ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Schill, Wolf-Peter; Zerrahn, Alexander; May, Nils; Neuhoff, Karsten

**Article**

# Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein

DIW Wochenbericht

**Provided in Cooperation with:**
German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

*Suggested Citation:* Schill, Wolf-Peter; Zerrahn, Alexander; May, Nils; Neuhoff, Karsten (2018) : Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 85, Iss. 46, pp. 987-995, https://doi.org/10.18723/diw_wb:2018-46-1

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/187700

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

**DIW** Wochenbericht

46 2018

AUF EINEN BLICK

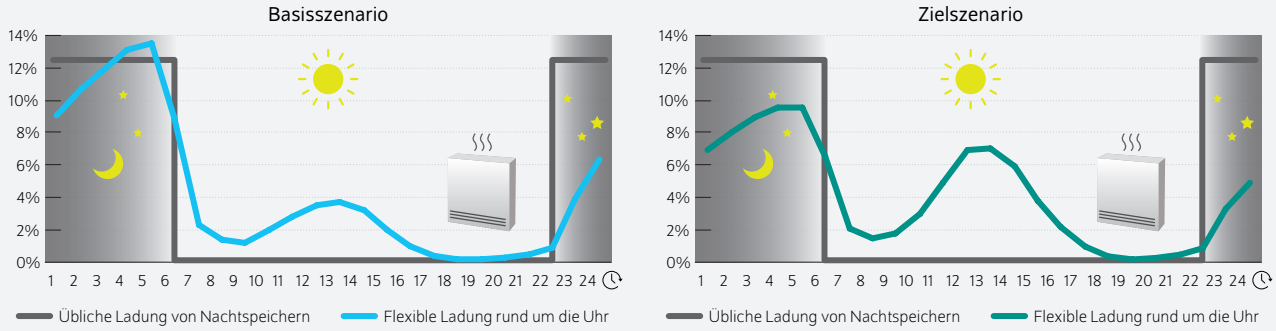
# Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein

**Von Wolf-Peter Schill, Alexander Zerrahn, Nils May und Karsten Neuhoff**

- Stromsektoranalyse für Szenarien des Jahres 2030 zeigt: Flexibilisierung von Nachtspeicherheizungen kann Gesamtkosten moderat reduzieren
- Bei hohen $CO_2$-Preisen kommt es zu einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien
- Im Zielszenario lässt sich ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 Prozent durch flexibel genutzte Speicherheizungen etwas günstiger erreichen
- Grundsätzlich gilt für kapitalintensive Flexibilitätstechnologien: Unternehmen investieren eher, wenn ihre Erlöse durch geeignete Rahmenbedingungen abgesichert werden
- Eine flexiblere Nutzung von Speicherheizungen dürfte nur eine Nischenrolle bei der weiteren Umsetzung der Energiewende spielen

**In den modellierten Szenarien des Jahres 2030 werden elektrische Speicherheizungen noch meist in den Nachtstunden geladen**

Stündlicher Anteil der im gesamten Jahr aufgeladenen Energie in Prozent




Bei 52 Prozent erneuerbaren Energien wird zu drei Vierteln nachts geladen.

Bei 65 Prozent erneuerbaren Energien wird nur noch gut zur Hälfte nachts geladen, die Flexibilität wird wertvoller.

Quelle: Eigene Berechnungen.

©DIW Berlin 2018

## ZITAT

*„Den Modellrechnungen zufolge werden elektrische Speicherheizungen im Jahr 2030 zum Teil auch tagsüber geladen, so dass sich moderate Vorteile einer Umrüstung für zeitlich flexibles Laden ergeben können“.* — ***Wolf-Peter Schill, Studienautor*** —

## MEDIATHEK

**Audio-Interview** mit Wolf-Peter Schill
**www.diw.de/mediathek**

# Flexible Nutzung von Nachtspeicherheizungen kann ein kleiner Baustein für die Energiewende sein

**Von Wolf-Peter Schill, Alexander Zerrahn, Nils May und Karsten Neuhoff**


## ABSTRACT

Im Kontext der Energiewende stellt sich die Frage, ob elektrische Speicherheizungen einen Beitrag zur verstärkten Nutzung der fluktuierenden Wind- und Solarenergie und zur Emissionsminderung im Raumwärmebereich leisten können. Im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts wurde am DIW Berlin untersucht, welche Effekte sich im deutschen Stromsystem ergeben, falls die bestehenden Nachtspeicherheizungen rund um die Uhr flexibel geladen werden können. Modellrechnungen für das Jahr 2030 zeigen, dass eine moderate Verringerung der Gesamtkosten des Stromsystems möglich ist. Dabei kommt es nur in einem Szenario mit hohem $CO_2$-Preis zu einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien und entsprechenden Emissionsminderungen. Gleichzeitig lässt sich in einem Zielszenario ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 Prozent etwas günstiger erreichen. Einer komplementären betriebswirtschaftlichen Analyse zufolge werden tragfähige Geschäftsmodelle dadurch erschwert, dass die Erlöse von äußeren Umständen abhängen, die einzelne Unternehmen nicht beeinflussen können, insbesondere der Variabilität der Strompreise. Insgesamt dürften flexible Speicherheizungen nur eine Nischenrolle bei der weiteren Umsetzung der Energiewende spielen.


Eine erheblich verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien in allen Anwendungsbereichen ist ein wesentliches Element der Energiewende in Deutschland. Eine besondere Rolle spielt dabei die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Die Stromerzeugung aus Windkraft- und Solaranlagen hängt von Tages- und Jahreszeiten sowie den Wetterbedingungen ab und ist nicht notwendigerweise dann verfügbar, wenn sie benötigt wird. Eine vielversprechende Strategie ist daher die flexible Nutzung von erneuerbarem Strom im Wärme- und Verkehrsbereich, auch Sektorenkopplung genannt.[1] Neben vielen anderen Optionen könnten elektrische Nachtspeicherheizungen hier eine Rolle spielen, indem sie einerseits Flexibilität für fluktuierende erneuerbare Energien bereitstellen und andererseits zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Raumwärmebereich beitragen.

