenzuschüssen gegenüber PV-Batteriespeicherbetreibern wird sich allerdings nahezu ausschließlich auf Niederspannungsebene vollziehen, so dass die Vorgaben in § 11 NAV zu berücksichtigen sind. Unterfällt die Heranziehung von PV-Batteriespeicherbetreibern zu Baukostenzuschüssen schon dem aktuellen Begriffsverständnis in § 11 NAV, so wird dies für eine energierechtliche Zulässigkeit einer solchen kostenseitigen Heranziehung im Übrigen sprechen. Ist dies nicht der Fall, stellt dies ein Indiz dafür da, dass PV-Batteriespeicherbetreiber jedenfalls de lege lata nicht in dieser Weise zu den Netzkosten herangezogen werden können.

Die Legaldefinition des Anschlussnehmers (§ 1 Abs. 2 NAV), an dessen Person die BKZ-Erhebung durch den Netzbetreiber anknüpft, verweist auf § 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG und damit auf die allgemeine Anschlusspflicht gegenüber Letztverbrauchern. Da die Legaldefinition zudem ihrem Wortlaut nach auf den Zeitpunkt des Anschlusses abstellt, erfolgt in § 11 Abs. 4 NAV eine Erweiterung der Möglichkeit zur Heranziehung zu BKZ, wenn der Anschlussnehmer seine Leistungsanforderung erheblich über das der ursprünglichen Berechnung zugrundeliegende Maß hinaus erhöht. Aus diesen Vorschriften wird gefolgert, dass Einspeiser nicht mit BKZ belegt werden können⁷².

Der Begriff des Letztverbrauchs bezeichnet – im weitesten Sinne – jeglichen Verbrauch, der zu einer Energieumwandlung dergestalt führt, dass entnommene Energie für eine bestimmte, energieabhängige Funktion verwendet und hierfür aufgezehrt wird⁷³. Wenn schon die Entnahme für Pumpspeicherkraftwerke, bei denen die Absicht der späteren Rückverstromung und Wiedereinspeisung in das Netz besteht, unter den Begriff des Letztverbrauchs fällt⁷⁴, muss dies erst recht für privat betriebene Batteriespeicher gelten⁷⁵, welche eben auch Energie aus dem Netz beziehen, um sie im Falle einer niedrigen Erzeugung durch die installierte PV-Anlage zu verbrauchen.

BKZ können folglich nur für die für den jeweiligen Anschluss vorzuhaltende Entnahmekapazität verlangt werden⁷⁶. Durch den gewöhnlichen Gebrauch eines Batteriespeichers kommt es im Ergebnis zu keiner Erhöhung der Entnahmekapazität der einzelnen Anschlüsse aus dem Niederspannungsnetz. Die Folge von Arbitrage-Geschäften am Strommarkt ist allerdings, dass sie, wenn sie durch die Anschlussnehmer und Nutzer einer Stromnetzebene gehäuft auftritt, zu einer Kapazitätserweiterung der Anschlussnetzebene und auch auf höher gelagerten Ebenen führen kann.

⁷⁰ BNetzA (Fn. 5), Ziff. 2.1 c).

⁷¹ Gerstner, in: Kment, EnWG, 2. A. 2019, § 17 EnWG Rn. 37.

⁷² Rosch/Hartmann/van der Velden, IR 2010, 170, 171.

⁷³ BGH NVwZ-RR 2010, 431 = ZNER 2010, 172; Schex, in: Kment, EnWG, 2. A. 2019, § 3 Rn. 70a.

⁷⁴ BGH NVwZ-RR 2010, 431 = ZNER 2010, 172.

⁷⁵ So im Ergebnis auch Lehnert/Vollprecht, ZNER 2012, 356, 360; diskutierend Thomas/Altrock, ZUR 2013, 579.

⁷⁶ Dies wird in der Praxis auch durch entsprechende, auf die Entnahme abstellende und einen BKZ für Einspeisung z. T. explizit ausschließende Klauseln in den Netzanschlussvertrags-Formularen verschiedener Netzbetreiber gespiegelt.

Da BKZ nach der gesetzlichen Konzeption – die zwar nicht konstituierend, aber für die energierechtliche Zulässigkeit begrenzend sein wird – in § 11 NAV allein an der dem einzelnen Anschlussnehmer zurechenbaren Erstellung oder Verstärkung der Verteileranlagen auf der jeweiligen Netzebene (einschließlich der Transformatorenstationen) anknüpfen, wäre eine Inanspruchnahme von Batteriespeicherbetreibern, die – indirekt und nur bei Häufung – zu einer nennenswerten Kapazitätserweiterung auf der jeweiligen Netzebene führen, nicht erfasst. Erst recht muss dies für eine notwendig werdende Kapazitätserweiterung auf nachgelagerten Netzebenen gelten.

Die Schaffung eines diese gesetzliche Konzeption verändernden neuen BKZ-Tatbestandes erscheint nicht nur wegen des offenkundigen systemischen Bruchs nicht empfehlenswert. Eine Heranziehung eines Anschlussnehmers durch einen Netzbetreiber auf höher gelagerter Ebene oder eine Weiterwälzung von Baukostenzuschüssen würde ggf. mit einer starken Typisierung von Batteriespeicher-Anschlussnehmern einhergehen, was wiederum am allgemeinen Gleichheitssatz (Art. 3 Abs. 1 GG) zu messen und zu beurteilen wäre. Hier wären primär diejenigen als Adressaten anzusprechen, die tatsächlich nennenswert Arbitrageverhalten zeigen, was in der tatsächlichen Umsetzung im Zweifel aber schwer zu ermitteln und weswegen die Rechtsfolge demnach ggf. nicht trennscharf genug zuordenbar wäre.

Dagegen spricht auch, dass nach der Konzeption des Gesetzgebers seit der Liberalisierung der Strommärkte die Finanzierung des Netzbetriebs und -ausbaus grundsätzlich anhand der Netzentgeltsystematik geschehen soll. Insofern wäre die Erweiterung von BKZ zumindest systemisch unbefriedigend.

Zuletzt bestehen Zweifel daran, ob die Erhebung von BKZ das Kriterium einer angemessenen Zugangsbedingung erfüllt und überhaupt mit §§ 17 Abs. 1, 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG sowie den entsprechenden sekundärrechtlich niedergelegten Zugangsansprüchen (Art. 32 RL 2009/73/EG bzw. Art. 6 RL (EU) 2019/944) vereinbar ist⁷⁷. Hieraus wird – weitergehend – z.T. auch auf eine fehlende Verhältnismäßigkeit der Erhebung von BKZ im Sinne des nationalen Verfassungs- und des europäischen Primärrechts geschlossen⁷⁸.