In diesem Bericht werden mögliche Effekte einer Flexibilisierung der bestehenden Nachtspeicherheizungen im deutschen Stromsystem untersucht. Das bedeutet, dass die Speicherheizungen nicht nur in den Nachtstunden, sondern rund um die Uhr flexibel geladen werden können.[2] Grundlage der Untersuchung sind Modellrechnungen für das Jahr 2030, die im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts mit einem hierfür weiterentwickelten, quelloffenen Stromsektormodell durchgeführt wurden. Komplementär werden die betriebswirtschaftliche Perspektive und Voraussetzungen für tragfähige Geschäftsmodelle diskutiert.[3]

1 Vgl. Acatech (2017): Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. Analyse des Akademienprojekts „Energiesysteme der Zukunft" (online verfügbar, abgerufen am 2. Oktober 2018. Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt). Auch im aktuellen 1,5-Grad-Bericht des IPCC spielt die Elektrifizierung des Endenergieverbrauchs eine große Rolle (online verfügbar).

2 Bisher gibt es in Deutschland praktisch keine anderen elektrischen Speicherheizungen als Nachtspeicherheizungen. Werden diese derart umgerüstet, dass sie auch tagsüber flexibel aufgeladen werden können, werden sie quasi zu „Tag- und Nachtspeicherheizungen", im Folgenden vereinfacht „Speicherheizungen" genannt.

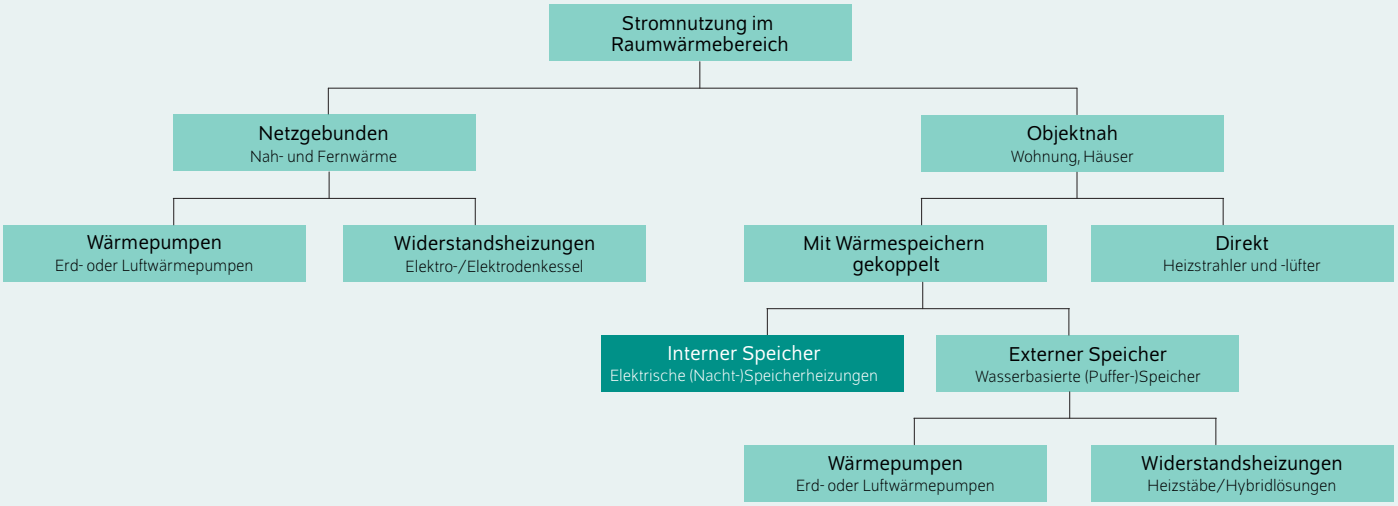
3 Die Analysen wurden im Horizon-2020-Projekt „RealValue" durchgeführt, Grant Agreement No. 646116. Eine Langfassung der Stromsektoranalysen ist als Diskussionspapier verfügbar: Wolf-Peter Schill und Alexander Zerrahn (2018): Flexible electricity use for heating in markets with renewable energy. DIW Discussion Paper Nr. 1769.



DOI: https://doi.org/10.18723/diw_wb:2018-46-1

Abbildung 1

**Verschiedene Optionen der Stromnutzung im Raumwärmebereich**




Quelle: Bloess et al. (2018), a.a.O.

© DIW Berlin 2018

Elektrische Speicherheizungen sind nur eine von vielen verschiedenen Optionen.

## Verschiedene Optionen für eine flexible Nutzung von Strom im Wärmebereich

Die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme gilt diversen Studien zufolge als besonders vielversprechend für die Energiewende, weil hier mit relativ geringen Investitionen große Flexibilitätspotenziale erschlossen werden können.[4] Dies liegt auch daran, dass Wärme oftmals deutlich günstiger gespeichert werden kann als elektrische Energie in Stromspeichern. Neben der – hier nicht betrachteten – Stromnutzung für industrielle Wärmebedarfe gibt es vielfältige technische Optionen für eine Nutzung von Strom im Raumwärmebereich. Dabei kann grundsätzlich zwischen wärmenetz-gebundenen und objektnahen Optionen unterschieden werden (Abbildung 1).

Während netzgebundene Optionen immer mit einer gewissen Speicherkapazität einhergehen, ist dies bei objektnahen Optionen nicht unbedingt der Fall. So verfügen beispielsweise direkte Elektroheizungen, wie etwa Heizstrahler oder Heizlüfter, über keinen Wärmespeicher. Im Gegensatz dazu haben die hier im Fokus stehenden elektrischen Speicherheizungen, im englischen Sprachraum auch als *(smart) electric thermal storage* bezeichnet, einen großen internen Wärmespeicher in Form eines gut isolierten, wärmespeichernden Materials. Dieses Material wird mit elektrischem Strom aufgeheizt, und zu einem späteren Zeitpunkt wird die gespeicherte Wärme mit Hilfe eines Lüfters in den Raum abgegeben. Wasserbasierte Heizsysteme, die in den meisten Wohnungen installiert sind, verfügen ebenfalls über Pufferspeicher, jedoch meist mit einer vergleichsweise geringen Speicherkapazität. Neben Erdgas oder Heizöl kann in ihnen ebenfalls elektrischer Strom genutzt werden, beispielsweise über Wärmepumpen oder Heizstäbe. Derartige (teil-)elektrische Heizungstypen werden in der hier vorgestellten Modellanalyse jedoch nicht näher betrachtet.

## Nachtspeicherheizungen: Ausbau, Verbot, Weiterbetrieb

Nachtspeicherheizungen sind elektrische Speicherheizungen, die ausschließlich in den Nachtstunden aufgeladen werden und somit aus Sicht des Stromsystems weitgehend unflexibel sind. Sie wurden in Deutschland ab den 1950er-Jahren installiert und dienten unter anderem dazu, die Auslastung von Grundlastkraftwerken, also Braunkohle- und später Kernkraftwerken, zu erhöhen. Dafür wurde die Aufladung der Nachtspeicherheizungen über ein sogenanntes Rundsteuersignal vom jeweiligen Versorger gesteuert; im Gegenzug erhielten die Kunden einen günstigen Stromtarif. Dieses Prinzip gilt weitgehend bis heute.

Die Energieeinsparverordnung aus dem Jahr 2009 legte fest, dass der Betrieb von bis Ende des Jahres 1989 installierten Nachtspeicherheizungen in Deutschland bis zum Jahr 2019 grundsätzlich beendet werden müsse; für neuere Nachtspeicherheizungen galt eine maximal 30-jährige

4 Für eine Übersicht modellbasierter Studien zu verschiedenen Optionen der flexiblen Stromnutzung im Raumwärmebereich, die ebenfalls im zugrunde liegenden Forschungsprojekt erstellt wurde, siehe Andreas Bloess, Wolf-Peter Schill und Alexander Zerrahn (2018): Power-to-heat for renewable energy integration: A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials. Applied Energy 212, 1611-1626.

Kasten

## Rechnungen mit dem quelloffenen Modell DIETER

Für die Rechnungen wurde das am DIW Berlin entwickelte, quelloffene Stromsektormodell „Dispatch and Investment Evaluation Tool with Endogenous Renewables" (DIETER) genutzt und um eine Repräsentation des Raumwärmesektors erweitert.[1] Es handelt sich um ein lineares Optimierungsmodell, das in der Software GAMS implementiert und mit dem kommerziellen Solver CPLEX gelöst wird. Das Modell wurde am DIW Berlin bereits zur Untersuchung verschiedener Forschungsfragen im Bereich von Energiespeichern eingesetzt.[2]

Das Modell minimiert die Gesamtkosten des deutschen Stromsystems über alle Stunden eines Jahres. Dieser Ansatz ist äquivalent zu einem friktionslosen, wettbewerblichen Markt mit vollständigen Informationen aller Beteiligten. Wesentliche Modellinputs sind Annahmen zu fixen und variablen Kosten verschiedener Technologien sowie Zeitreihen der Stromnachfrage und der Stromerzeugungsmöglichkeiten erneuerbarer Energien. Zu den Modellergebnissen gehören installierte Kraftwerks- und Speicherkapazitäten und ihr jeweiliger stündlicher Einsatz sowie die Gesamtkosten und $CO_2$-Emissionen.

Neu gegenüber früheren Modellversionen ist eine Abbildung des Raumwärmebereichs, die im Rahmen eines europäischen Forschungsprojekts realisiert wurde. Neue Inputparameter sind der stündlich aufgelöste Raumwärme- und Warmwasserbedarf des deutschen Wohngebäudebestands, differenziert nach zwölf Gebäudetypen, sowie die jeweiligen Technologien für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser. Die Heiztechnologien können auch Regelleistung bereitstellen. Während das Modell grundsätzlich eine Vielzahl von Heizungstypen enthält, liegt der Fokus in diesem Bericht auf elektrischen Speicherheizungen. Die für ihre Umrüstung erforderlichen Investitionen sind nicht Bestandteil der Optimierung; sie werden jedoch bei der Auswertung der Modellergebnisse berücksichtigt.

Die hier genutzte Modellversion weist einige Beschränkungen auf, die für die Interpretation der Modellergebnisse relevant sind. So wird ausschließlich der deutsche Stromsektor modelliert, d. h. von einem Stromaustausch mit dem Ausland wird abstrahiert. Außerdem werden andere flexible Sektorenkopplungsoptionen hier nicht betrachtet, beispielsweise Elektrofahrzeuge oder die Erzeugung von Wasserstoff oder anderen chemischen Energieträgern (Power-to-X).[3] Daher dürfte der Flexibilitätsbedarf im Stromsektor – und damit auch der Nutzen der Flexibilisierung von Nachtspeichern – tendenziell überschätzt werden.

Des weiteren bildet das Modell keine Netzengpässe innerhalb Deutschlands ab, weder auf Verteil- noch auf Übertragungsnetzebene. Insbesondere in Lastzentren oder in Regionen mit großem Ausbau erneuerbarer Energien könnte dies zu einer Unterschätzung des Flexibilitätsbedarfs führen – und damit des Nutzens von nachfrageseitigen Flexbilitätsoptionen wie flexiblen Speicherheizungen.