6.2.2 Netzentgeltsystematik

Anzudenken ist ferner ein Ansetzen an der Netzentgeltsystematik, anhand derer die Refinanzierung von Netzkosten nach der Konzeption des Gesetzgebers grundsätzlich ausschließlich erfolgen soll. Die sich aus Sicht der Netz-Refinanzierung stellende Problematik ist, dass Eigenversorger mit Batteriespeicheranlagen aufgrund ihrer – gegenüber Eigenversorgern ohne Batteriespeicher – erheblich erhöhten Eigenversorgungsquote weniger zur Netz-Refinanzierung beitragen, die sie aber, soweit über die Batteriespeicher auch Arbitrage-Geschäfte getätigt werden, in gesteigertem Maße nutzen. Diese Situation folgt zwingend aus den bestehenden Vorschriften über die Netzentgeltbestimmung. Die gesetzgeberische Adressierung dieser Problematik könnte selbstverständlich im Rahmen einer umfassend angelegten Netzentgeltreform bzw. im Zuge eines weiteren regulatorischen Anlaufs zur Steuerung unterbrechbarer Lasten geregelt werden; im Folgenden soll aber nur nach eher minimalinvasiven Lösungen gesucht werden.

⁷⁷ Verneinend *Schwartz*, Die Zulässigkeit der Erhebung von Baukostenzuschüssen nach nationalem und europäischem Energierecht, 2013, S. 232.

⁷⁸ Vgl. *Schwintowski/Wojanowski/Sauer*, EWeRK 2016, 94, 95 f.

Die Zusammensetzung des Netzentgelts

Im Fokus stehen dabei nachfolgend vor allem die Vorschriften über die Kostenträgerrechnung nach §§ 15 ff. StromNEV, welche (ebenso wie die dem vorgehende Kostenstellenrechnung) auch unter Geltung der Methode der Anreizregulierung nach der ARegV prinzipiell Anwendung finden (§ 21 Abs. 1 Satz 2 StromNEV). Zu beachten ist in diesem Zusammenhang der sog. numerus clausus der Netzentgelte als zentraler Grundsatz: Gemäß § 17 Abs. 9 StromNEV sind „andere als in dieser Verordnung genannte Entgelte [...] nicht zulässig.“ Hieraus ergibt sich, dass Netzbetreiber nicht von sich aus die Berechnung des Netzentgeltes in einer der StromNEV entgegenstehenden Weise ändern und damit von den betreffenden Eigenversorgern mit Batteriespeichern ein „anderes“ Netzentgelt verlangen können.

Nach § 17 Abs. 1 Satz 2 StromNEV richten sich die Netzentgelte nach der Netzanschlussebene der Entnahmestelle, den jeweils vorhandenen Messeinrichtungen an der Entnahmestelle sowie der jeweiligen Benutzungsstundenzahl der Entnahmestelle. Das Netzentgelt (genauer: die Preisgrundlage des Netzentgelts) besteht gemäß § 17 Abs. 2 Satz 1 StromNEV aus einem Jahresleistungspreis in €/kW und einem Arbeitspreis in ct/kWh. Die hierfür jeweils anfallenden Entgelte wiederum berechnen sich jeweils im Wege der Multiplikation von Jahresleistungspreis mit der Jahreshöchstleistung (Jahresleistungsentgelt in Euro) und von Arbeitspreis mit der im Abrechnungsjahr entnommenen Arbeit (Arbeitsentgelt in EUR). In diesem Zusammenhang ist die Gleichzeitigkeitsfunktion nach § 17 Abs. 3 i. V. m. § 16 Anlage 4 StromNEV anzuwenden.

Der Jahresleistungspreis soll diejenigen Kosten refinanzieren, die sich aus der Dimensionierung des Netzes (an der Entnahmestelle) ergeben, die in Anspruch genommene Arbeit ist für die Dimensionierung dahingegen irrelevant⁷⁹. Damit wäre prinzipiell schon de lege lata ein Anknüpfungspunkt für eine an der Entnahmekapazität ausgerichtete Belastung der Netznutzer gegeben. Allerdings legt § 17 Abs. 6 Satz 1 StromNEV als Ausnahme⁸⁰ von § 17 Abs. 2 StromNEV fest, dass für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme – d. h. Arbeitsbezug – von bis zu 100.000 kWh und ohne Leistungsmessung (d. h. Zählerstandsgangmessung oder andere Art der Arbeitsmessung) anstelle von Leistungs- und Arbeitspreis ein einheitlicher Arbeitspreis in ct/kWh festzulegen ist.

Keine Möglichkeit der Anpassung von Grundpreisen

Dieser kann aber, wie aus § 17 Abs. 6 Satz 2 StromNEV hervorgeht, durch einen monatlichen Grundpreis in Euro pro Monat flankiert werden. Dies wird auch in der Praxis angewandt. In der Festlegung dieses Grundpreises sind die Netzbetreiber aber nicht frei: Grundpreis und Arbeitspreis müssen in einem „angemessenen Verhältnis zueinanderstehen“, zudem muss nach § 17 Abs. 6 Satz 3 StromNEV das sich insgesamt ergebende Entgelt (Grundpreis + Arbeitspreis) wiederum in einem angemessenen Verhältnis zu einem hypothetischen, sich auf Grundlage einer leistungsgemessenen Entnahme im Niederspannungsnetz ergebenden Entgelt (Summe von Leistungs- und Arbeitsentgelt) stehen.

Als Referenz für dieses hypothetische Entgelt ist das für den Nutzer anwendbare Standardlastprofil gemäß § 12 StromNZV⁸¹ heranzuziehen. In der Verknüpfung mit Standardlastprofilen, die für nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu

⁷⁹ Mohr, in: Säcker, BerlKommEnR, 4. A. 2018, § 17 StromNEV, Rn. 9; OLG Düsseldorf, RdE 2011, 157, 159.

⁸⁰ Mohr, in: Säcker, BerlKommEnR, 4. A. 2018, § 17 StromNEV, Rn. 28.

⁸¹ Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist: „Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – Strom-NZV)“

100.000 kWh anzuwenden sind, besteht aber bei dem gegebenen Sachverhalt ein kaum überwindbares Problem: § 12 StromNZV geht gerade von der Möglichkeit einer Typisierung des Verbrauchsverhaltens im Sinne statistischer Gesetzmäßigkeiten aus⁸². Bei der Teilnahme an Arbitrage-Geschäften bestimmt sich das Entnahmeverhalten des Letztverbrauchers aber gerade anhand schwer voraussehbarer, marktbezogener Faktoren wie etwa den meteorologischen Verhältnissen. Aufgrund dieser Verknüpfung von Grundpreis und Standardlastprofil erscheint eine Anpassung auf dieser Ebene nicht möglich.

Rückausnahme von § 17 Abs. 6 StromNEV?