1 Diesem Bericht liegt die Modellversion 1.3.0 zugrunde. Modellcode, Eingangsdaten sowie eine Dokumentation können von der Modellhomepage www.diw.de/dieter heruntergeladen werden. Die Basisversion des Modells wurde auch in einem internationalen Fachjournal beschrieben, siehe Alexander Zerrahn und Wolf-Peter Schill (2017): Long-run power storage requirements for high shares of renewables: review and a new model. Renewable and Sustainable Energy Reviews 79, 1518-1534.

2 Vgl. Wolf-Peter Schill, Jochen Diekmann und Alexander Zerrahn (2015): Stromspeicher: eine wichtige Option für die Energiewende. DIW Wochenbericht Nr. 10, 195-205 (online verfügbar); sowie Wolf-Peter Schill et al. (2017): Dezentrale Eigenstromversorgung mit Solarenergie und Batteriespeichern: Systemorientierung erforderlich. DIW Wochenbericht Nr. 12, 223-233 (online verfügbar).

3 Vgl. zu den Perspektiven verschiedener Power-to-X-Pfade aktuell Florian Ausfelder et al. (2018): 1. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X": Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X). Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien (online verfügbar).

Betriebserlaubnis.[5] Der betreffende Paragraph 10a der Verordnung wurde jedoch 2013 wieder gestrichen, so dass der Betrieb von Nachtspeicherheizungen wieder unbefristet erlaubt ist. Die Gründe für das zwischenzeitliche Verbot waren die geringe Primärenergieeffizienz und der hohe $CO_2$-Ausstoß der Speicherheizungen, die sich aus der Nutzung von Strom mit einem hohen Anteil fossiler Stromerzeugung ergaben.[6] Bei der Rücknahme des Verbots spielte offenbar die Idee eine Rolle, dass die Speicherheizungen im Kontext der Energiewende anderweitig nicht nutzbare Stromüberschüsse fluktuierender erneuerbarer Energien aufnehmen könnten.[7]

Elektrische Speicherheizungen wurden im Jahr 2011 noch auf gut zwei Prozent der Wohnfläche genutzt.[8] Sie waren im Jahr 2016 für ungefähr zwei Prozent des gesamten deutschen Stromverbrauchs verantwortlich. Ihr Anteil am Stromverbrauch der Haushalte war allerdings deutlich höher, er lag bei knapp sieben Prozent.[9]

## Modellrechnungen für das deutsche Stromsystem im Jahr 2030

Mit Hilfe eines erweiterten Stromsektormodells (Kasten) wurde untersucht, welche Auswirkungen eine Flexibilisierung der Nachtspeicherheizungen in Deutschland hätte.[10]

5 Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung – EnEV) vom 24. Juli 2007.

6 Vgl. Änderungsverordnung EnEV 2009, Stand vom 18. Juni 2008 (online verfügbar).

7 Vgl. ZEIT ONLINE (2013): Bundestag hebt Verbot für Nachtspeicherheizungen auf, 17. Mai 2013 (online verfügbar); sowie Die Welt (2013): Bundestag kippt Verbot von Nachtspeicheröfen, 17. Mai 2013 (online verfügbar).

8 Vgl. Befragungen im Rahmen des Zensus 2011 (online verfügbar); neuere Daten liegen nicht vor.

9 Eigene Berechnungen basierend auf Manuel Frondel, Ronald Janßen-Timmen und Stephan Sommer (2017): Erstellung der Anwendungsbilanzen 2015 und 2016 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland. Endbericht. RWI, Oktober 2017 (online verfügbar); sowie Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. Letzte Aktualisierung: 14. August 2018 (online verfügbar).

10 Für weitere Details und ergänzende Modellläufe vgl. Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

Dies wurde für verschiedene Zukunftsszenarien des Jahres 2030 untersucht, die nicht als Prognosen der künftigen Entwicklung zu verstehen sind, sondern der Illustration wichtiger Einflussfaktoren und Zusammenhänge dienen. Die Inputparameter des Modells wurden, soweit möglich, dem aktuellen Referenzszenario der EU-Kommission entnommen.[11] Dieses Szenario gibt einen Kraftwerkspark vor, der aber im Modell unter gewissen Randbedingungen optimiert wurde. Dabei dienen die installierten Kapazitäten des EU-Referenzszenarios für thermische und Wasserkraftwerke als obere Grenze und für Windkraft- und Solaranlagen als untere Grenze (Abbildung 2). Der $CO_2$-Preis liegt bei 33,3 Euro pro Tonne.

In den Szenarien dieses Berichts wird davon ausgegangen, dass die heute existierenden Nachtspeicherheizungen weitgehend auch im Jahr 2030 noch vorhanden sind. Ihre aggregierte elektrische Anschlussleistung liegt im Jahr 2030 annahmegemäß bei rund zehn Gigawatt, ihre thermische Speicherkapazität bei knapp 80 Gigawattstunden und ihr jährlicher Stromverbrauch bei knapp elf Terawattstunden.[12]

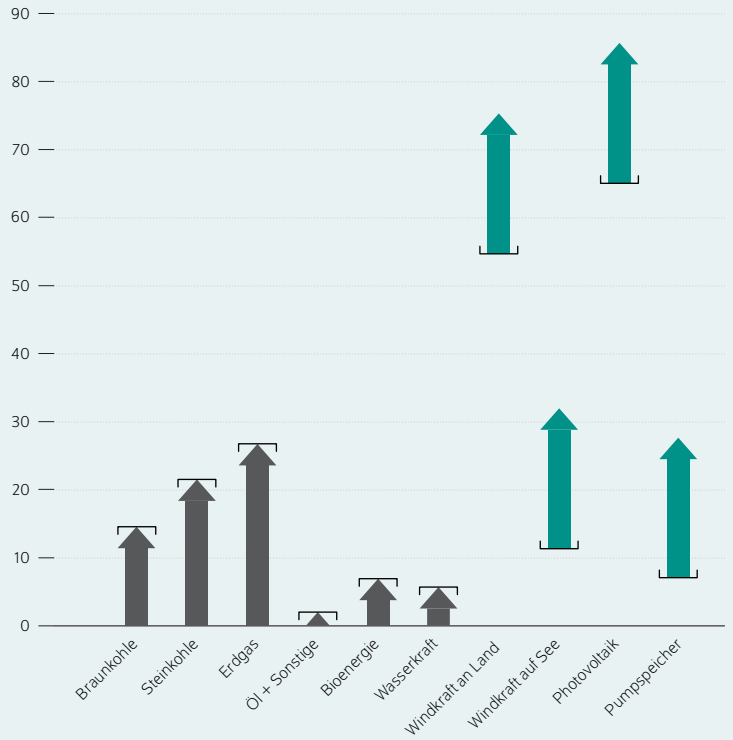
Im Folgenden werden Modellergebnisse für vier Szenarien vorgestellt:

- „Basisszenario“: In diesem Szenario wird ein Anteil erneuerbarer Energien von gut 52 Prozent erreicht.[13]
- „Hoher $CO_2$-Preis“: wie Basisszenario; zusätzlich liegt der $CO_2$-Preis im Jahr 2030 bei 71 Euro pro Tonne.
- „Kohleausstieg“: wie Basisszenario; zusätzlich wird von einem kompletten Ausstieg aus der Braun- und Steinkohleverstromung bis 2030 ausgegangen. Stattdessen sind Investitionen in neue Gaskraftwerke über die in Abbildung 2 dargestellte Obergrenze möglich.
- „Zielszenario“: Hier wird der im Koalitionsvertrag der Parteien der Bundesregierung vereinbarte Mindestanteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 65 Prozent erreicht.

Für jedes Szenario werden zwei Modellläufe miteinander verglichen: einer mit unflexiblen Nachtspeichern, die annahmegemäß nur zwischen 22 Uhr und 6 Uhr aufgeladen werden; und ein weiterer, in dem es keine zeitlichen Restriktionen der Aufladung gibt. Hierfür sind Investitionen in Kommunikations- und Steuerungstechnik (zum Beispiel Internetanschluss und Temperaturfühler) erforderlich, deren Höhe aus heutiger Sicht unsicher ist.

Abbildung 2

**Randbedingungen für Stromerzeugungskapazitäten in den modellierten Szenarien des Jahres 2030**
In Gigawatt




Anmerkung: Für thermische und Wasserkraftwerke wird eine obere Grenze entsprechend den im EU-Referenzszenario installierten Leistungen angenommen; für Windkraft, Photovoltaik und Pumpspeicher wird eine entsprechende Untergrenze angenommen. Batteriespeicher können unbeschränkt zugebaut werden.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Investitionen in Windkraft, Photovoltaik und Speicher sind unbegrenzt möglich.

## Systemkosten können leicht sinken

Werden die im Jahr 2030 noch bestehenden Nachtspeicherheizungen komplett flexibilisiert, können den Modellrechnungen zufolge die gesamten Systemkosten leicht sinken. Die hier betrachteten Systemkosten umfassen die annuisierten Investitionskosten für Kraftwerke, Stromspeicher und Speicherheizungen sowie die variablen Kosten ihres Betriebs. Grund hierfür ist vor allem ein günstigerer Kraftwerkseinsatz, aber teilweise auch ein günstigeres Gesamtportfolio der Kraftwerkskapazitäten.[14] Die Ergebnisse unterscheiden sich jedoch zwischen den Szenarien und danach, wie hoch die für die Umrüstung nötigen Investitionen sind (Abbildung 3).

**11** Pantelis Capros et al. (2016): EU Reference Scenario 2016 – Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. Study prepared for the European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport (online verfügbar).

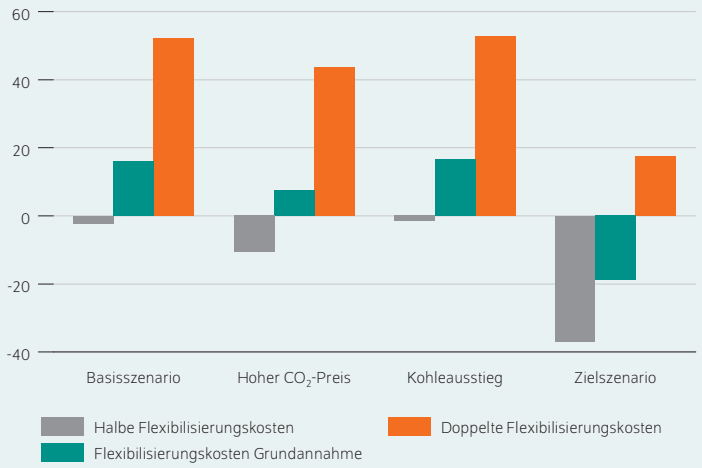
**12** Die Zahlen ergeben sich aus einer Berechnung zum künftigen Gebäudebestand unter der Annahme, dass die Anteile der Gebäude mit Speicherheizungen in den jeweiligen Energieeffizienzklassen konstant bleiben. Vgl. Ciara O'Dwyer et al. (2018): H2020 Real Value: D3.6 Cost Benefit Analysis of SETS and Alternative Local Small-scale Storage Options (online verfügbar). Dabei kommt es aus methodischen Gründen beim Energieverbrauch zu leichten Abweichungen gegenüber Frondel, Janßen-Timmen und Sommer (2017) a. a. O.

**13** Dies entspricht ungefähr der Obergrenze des Zielkorridors, der durch § 1 des aktuellen Erneuerbare-Energien-Gesetzes vorgegeben wird.

**14** Die Bereitstellung von Regelleistung durch Speicherheizungen spielt hierbei kaum eine Rolle. Insgesamt sinken die Systemkosten im Basisszenario um ungefähr 0,15 Prozent. Dies erscheint relativ gering vor dem Hintergrund, dass Speicherheizungen rund zwei Prozent der Stromnachfrage verursachen und ihre installierte Leistung gut fünfzehn Prozent der jährlichen Spitzenlast entspricht. Für eine detailliertere Analyse der verschiedenen Beiträge zu den Kostensenkungen vgl. Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

Abbildung 3

**Veränderung der Systemkosten durch die Flexibilisierung von Nachtspeichern**
In Euro pro Gerät und Jahr




Anmerkung: Gegenüber dem jeweiligen Szenario mit unflexiblen Nachtspeichern im Jahr 2030.

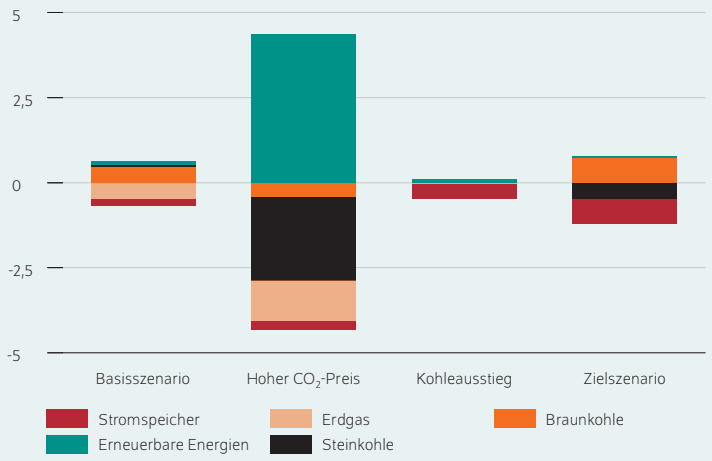
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Bei einem höheren Anteil erneuerbarer Energien oder geringen Kosten für die Umrüstung kommt es zu Einsparungen.

Abbildung 4

**Auswirkungen der Flexibilisierung von Nachtspeichern auf die gesamte Stromerzeugung**
In Terawattstunden




Anmerkung: Gegenüber dem jeweiligen Szenario mit unflexiblen Nachtspeichern im Jahr 2030.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Nur im Fall eines hohen $CO_2$-Preises kommt es zu einer nennenswerten zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energien.

Unter Grundannahmen zu den Umrüstungskosten der Nachtspeicherheizungen[15] steigen im Basisszenario die gesamten jährlichen Systemkosten leicht an. Bezogen auf ein durchschnittliches Heizgerät entspricht der Anstieg knapp 16 Euro, bzw. knapp 70 Cent pro Quadratmeter der mit elektrischen Speicherheizungen beheizten Wohnfläche. Dies bedeutet, dass die erforderlichen Investitionskosten für die Flexibilisierung die Einsparungen durch einen günstigeren Kraftwerkseinsatz überwiegen. Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich auch in den beiden Szenarien mit hohem $CO_2$-Preis und Kohleausstieg. Wird jedoch entsprechend den politischen Zielvorgaben ein Anteil von 65 Prozent erneuerbarer Energien angenommen, sinken die jährlichen Systemkosten durch die Flexibilisierung um knapp 19 Euro pro Gerät bzw. knapp 80 Cent pro Quadratmeter.

Unter der Annahme, dass die Umrüstungskosten nur halb so hoch liegen, beispielsweise aufgrund von Skaleneffekten, günstigeren Technologie- und geringen Finanzierungskosten, sinken auch in den anderen Szenarien die Systemkosten. Im Fall doppelt so hoher Flexibilisierungskosten steigen die Systemkosten auch im Zielszenario.

## Änderungen im Kraftwerkspark und im Kraftwerkseinsatz

Die Flexibilisierung der Speicherheizungen führt im Modell zu einer leichten Anpassung des optimalen Kraftwerksparks. In allen Szenarien sinkt der Stromspeicherbedarf leicht, da Wärmespeicher zu einem gewissen Grad Stromspeicher als Flexibilitätsoption im Stromsystem ersetzen können. Bei einem erhöhten $CO_2$-Preis kommt es zu einem zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien von rund drei Gigawatt Photovoltaik und knapp einem Gigawatt Windkraft. Im Kohleausstiegsszenario ändert die Flexibilisierung der Speicherheizungen dagegen kaum etwas am Kraftwerkspark. Im Zielszenario sind bei flexibler Nutzung von Speicherheizungen etwas geringere Kapazitäten erneuerbarer Energien notwendig, um denselben Anteil von 65 Prozent an der Stromnachfrage decken zu können. Dies liegt daran, dass in diesem Szenario höhere Überschüsse erneuerbarer Energien entstehen, die durch flexible Speicherheizungen nutzbar gemacht werden.

Die Analyse des Kraftwerkseinsatzes bietet weitere Erkenntnisse (Abbildung 4). Können Speicherheizungen flexibel rund um die Uhr laden, führt dies im Basisszenario nur in sehr geringem Umfang zu einer zusätzlichen Nutzung erneuerbarer Energien. Dies liegt daran, dass hier nur sehr geringe Überschüsse erneuerbarer Energien verfügbar sind, die mit den im Modellrahmen vorhandenen Speicherkapazitäten nicht genutzt werden können.[16] Stattdessen erhöht sich die Auslastung der Braunkohlekraftwerke, die

**15** Als Grundannahme für die annuisierten spezifischen Flexibilisierungs-Investitionen wird ein Wert von 1,13 Euro pro Kilowattstunde thermischer Speicherkapazität verwendet. Er spiegelt eine Nachrüstung bestehender Speicherheizungen mit entsprechender Kommunikations- und Steuerungstechnik wider und wurde im Rahmen des zugrunde liegenden EU-Forschungsprojekts von den Praxispartnern ermittelt.

**16** Das Modell abstrahiert in allen Szenarien von lokalen, durch Netzengpässe bedingten Überschussstrommengen. Die hier betrachteten deutschlandweiten Überschüsse dürften wiederum bei Berücksichtigung eines europäischen Stromverbunds sinken.