Um Netzbetreibern eine verstärkte kostenseitige Inanspruchnahme von Eigenversorgern mit Batteriespeichern zu ermöglichen, erscheint eine Aktivierung des leistungsbezogenen Netzentgeltbestandteils vonnöten. Diese könnte im Wege der Rückausnahme von der Regelung in § 17 Abs. 6 StromNEV umgesetzt werden. Allerdings ist eingangs zu beachten, dass die Vorschrift ihrem Tatbestand nach auch daran anknüpft, dass eine Arbeitsmessung und keine Leistungsmessung erfolgt. Soweit stattdessen zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher eine Leistungsmessung vereinbart werden und erfolgen kann, wäre § 17 Abs. 6 Satz 1 StromNEV schon nicht anwendbar.

Allerdings hat gemäß § 55 Abs. 1 Nr. 4 MsbG bei Letztverbrauchern, die einen Jahresstromverbrauch unter 100.000 kWh aufweisen und nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind, die Messung entnommener Elektrizität durch Erfassung der entnommenen elektrischen Arbeit entsprechend den Anforderungen des im Stromliefervertrag vereinbarten Tarifes zu erfolgen. Es wird mithin lediglich eine Arbeitsmessung vorgenommen, was angesichts der Ausstattung mit konventionellen (§ 2 Nr. 10 MsbG) oder mit modernen (§ 2 Nr. 15 MsbG) Messeinrichtungen – nicht aber mit intelligenten Messsystemen (§ 2 Nr. 7 MsbG) – zahlenmäßig der am häufigsten anzutreffende Fall ist⁸³.

Doch selbst der Einbau eines intelligenten Messsystems i. S. d. § 2 Nr. 7 MsbG würde wegen der Vorgabe der Zählerstandsgangmessung in § 55 Abs. 1 Nr. 2 MsbG eine leistungsgemessene Erfassung nicht vorsehen. Diese Zählerstandsgangmessung wurde für intelligente Messsysteme neu eingeführt und ist der registrierenden Lastgangmessung (Leistungsmessung) sehr ähnlich. In § 17 Abs. 6 StromNEV wurde aber gerade deswegen zur Vermeidung einer irrtümlichen leistungsbezogenen Netzentgeltberechnung durch die Netzbetreiber und der damit einhergehenden zu erwartenden Netzentgeltsteigerung die dargestellte Ausnahme eingeführt⁸⁴.

Eine Abrechnung nach Leistungspreis-/Arbeitspreis-Systematik nach § 17 Abs. 2 StromNEV wird allerdings nach Vereinbarung mit dem Letztverbraucher, d. h. einem Verzicht des Letztverbrauchers auf die Abrechnung nach der Grundpreis-/Arbeitspreis-Systematik, für möglich gehalten⁸⁵. Dies ist aber nur für den Fall problemlos denkbar, dass sich das Netzentgelt dadurch verringert. Für den umgekehrten Fall ist gerade aufgrund des Schutzcharakters, der § 17 Abs. 6 Satz 1 StromNEV zugeschrieben wird⁸⁶ – immerhin liegt darin der Sinn der eindeutigen Zuordnung der

⁸² Laubenstein, in: Säcker, BerlKommEnR, 4. A. 2018, § 12 StromNZV, Rn. 22.

⁸³ Milovanović, in: Theobald/Kühling, EnergieR, 101. EL Mai 2019, § 55 MsbG, Rn. 9.

⁸⁴ BT-Drs. 18/8919, S. 26.

⁸⁵ Milovanović, in: Theobald/Kühling, EnergieR, 101. EL Mai 2019, § 55 MsbG, Rn. 7. Allerdings wird hier gerade die aufgeworfene Frage nicht beantwortet, ob auch eine abweichende Vereinbarung „zulasten“ des Letztverbrauchers möglich ist.

⁸⁶ Milovanović, in: Theobald/Kühling, EnergieR, 101. EL Mai 2019, § 55 MsbG, Rn. 7; BT-Drs. 18/8919, S. 26.

Zählerstandgangmessung zu den Arbeitsmessungen, obwohl sie der Leistungsmessung ähnlich ist –, hiervon nicht ohne weiteres auszugehen.

Daher würde nach diesseitiger Auffassung ein bloßes Abstellen darauf, dass seitens des Messstellenbetreibers ein intelligentes Messsystem eingebaut wird, den Netzbetreiber noch nicht in die Lage versetzen, eine leistungsentgeltbezogene Berechnung vorzunehmen. Es bedürfte mithin, sollte die Regelung und Systematik des § 55 Abs. 1 MsbG unangetastet bleiben, einer Klarstellung gerade im Regelungszusammenhang mit § 17 Abs. 6 Satz 1 StromNEV. Es bedarf mithin der Ausnahme von § 17 Abs. 6 Satz 1 StromNEV, sobald eine Zählerstandgangmessung (oder Leistungsmessung, was aber wegen des § 55 MsbG unter 100.000 kWh per se nicht möglich ist, arg. e cont. § 55 Abs. 1 Nr. 1 MsbG) bei den betreffenden Eigenversorgern mit Jahresstromverbrauch von unter 100.000 kWh durchgeführt wird. Diese erscheint verfassungsrechtlich insoweit auch unproblematisch, weil hierdurch eine verursachergerechte Heranziehung zu Netzkosten erst ermöglicht werden soll und keine neue Typisierung, sondern gerade eine Differenzierung ungleicher Sachverhalte i. S. d. Art. 3 Abs. 1 GG stattfindet. Soll dagegen eine andere Form der Leistungsmessung in diesen Fällen ermöglicht werden, bedürfte es weiterer Anpassungen insbesondere in § 55 Abs. 1 MsbG.

A LIB-Datenbank des Fraunhofer ISI

Die LIB-Datenbank des Fraunhofer ISI führt eine umfassende Anzahl an Informationen aus verschiedenen Markt- und Technologiestudien zusammen. Die relevantesten Quellen sind im Folgenden aufgelistet:

- Marklines Co, Ltd., Automotive Industry Portal, <http://www.marklines.com>.
- European Automobile Manufacturers Association Registration Statistics, <https://www.acea.be/statistics>.
- European Alternative Fuels Observatory, <https://www.eafo.eu/>.
- B3 Report 16-17 (2016), Chapter 8: LIB-equipped Vehicle Market Bulletin (16Q4) and Long-term LIB Market Forecast, B3 Corporation.
- B3 Report 17-18 (2017), Chapter 8: LIB-equipped Vehicle Market Bulletin (17Q4) and Long-term LIB Market Forecast, B3 Corporation.
- B3 Report 18-19 (2018), Chapter 8: LIB-equipped Vehicle Market Bulletin (18Q4) and Long-term LIB Market Forecast, B3 Corporation.
- B3 Report 19-20 (2019), Chapter 8: LIB-equipped Vehicle Market Bulletin (19Q4) and Long-term LIB Market Forecast, B3 Corporation.
- Berman K, Carlson R, Dziuba J, Jackson J, Sklar P, Hamilton C (2018), The lithium ion battery and the eV Market: the science behind What you Can't see, BMO Capital Markets.
- Goldman A R, Rotondo F S, Swallow J G (2019), Lithium Ion Battery Industrial Base in the U.S. and Abroad, IDA Document D-11032, Institute for defense analyses, Alexandria, Virginia.
- Curry C. (2017), Lithium-ion Battery Cost and Market, Bloomberg New Energy Finance.
- Bonisoli M und Bonacina G, (2018), Electric Vehicles Update, Equita SIM S.p.A., <https://www.equita.eu/static/upload/ele/electric-vehicles.pdf>
- Hummel P, Bush T, Gong P, Yasui K, Lee T, Radlinger J, Langan C, Lesne D, Takahashi K, Jung E, Shaw L, Haire G (2018), UBS Q-Series Tearing down the heart of an electric car: Can batteries provide an edge, and who wins?, UBS Limited.

Des Weiteren beinhaltet die Datenbank Informationen aus Online-Auftritten wichtiger Unternehmen, Verbände und weiterer Stakeholder. Die relevantesten sind im Folgenden aufgeführt:

- José Pontes, EV Sales Blog, <http://ev-sales.blogspot.com/>.
- Skobyakov S.A., Chinese Cars, www.chinamobil.ru.
- Tycho de Feijter, Car news China, carnewschina.com.
- Jianshe Kong, ChinaAutoWeb, chinaautoweb.com.
- Wynand Goosen, wattEV2Buy, wattEV2buy.com.
- A07 online media LLC, carsalesbase, carsalesbase.com.
- Seo and Web Ltd, auto-data.net.
- Zach Shahan, cleantechnica.com.
- Ecomotors Inc., evcompare.io.

- Motor Presse Stuttgart GmbH & Co.KG, auto-motor-und-sport.de.
- Bauer Xcel Media Deutschland KG, autozeitung.de.
- Sidebi Technology Ltd, chinapev.com.
- Rabbit Publishing GmbH, electrive.net.
- Electric Vehicle Database, ev-database.org.
- VerticalScope Inc., China Car Forums, chinacarforums.com.
- EV Specifications, evspecifications.com.
- Motorsport Network LLP, insideevs.com.
- Pedro Lima, pushevs.com.

B Quellenverzeichnis

ADAC, Stromverbrauch Elektroautos: Aktuelle Modelle im ADAC Test, <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/> (letzter Zugriff: 29.04.2021)

B32019 B3 Corp. Report Chapter E19Q1 2019

Barre2013 A. Barré, B. Deguilhem, S. Grolleau, M. Gérard, F. Suard (2013), "A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. Journal of Power Sources", 241, 680 – 689, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.05.040

Bass, Frank. M. (1969), "A new product growth model for consumer durables". Management Science, 15 (1), 215–227.

Blumenthal-Barby, Cordula / Hartmann, Thies Christian, Erhebung von Baukostenzuschüssen im Bereich Strom – Sonderfälle und aktuelle gerichtliche und regulierungsbehördliche Entscheidungen, EnWZ 2013, S. 108 ff.

BNEF2019 Boston New Energy Finance BNEF 2019

BNetzA, Baukostenzuschüsse, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzanschluss/Baukostenzuschuesse/baukostenzuschuesse-node.htm (letzter Zugriff: 28.04.2021)

BNetzA2019 BNetzA (2019), „Bedarfsermittlung 2019-2030 – Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2030“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf. Zugriff am: 23. April 2021.

BNetzA (2009), Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen für Netzanschlüsse im Bereich von Netzebenen oberhalb der Niederspannung (BK6 p-06-003),

Carmen2019 Marktübersicht für Batteriespeicher, Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., 2015 bis 2019

Casals2018 L. Casals, B. Amante García, C. Canal (2018), "Second life batteries lifespan. Rest of useful life and environmental analysis", Journal of environmental management, 232, 354–363

de Wyl, Christian / Eder, Jost / Hartmann, Thies Christian, Praxiskommentar Netzanschluss- und Grundversorgungsverordnungen, 2. Aufl., Frankfurt am Main, Berlin, Essen 2016

Dena 2017: dena-NETZFLEXSTUDIE: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung, 03/2017 online unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf

Deutsches Mobilitätspanel (MOP), <https://mobilitaetspanel.ifv.kit.edu/index.php> (letzter Zugriff: 29.04.2021)

Dufo-Lopez2014 R. Dufo-López, J. M. Lujano-Rojas, J. L. Bernal-Agustín (2014), Comparison of different lead–acid battery lifetime prediction models for use in simulation of stand-alone photovoltaic systems, Applied Energy, 115, 242–253, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.11.021>

Ecker2014 M. Ecker, N. Nieto, S. Käbitz, J. Schmalstieg, H. Blanke, A. Warnecke, D. U. Sauer (2014), Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries Journal of Power Sources, 248, 839–851

- Figgenger2018 J. Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, D. U. Sauer (2018), Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 – Jahresbericht 2018, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen.
- Figgenger2019a Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, S. Zurmühlen, D. U. Sauer (2019), Speichermonitoring BW – Jahresbericht 2019, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen
- Figgenger2019b J. Figgenger (2019), Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland, RWTH Aachen
- Figgenger2020 J. Figgenger et al. (2020): The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review, *Journal of Energy Storage*, vol. 29, p. 101153, 2020, doi: 10.1016/j.est.2019.101153.
- Fraunhofer ISI, Consentec (2018), "Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende"; Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi); Schlussbericht vom 11.06.2018: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.html>
- Fraunhofer ISI, Consentec; ifeu et al. (2017), "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland" sowie "Auswirkungen der Klimaschutzziele und diesbezüglicher Maßnahmen auf den Energiesektor und den Ausbau der erneuerbaren Energien", <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>
- Gnann, T.; Speth, D. (2021): Electric vehicle profiles for the research project "MODEX EnSaVes-Model experiments – development paths for new power applications and their impact on critical supply situations. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.
- Graulich2018 K. Graulich, D. Bauknecht, C. Heinemann, I. Hilbert, M. Vogel, D. Seifried, S. Albert-Seifried (2018), Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen, Öko-Institut e.V.
- Grolleau2013 S. Grolleau, A. Delaille, H. Gualous (2013), Predicting lithium-ion battery degradation for efficient design and management, *World Electric Vehicle Journal*, 6, 0549, DOI: 10.1109/EVS.2013.6914799
- IHS2018 IHS Markit: Grid Connected Energy Storage Market Tracker September 2018
- ISE2015 Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Study on behalf of Agora Energiewende, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, 2015
- Jiang2020 H.R. Jiang, J. Sun, L. Wei, M.C. Wu, W. Shyy, T.S. Zhao (2020), A high power density and long cycle life vanadium redox flow battery, *Energy Storage Materials*, 24, 529-540, <https://doi.org/10.1016/j.ensm.2019.07.005>.
- Jung2016 J. Jung, L. Zhang, J. Zhang (2016), Lead-acid Battery technologies, Fundamentals, Materials and Applications, CRC Press, ISBN 78-1-4665-9223-0
- Keil2015 P. Keil, S. F. Schuster, C. von Lüders, H. Hesse, R. Arunachala, A. Jossen (2015), Lifetime Analyses of Lithium-Ion EV Batteries 3rd Electromobility Challenging Issues conference (ECI), Singapore

Keil2016 P. Keil, S. F. Schuster, J. Wilhelm, J. Travi, A. Hauser, R. D. Karl, A. Jossen (2016), Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries, Journal of the Electrochemical Society, 163, A1872-A1880

Klingler2017 Klingler, A.-L., (2017). Self-consumption with PV Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences. Applied energy, 205, pp.1560–1570

Kment, Martin, Energiewirtschaftsgesetz, 2. Aufl., Baden-Baden 2019 (zit.: Bearbeiter, in: Kment, EnWG).