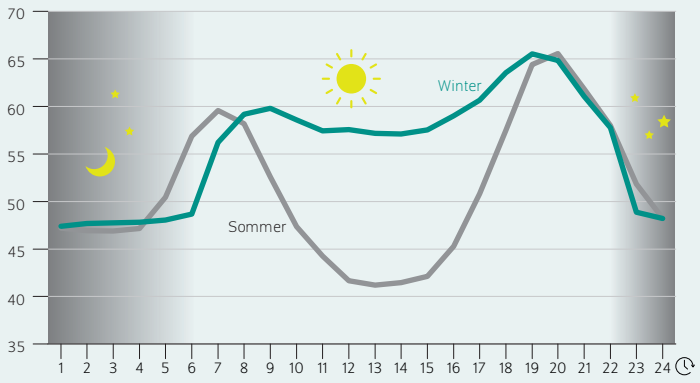
unter den gegebenen Brennstoff- und $CO_2$-Preisannahmen – und ohne Berücksichtigung weiterer externer Kosten – die geringsten variablen Kosten aufweisen. Entsprechend steigen auch die $CO_2$-Emissionen der Stromerzeugung leicht an, im Basisszenario um insgesamt knapp 0,3 Megatonnen oder gut 0,1 Tonnen pro Gerät. Ein vergleichbares Ergebnis liegt für das Zielszenario mit 65 Prozent erneuerbaren Energien vor.[17] Im Szenario mit einem hohen $CO_2$-Preis bewirkt die zusätzliche zeitliche Flexibilität hingegen, dass erneuerbare Energien fossile Energieträger in der Stromerzeugung in Höhe von gut vier Terawattstunden ersetzen. Dies entspricht etwas weniger als der Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs der elektrischen Speicherheizungen. Entsprechend sinken die $CO_2$-Emissionen um knapp drei Megatonnen.

Zum einen verdeutlichen diese Modellergebnisse den bereits bekannten Befund, dass zusätzliche Flexibilität im Stromsystem nur unter den richtigen Randbedingungen, wie etwa einem höheren $CO_2$-Preis, zu einer *zusätzlichen* Nutzung erneuerbarer Energien in nennenswertem Umfang und zu $CO_2$-Einsparungen führt.[18] Zum anderen zeigen die Ergebnisse, dass ein *gegebenes*, ambitionierteres Ziel an erneuerbaren Energien durch eine erhöhte zeitliche Flexibilität der Stromnachfrage, hier durch elektrische Speicherheizungen, günstiger erreicht werden kann.

Abbildung 5

**Durchschnittliche stündliche modellierte Großhandelspreise für Strom im Jahr 2030**

In Euro pro Megawattstunde




Anmerkung: Dargestellt sind jahreszeitliche Mittelwerte des Basisszenarios für die jeweilige Stunde des Tages.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Schill und Zerrahn (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Auch im Jahr 2030 sind im Basisszenario die Strompreise in der Heizperiode nachts meist am geringsten.

## Auch 2030 werden Speicherheizungen überwiegend nachts geladen

Ein Blick auf die sich im Modell ergebenden durchschnittlichen stündlichen Großhandelsstrompreise verdeutlicht, warum die Flexibilisierung der Speicherheizungen im Basisszenario des Modells keine größeren Effekte auf die Systemkosten oder die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien hat (Abbildung 5). In der Zeit des größten Raumwärmebedarfs, also im Winter, sind auch noch im Jahr 2030 die Strompreise im Durchschnitt in der Nacht am niedrigsten. Daher wird die Möglichkeit, die Speicherheizungen auch tagsüber aufzuladen, im Winter kaum genutzt. Genauso verhält es sich im Herbst. Lediglich im Frühling und im Sommer sind aufgrund der hohen Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen die durchschnittlichen Strompreise tagsüber geringer als nachts. Davon profitieren elektrische Speicherheizungen aber kaum, da in diesen Jahreszeiten der Wärmebedarf, abgesehen von der Warmwasserbereitung, relativ gering ist. Insgesamt findet die Aufladung der Speicherheizungen im Basisszenario des Jahres 2030 zu gut drei Vierteln immer noch in den Nachtstunden statt.

Im Zielszenario sinkt der Anteil der nächtlichen Ladung auf gut die Hälfte (vgl. Infografik auf der Titelseite). Insbesondere aufgrund eines verstärkten Ausbaus der Photovoltaik sind hier winters die Preise auch tagsüber teilweise niedriger. Dadurch steigt der Wert der Flexibilisierung von Speicherheizungen deutlich.

## Geschäftsmodelle: Unsicherheiten erschweren Investitionen

Um die potenziell positiven Systemeffekte der flexiblen Nutzung von Speicherheizungen zu realisieren, braucht es Unternehmen, zum Beispiel Energieversorger oder neue Dienstleister, die in die Umrüstung der Geräte investieren. Komplementär zur Systemmodellierung untersucht daher eine betriebswirtschaftliche Analyse die Tragfähigkeit möglicher Geschäftsmodelle.[19]

Ein solches Geschäftsmodell besteht darin, die Speicherheizungen umzurüsten und diese Flexibilität am Strommarkt anzubieten. Insbesondere kann Strom zu Zeiten niedriger Strompreise eingekauft und der Stromeinkauf zu Zeiten hoher Preise vermieden werden (Arbitrage). Zusätzliche Erlöse können gegebenenfalls am Regelleistungsmarkt erzielt werden. Dem stehen Kosten gegenüber für die Umrüstung der Geräte, die Beteiligung der Haushalte an den Erlösen,[20] den Kundenservice und den Stromhandel.

**17** Die Randbedingung, dass ein Anteil von mindestens 65 Prozent erneuerbaren Energien erreicht werden muss, ist im Zielszenario immer bindend, so dass sich sowohl bei unflexiblen als auch bei flexiblen Speicherheizungen jeweils exakt ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 Prozent einstellt. Dieser Anteil kann im letzteren Fall allerdings etwas günstiger erreicht werden.