Kraftfahrt-Bundesamt, (2010-2012), Neuzulassungen und Besitzumschreibungen von Kraftfahrzeugen nach Emissionen und Kraftstoffen (FZ 14), https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.html

Kraftfahrt-Bundesamt, (2012-2020), Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen (FZ 14), https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz14_n_uebersicht.html

Kühnbach, Matthias; Stute, Judith; Gnann, Till; Wietschel, Martin; Marwitz, Simon; Klobasa, Marian (2020): Impact of electric vehicles: Will German households pay less for electricity? In: Energy Strategy Reviews 32, S. 100568. DOI: 10.1016/j.esr.2020.100568.

Kundu2015 D. Kundu, E. Talaie, V. Duffort, L. F. Nazar (2015), The Emerging Chemistry of Sodium Ion Batteries for Electrochemical Energy Storage, Angewandte Chemie Int. Ed. 2015, 54, 3431 – 3448, DOI: 10.1002/anie.201410376

Lehnert, Wieland / Vollprecht, Jens, Der energierechtliche Rahmen für Stromspeicher – noch kein maßgeschneiderter Anzug, ZNER 2012, S. 356 ff.

Liu2019 T. Liu, Y. Zhang, Z. Jiang, X. Zeng, J. Ji, J. Li, X. Gao, M. Sun, Z. Lin, M. Ling, J. Zheng, C. Liang (2019), Exploring competitive features of stationary sodium ion batteries for electrochemical energy storage, Energy Environ. Sci., 12, 1512, DOI: 10.1039/c8ee03727b

MarkLines Co, Ltd (2021), (<http://www.marklines.com>)

Marktstammdatenregister (MaStR), <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Navigant2019 Navigant Research 2019 <https://www.energy-storage.news/news/navigant-risk-of-slower-than-expected-price-declines-for-lithium-batteries>

Philipps2019 S. Philipps, W. Warmuth (2019), Fraunhofer ISE Photovoltaics Report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE

Ramasay2005 R. P. Ramasamy, R. E. White, B. N. Popov (2005), Calendar life performance of pouch lithium-ion cells, Journal of Power Sources 2005, 141, 298–306

Regionaldatenbank Deutschland, Statistik AI-S-01: Regionalatlas Deutschland Themenbereich "Soziales" Indikatoren zu "Verfügbares Einkommen je EW"

Regionaldatenbank Deutschland: Statistik 12411-01-01-4: Bevölkerung nach Geschlecht – Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte

Regionaldatenbank Deutschland, Statistik 31231-02-01-4: Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden – Stichtag 31.12. – regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte

Rogers2003 Rogers, E. (2003). Diffusion of Innovations, 5th Edition. (5th ed.)

- Rosch, Cordula / Hartmann, Thies Christian / van der Velden, Alvin, Streit um BKZ in höheren Spannungsebenen (Teil 1), IR 2010, S. 170 ff.
- Rosenman2015 A. Rosenman, E. Markevich, G. Salitra, D. Aurbach, A. Garsuch, F. F. Chesneau (2015), Review on Li-Sulfur Battery Systems: an Integral Perspective, *Advanced Energy Materials* 2015, 5, 1500212, DOI: 10.1002/aenm.201500212
- Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.), *Berliner Kommentar zum Energierecht*, 4. Aufl., Frankfurt am Main 2019 (zit.: Bearbeiter, in: Säcker, *BerlKommEnR*).
- Saxton2012 T. Saxton (2012), *Plug In America's LEAF Battery Survey*
- Schleich2011 Schleich, J.; Brunner, M.; Götz, K.; Klobasa, M.; Gözl, S.; Sunderer, G. (2011): Smart metering in Germany – results of providing feedback information in a field trial, *ECEE Summer Study 2011*
- Schmidt2017 Schmidt, Hawkes (2017) https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/50848/10/20170620_FINAL_ExpCurves_Main.pdf
- Schwintowski, Hans-Peter / Wojanowski, Rico / Sauer, Mirko, *Der Baukostenzuschuss bei der Netzintegration von Batteriegroßspeichern*, EWeRK 2016, S. 94 ff.
- Speth, D.; Gnann, T.; Plötz, P.; Wietschel, M.; George, J. (2020): https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2020/Future_regional_distribution_of_electric_vehicles_in_Germany.pdf. In: 33rd Electric Vehicle Symposium (EVS33), Portland, Oregon, June 14-17, 2020.
- Statista, *Fahrleistung der Personenkraftwagen in Deutschland nach Merkmalen in den Jahren 2019 und 2020*, <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/246069/umfrage/laufleistung-privater-pkw-in-deutschland/>
- Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 30. Oktober 2020 (BGBl. I S. 2269) geändert worden ist: "Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)"
- Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist: „Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV)“
- Theobald, Christian / Kühling, Jürgen, *Energierecht*, 108. Auflage, München 2021 (zit.: Bearbeiter, in: Theobald/Kühling, *Energierecht*).
- Thielmann2017 A. Thielmann, C. Neef, T. Hettesheimer, H. Döscher, M. Wietschel, J. Tübke (2017); *Energy storage Roadmap (Update 2017) | [Energiespeicher-Roadmap (Update 2017)]*, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI
- Thielmann, Axel; Neef, Christoph; Fenske, Chiara; Wietschel, Martin (2018): *Energiespeicher-Monitoring 2018. Leitmarkt- und Leitanbieterstudie: Lithium-Ionen-Batterien für die Elektromobilität*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/Energiespeicher-Monitoring_2018.pdf
- Thomas, Henning / Altrock, Martin, *Einsatzmöglichkeiten für Energiespeicher*, ZUR 2013, S. 579 ff.
- Wikner2018 E. Wikner, T. Thiringer (2018); *Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC*; *Appl. Sci.* 2018, 8, 1825; doi:10.3390/app8101825

Winkler2016 Winkler et al. (2016), Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien – Eigenversorgung mit Strom. Analyse der Wirkungen und Szenarien für die zukünftige Entwicklung: Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Endbericht.

Xu2018 B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, D. S. Kirschen (2018), Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. In: IEEE Trans. Smart Grid 2018, 9(2), 1131–1140

Yole2018 Yole Développement Market Research: Li-Ion Packs April 2018

C Abbildungsverzeichnis

Bild 2.1:	Darstellung der Vorgehensweise im Top-down-Lernkurvenansatz und Bottom-up-Betrachtung der Komponentenkosten.....	3
Bild 2.2:	Zeitliche Entwicklung durchschnittlicher Speichergrößen (kWh) zwischen 2013 und 2018. Grafik aus Figgene2019b.....	4
Bild 2.3:	Zeitliche Entwicklung durchschnittlicher Systempreise für PV-Batteriespeichersysteme zwischen 2013 und 2018. Grafik aus Figgene2019b	5
Bild 2.4:	Zeitliche Entwicklung des Mittelwerts der Größe (kWh) von angebotenen Batteriespeichern. Nach Carmen2019	5
Bild 2.5:	Verhältnis aus nutzbarer Energie (kWh) und Ausgangsleistung (kW) von Batteriespeichern. Nach Carmen2019	6
Bild 2.6:	Preisabhängigkeit von der Speichergröße eines Batteriespeichers in kWh. Basierend auf 207 Systemen, gruppiert und gewichtet nach Anzahl am Markt verfügbarer Systeme in Speichergrößenintervallen. Nach Carmen2019.....	6
Bild 2.7:	Preiserfahrungskurven für die Entwicklung von Bruttopreisen (einschließlich Mehrwertsteuer) für Batteriespeicher mittlerer Größe und optimistischer (Fit2) bzw. pessimistischer (Fit1) Fit. Daten aus Carmen2019, Figgene2018, Figgene2019a, Figgene2019b	7
Bild 2.8:	Darstellung des untersuchten Batteriespeichersystems als Mehraufwand bzw. Mehrkosten gegenüber einer direkten Netzeinspeisung (Minimalvariante).....	8
Bild 2.9:	Bewertung unterschiedlicher Batterietechnologien für ihre Eignung im PV-Batteriespeicherbereich. Ein großer Radius entspricht einer positiven Bewertung	13
Bild 2.10:	Kostenprognose für in Elektrofahrzeugen genutzte und stationäre LIB-Packs aus verschiedenen Marktstudien.....	14
Bild 2.11:	Kostenprognose für PV-Inverter nach FraunhoferISE2019 und FraunhoferISE2015	15
Bild 2.12:	Preisprognose für ein PV-Batteriespeichersystem mit 8 kWh und 6,4 kW bei Herstellung durch einen kleinen (10.000 Stück/a) und einen großen (200.000 Stück/a) Hersteller bis 2040.	17
Bild 2.13:	Preiserwartung (brutto, zzgl. Installationskosten) für PV-Batteriespeichersysteme mit 8 kWh und 6,4 kW	18
Bild 2.14:	Darstellung der Kostenfunktion (min. Preis) in Abhängigkeit von der Speichergröße (kWh) und dem Anschaffungsjahr.....	19
Bild 2.15:	Prognose für die zeitliche Entwicklung der Stromkosten aus ausgespeicherter Energie für einen 8 kWh Batteriespeicher bei 16 Jahren Lebensdauer (min: 20 Jahre, max: 12 Jahre).....	22
Bild 3.1	Strategie 1: Vollständige Nutzung der Speicherkapazität am PRL-Markt	27
Bild 3.2	Strategie 2: Anteilige Nutzung der Speicherkapazität am PRL-Markt, sofern diese nicht zur Eigenversorgung benötigt wird	27
Bild 3.3	Strategie 3: Anteilige Nutzung der Speicherkapazität am PRL-Markt, sofern diese nicht zur Eigenversorgung benötigt wird und über einen Mindestzeitraum verfügbar ist.....	27
Bild 3.4	Wirtschaftlichkeit der PRL-Vermarktung von PV-Batteriespeichersystemen mit kleinen (10 kW / 6 kWh) und großen (10 kW / 10 kWh) Batteriespeichern (BS) durch einen Aggregator	29

Bild 4.1:	Historische Entwicklung der Pkw-Neuzulassungen aller Antriebstechnologien nach Fahrzeug-Segmenten in Deutschland für 2010 bis 2020 (Quelle: Kraftfahrtbundesamt und Marklines Co, Ltd.)	32
Bild 4.2:	Historische Neuzulassungen der Elektrofahrzeuge in Deutschland unterteilt in drei Fahrzeug-Segmente (Quelle: Kraftfahrtbundesamt und Marklines Co, Ltd.).....	32
Bild 4.3:	Historische Entwicklung der Speichergröße der batterieelektrischen Fahrzeuge (Eigene Berechnungen aus LIB-Datenbank des Fraunhofer ISI (siehe Anhang A))	33
Bild 4.4:	Schematische Darstellung des Bass-Diffusionsmodells für neue Technologien in Anlehnung an (Bass 1969)	34
Bild 4.5:	Entwicklung der durchschnittlichen Speichergröße der Elektrofahrzeuge in Deutschland bis zum Jahr 2035 (Marklines Co, Ltd. und LIB-Datenbank des Fraunhofer ISI).....	35
Bild 4.6:	Entwicklung der Diffusion von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 (eigene Berechnungen).....	37
Bild 4.7:	Entwicklung der kumulierten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 (eigene Berechnungen)	37
Bild 4.8:	Regional differenzierte Entwicklung des Bestandes an Elektrofahrzeugen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario (eigene Berechnungen)...	38
Bild 4.9:	Regional differenzierte Entwicklung der aggregierten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario (eigene Berechnungen)	38
Bild 4.10:	Entwicklung der Diffusion von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 (eigene Berechnungen).....	39
Bild 4.11:	Entwicklung der kumulierten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 (eigene Berechnungen)	40
Bild 4.12:	Regional differenzierte Entwicklung des Bestandes an Elektrofahrzeugen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario (eigene Berechnungen)	40
Bild 4.13:	Regional differenzierte Entwicklung der aggregierten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario (eigene Berechnungen)	41
Bild 4.14:	Anzahl PV-Batteriespeichersysteme in Deutschland bis zum Jahr 2020.....	42
Bild 4.15:	Kumulierte Speicherkapazität der PV-Batteriespeichersysteme in Deutschland bis zum Jahr 2020.....	42
Bild 4.16:	Modellstruktur des Modells DiBSSy zur Berechnung der zukünftigen Marktverbreitung von PV-Batteriespeichersystemen.....	43
Bild 4.17:	Übersicht über die Jahresstromverbräuche der betrachteten Haushalte differenziert nach Adoptorengruppen und Haushaltstypen.....	45
Bild 4.18:	Zusammensetzung des Verteilschlüssels für die Verteilung von PV-Batteriespeichersystemen nach Landkreisen.....	46
Bild 4.19:	Angenommene Entwicklung des Strompreises für Haushaltskunden bis zum Jahr 2035	47
Bild 4.20:	Angenommene Entwicklung der Kosten für PV-Aufdachanlagen bis zum Jahr 2035	48
Bild 4.21:	Entwicklung der spezifischen Kosten für PV-Batteriespeicher im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035.....	49

Bild 4.22:	Anteile der Haushaltstypen (Haushalte mit unterschiedlichen Technologiekonfigurationen) im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035	50
Bild 4.23:	Entwicklung der Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 differenziert nach Anteilen von PV-Neuinstallationen und Erweiterungen von PV-Altanlagen.....	50
Bild 4.24:	Entwicklung der kumulierten Speicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland im Basis-Szenario bis zum Jahr 2035 differenziert nach Anteilen von PV-Neuinstallationen und Erweiterungen von PV-Altanlagen	51
Bild 4.25:	Anteil der betrachteten Haushalte, für welche die Neuanschaffung eines PV-Batteriespeichersystems im Basis-Szenario rentabel ist.....	51
Bild 4.26:	Durchschnittliche PV-Batteriespeicherkapazität bei Neuanlagen für unterschiedliche Haushaltstypen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario	52
Bild 4.27:	Durchschnittliche PV-Anlagengröße bei Neuanlagen für unterschiedliche Haushaltstypen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario	52
Bild 4.28:	Räumlich differenzierte Entwicklung des Bestandes an PV-Batteriespeichersystemen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario	53
Bild 4.29:	Räumlich differenzierte Entwicklung der aggregierten Speicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Basis-Szenario	53
Bild 4.30:	Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität im Basis-Szenario bei Variation des Strompreises.....	54
Bild 4.31:	Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität im Basis-Szenario bei Variation der Batteriekosten	55
Bild 4.32:	Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität für das Jahr 2035 im Basis-Szenario bei stärkerer PV-Kostendegression	56
Bild 4.33:	Entwicklung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität bei Wegfall der EEG-Umlage im Basis-Szenario.....	57
Bild 4.34:	Entwicklung der spezifischen Kosten für PV-Batteriespeicher im Maximal-Szenario bis zum Jahr 2035	58
Bild 4.35:	Anteile der Haushaltstypen (Haushalte mit unterschiedlichen Technologiekonfigurationen) im Maximal-Szenario bis zum Jahr 2035.....	58
Bild 4.36:	Entwicklung der Diffusion von PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland im Maximal-Szenario bis zum Jahr 2035 differenziert nach Anteilen von PV-Neuinstallationen und Erweiterung von PV-Altanlagen.....	59
Bild 4.37:	Entwicklung der kumulierten Speicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen in Deutschland im Maximal-Szenario bis zum Jahr 2035 differenziert nach Anteilen von PV-Neuinstallationen und Erweiterung von PV-Altanlagen	59
Bild 4.38:	Anteil der betrachteten Haushalte, für welche die Neuanschaffung eines PV-Batteriespeichersystems im Maximal-Szenario rentabel ist	60
Bild 4.39:	Durchschnittliche Batteriespeicherkapazität bei Neuanlagen für unterschiedliche Haushaltstypen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario	60
Bild 4.40:	Durchschnittliche PV-Anlagengröße bei Neuanlagen für unterschiedliche Haushaltstypen für die Stützjahre 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario	61

Bild 4.41:	Regional differenzierte Entwicklung und regionale Verteilung des Bestandes an PV-Batteriespeichersystemen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario (Eigene Berechnungen).....	61
Bild 4.42:	Regional differenzierte Entwicklung und regionale Verteilung der aggregierten Speicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen in den Stützjahren 2025, 2030 und 2035 im Maximal-Szenario (Eigene Berechnungen)	62
Bild 4.43:	Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität im Maximal-Szenario bei Variation des Strompreises.....	63
Bild 4.44:	Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität im Maximal-Szenario bei Variation der Batteriekosten.....	63
Bild 4.45:	Änderung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität für das Jahr 2035 im Maximal-Szenario bei schnellerer PV-Kostendegression	64
Bild 4.46:	Entwicklung der Anzahl an PV-Batteriespeichersystemen und der kumulierten Speicherkapazität bei Wegfall der EEG-Umlage im Maximal-Szenario.....	65
Bild 4.47:	Mögliche Stromflüsse in den Szenariovarianten I und II: Das PV-Batteriespeichersystem wird strommarktorientiert bewirtschaftet. In Haushalten mit EV ist dessen Ladevorgang unflexibel.	69
Bild 4.48:	Mögliche Stromflüsse in den Szenariovarianten III, d. h. bei strommarktorientierter Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems und bidirektionalem Laden von Elektrofahrzeugen (V2G).	70
Bild 4.49:	Verfügbarkeit der untersuchten Elektrofahrzeuge im Durchschnitt über den Tagesverlauf (aggregiert über alle betrachteten Fahrzeuge).....	70
Bild 4.50:	Aggregierte Einspeisung und aggregierter Strombezug der Haushalte mit PV-Batteriespeichersystem durchschnittlich im Tagesverlauf.....	71
Bild 4.51:	Nachfragedeckung über das PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt mit Elektrofahrzeug für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August, Szenariovariante II). 74	74
Bild 4.52:	Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt mit Elektrofahrzeug für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August, Szenariovariante II). 74	74
Bild 4.53:	Nachfragedeckung über das PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt ohne Elektrofahrzeug für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August, Szenariovariante II). 75	75
Bild 4.54:	Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt ohne Elektrofahrzeug für zwei Sommertage (5. bzw. 6. August, Szenariovariante II).....	75
Bild 4.55:	Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt mit Wärmepumpe für zwei Wintertage (16. bzw. 17. Januar, Szenariovariante II). 76	76
Bild 4.56:	Bewirtschaftung des PV-Batteriespeichersystems für einen Haushalt mit Wärmepumpe für zwei Wintertage (16. bzw. 17. Januar, Szenariovariante II). 76	76
Bild 4.57:	Eigenverbrauchsgrad nach Szenariovariante, „Eigenversorgung“ bezeichnet hierbei die eigenverbrauchsorientierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Maximal-Szenario.	77
Bild 4.58:	Vergleich des maximalen Netzbezugs bei eigenversorgungs- bzw. strommarktorientierter Bewirtschaftung. Die Säulen zeigen das durchschnittliche Maximum pro Haushaltstyp und Szenariovariante, Punkte visualisieren die absoluten Maxima. „Eigenversorgung“ bezeichnet die eigenverbrauchsorientierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Maximal-Szenario.	78

Bild 4.59:	Vergleich der maximalen Netzeinspeisung bei eigenversorgungs- bzw. strommarktorientierter Bewirtschaftung. Die Säulen zeigen das durchschnittliche Maximum pro Haushaltstyp und Szenariovariante, Punkte visualisieren die absoluten Maxima. „Eigenversorgung“ bezeichnet die eigenverbrauchsorientierte Batteriespeicherbewirtschaftung im Maximal-Szenario. 78
Bild 4.60:	Auslastung des Batteriespeichers (alle Fälle) und des flexiblen Teils der Fahrzeugbatterie (V2G) im Jahresverlauf und im Durchschnitt über alle Haushalte mit Wärmepumpe und Elektrofahrzeug. „Eigenverbrauchsoptimierte Bewirtschaftung“ bezeichnet die Batteriespeicherbewirtschaftung im Maximal-Szenario. 79
Bild 4.61:	Vergleich der Kosten einer Partizipation am Strommarkt ohne Flexibilitätseinsatz mit Szenariovariante I, Batteriespeicher am Strommarkt, und Szenariovariante II, V2G & Batteriespeicher am Strommarkt. Die Balken visualisieren den Durchschnitt über alle Haushalte eines Haushaltstyps..... 80
Bild 5.1:	Ermittlung verteilnetzseitiger Auswirkungen von stationären Batteriespeichern 89
Bild 5.2:	Exemplarisches Nachfrageprofil eines Haushalts mit Elektrofahrzeug, Wärmepumpe und PV-Anlage sowie Speicher mit 7,5 kWh Speichervolumen für den Einsatzzweck Eigenversorgung..... 90
Bild 5.3:	Geordnete Dauerlinie des stündlichen Energieflusses eines Haushalts mit Elektrofahrzeug, Wärmepumpe und PV-Anlage sowie Speicher mit 7,5 kWh Speicherkapazität mit und ohne Teilnahme von PV-Batteriespeichersystemen an Arbitragegeschäften 93
Bild 5.4:	Geordnete Dauerlinie des stündlichen Energieflusses eines Haushalts mit Elektrofahrzeug, Wärmepumpe und PV-Anlage sowie Speicher mit 7,5 kWh Speicherkapazität mit und ohne Teilnahme von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen an Arbitragegeschäften..... 94
Bild 5.5:	Veränderung der Netzkosten durch Teilnahme von Speichern am Strommarkt95
Bild 5.6:	Regionale Verteilung der Netzkostenentwicklung im Strommarkt-Szenario (PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge) 96
Bild 5.7:	Netzkostenänderung durch veränderte Zahl von Elektrofahrzeugen (EV) 98
Bild 5.8:	Prinzip der Kostenwälzung und Wirkung veränderter Entnahmemengen durch den Einsatz von Speichern in der Niederspannung (hier NE 7) 101
Bild 5.9:	Prinzip der Kostenwälzung und Wirkung veränderter Netzkosten durch den Einsatz von Speichern in der Niederspannung (hier NE 7) 103
Bild 5.10:	Zunahme der Netzkosten vor Kostenwälzung durch Elektrofahrzeuge je Netzebene im Maximal-Szenario 2035 105
Bild 5.11:	Veränderung der von Letztverbrauchern zu tragenden Netzkosten je Netzebene durch Elektrofahrzeuge nach Kostenwälzung im Maximal-Szenario 2035 106
Bild 5.12:	Entgeltkomponenten in der Niederspannung in der Referenz und im Maximal-Szenario 2035 im Vergleich (Prozentwerte in der Legende (rechts) geben die Veränderung ggü. Referenz wieder)..... 107
Bild 5.13:	Zunahme der Netzkosten vor Kostenwälzung durch PV-Batteriespeichersysteme je Netzebene im Strommarkt-Szenario 2035 gegenüber Maximal-Szenario 2035 108
Bild 5.14:	Zunahme der Netzkosten vor Kostenwälzung durch PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge (V2G) je Netzebene im Strommarkt-Szenario 2035 gegenüber Maximal-Szenario 2035..... 109

Bild 5.15:	Veränderung der von Letztverbrauchern zu tragenden Netzkosten je Netzebene durch PV-Batteriespeichersysteme und Elektrofahrzeuge im Strommarkt-Szenario 2035	109
Bild 5.16:	Entgeltkomponenten in der Niederspannung in der Referenz, im Maximal-Szenario 2035 und im Strommarkt-Szenario 2035 im Vergleich (Prozentwerte in der Legende (rechts) geben die Veränderung ggü. Referenz wieder).....	110
Bild 5.17:	Zusammensetzung der Haushaltsstrompreise nach Steuern, Abgaben und Umlagen im Zeitraum 2018 –bis 2020.....	112
Bild 5.18:	Jährliche Zahlung der EEG-Umlage nach Haushaltsgröße und Ausstattung ohne und mit PV-Anlage zum Eigenverbrauch sowie mit Batteriespeicher.....	114
Bild 5.19:	Jährliche Zahlung der Stromsteuer eines Haushaltes nach Haushaltsgröße und Ausstattung ohne und mit PV-Anlage zum Eigenverbrauch sowie mit Batteriespeicher	114
Bild 5.20:	Finanzvolumen von EEG-Umlage und Stromsteuer von Ein-/Zweifamilienhäusern im Maximalszenario 2030 mit und ohne Batteriespeicher im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ohne Eigenversorgung.....	116

D Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Fitparameter für eine schnelle (min. Preis) und langsame (max. Preis) Kostendegression	19
Tabelle 3.1: Steigerung der Eigenverbrauchsquoten für einen 4-Personenhaushalt mit neuen Verbrauchern und Batteriespeicher	24
Tabelle 4.1: Mehrzahlungsbereitschaft der Adoptorengruppen der betrachteten Haushalte	44
Tabelle 4.2: Übersicht der durchgeführten Szenariovarianten im Strommarkt-Szenario	66
Tabelle 4.3: Übersicht zu Szenarioparametern des Strommarkt-Szenarios.	67
Tabelle 5.1: Auswertung der Reduktion dimensionierungsrelevanter Belastung für betrachtete Haushaltsprofile.....	91
Tabelle 5.2: Auswertung dimensionierungsrelevanter Belastung über alle betrachteten Profile	94
Tabelle 5.3: Auswirkung des Einsatzes von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen im Maximal-Szenario	104
Tabelle 5.4: Auswirkung des Einsatzes von PV-Batteriespeichersystemen und Elektrofahrzeugen im Strommarkt-Szenario	108
Tabelle 5.5: Kenndaten von Musterhaushalten zu Strombedarf, PV-Anlagenleistung und Batteriespeichergröße	113
Tabelle 5.6: Reduktion der Entnahmemengen im Maximal- und Strommarkt-Szenario.....	115
Tabelle 5.7: Finanzvolumen aus EEG-Umlage und Stromsteuer in 2030 bei heutiger spezifischer Umlagehöhe (6,5 ct/kWh) bzw. Steuersatz (2,05 ct/kWh)	116
Tabelle 5.8: Finanzvolumina für 2020 und Abschätzungen für 2025 und 2030	118
Tabelle 5.9: EEG-Umlage für 2020 und Abschätzungen für 2025 und 2030.....	118