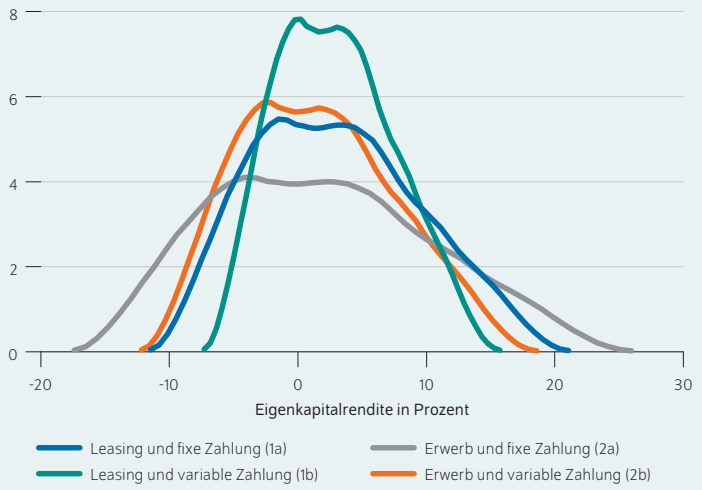
**18** Vgl. für das Beispiel zusätzlicher Stromspeicher Jonas Egerer und Wolf-Peter Schill (2014): Power System Transformation toward Renewables: Investment Scenarios for Germany. Economics of Energy & Environmental Policy, 3(2), 29-43; sowie für eine flexible Aufladung von Elektrofahrzeugen Wolf-Peter Schill, Clemens Gerbaulet und Peter Kasten (2015): Elektromobilität in Deutschland: $CO_2$-Bilanz hängt vom Ladestrom ab. DIW Wochenbericht Nr. 10, 207-215 (online verfügbar).

**19** Vgl. Nils May, Karsten Neuhoff und Jörn Richstein (2018): Market Evaluation Report. Deliverable 6.7 des Horizon-2020-Projekts „RealValue" (online verfügbar); sowie Carlotta Piantieri (2018): Innovative Business Models for Clean-techs. DIW Roundup Nr 125 (online verfügbar).

**20** Für Haushalte kann eine Umrüstung der Speicherheizungen attraktiv sein, wenn Unternehmen ihnen entweder einen monatlichen Fixbetrag zahlen (bzw. einen Nachlass bei der Stromrechnung gewähren) oder sie anteilig an den Erlösen beteiligen.

Abbildung 6

**Eigenkapitalrenditen von vier Geschäftsmodellen für die flexible Nutzung von Speicherheizungen**
Wahrscheinlichkeitsdichte in Prozent




Anmerkung: Eigenkapitalrendite im Zielszenario.

Lesehilfe: Je höher und je enger verteilt die Eigenkapitalrenditen, desto tragfähiger die Geschäftsmodelle.

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf May et al. (2018), a. a. O.

© DIW Berlin 2018

Bei allen vier Geschäftsmodellen gibt es erhebliche Investitionsrisiken.

Es reicht jedoch nicht aus, lediglich durchschnittliche Erlöse und Kosten zu betrachten. Die Profitabilität ist ebenso maßgeblich abhängig von substantiellen Unsicherheiten. Dazu gehören vor allem Faktoren, die einzelne Unternehmen selbst nicht beeinflussen können, wie zum Beispiel die Variabilität der Strompreise und der Grad, zu dem die Unternehmen die sich ergebenden Systemkostenvorteile tatsächlich realisieren können. Darüber hinaus spielen auch Kosten für die Interaktion mit vielen individuellen Haushalten auf der einen und dem Strommarkt auf der anderen Seite eine Rolle.

## Monte-Carlo-Simulation illustriert Effekte äußerer Unsicherheiten

Mittels einer Monte-Carlo-Simulation wurde die Profitabilität von Investitionen unter verschiedenen unsicheren Faktoren modelliert. Hierfür wurde eine sehr große Anzahl (10 000) an Kombinationen dieser Faktoren durchgespielt. Als Grundlage für die Auswahl der Faktoren wurden Interviews mit MarktteilnehmerInnen geführt, wie beispielsweise MitarbeiterInnen von Energieversorgungsunternehmen und Technologieanbietern. Dabei ergab sich, dass die Interaktion mit vielen Haushalten einerseits und mit dem Strommarkt andererseits eine besondere Herausforderung ist.

Die Monte-Carlo-Simulation analysiert vier verschiedene Geschäftsmodelle. Haushalte können die Geräte leasen, dafür Leasingraten an das Unternehmen zahlen und im Gegenzug von diesem mit fixen (1a) oder variablen (1b) Beträgen an den Umsätzen beteiligt werden, die an den Strommärkten realisiert werden. Alternativ erwerben die Haushalte die Geräte – möglicherweise bezuschusst vom Unternehmen – und werden auch hier fix (2a) oder variabel (2b) am Umsatz beteiligt.

Die Ergebnisse der Simulation zeigen, dass im Zielszenario tragfähige Geschäftsmodelle entstehen können (Abbildung 6). Dies liegt an den relativ guten Arbitragemöglichkeiten in diesem Szenario. Als ein zentraler – und im Allgemeinen noch wenig beachteter – Aspekt zeigt die Monte Carlo-Simulation die wichtige Rolle unsicherer Erlöse für die Profitabilität der Investitionen. Diese schwankt stark durch die Unsicherheit unter anderem hinsichtlich der zukünftigen Spreizung des Strompreises und der variablen Kosten der neuen Technologie.

Die Analyse ergibt, dass die Geschäftsmodelle sich insbesondere hinsichtlich der Variabilität der Eigenkapitalrenditen unterscheiden.[21] In Geschäftsmodellen, in denen Haushalte mit erlösabhängigen Zahlungen an den Risiken und Chancen der Strommarktaktivitäten beteiligt werden (1b und 2b), tragen die Unternehmen weniger Risiken, wodurch die Eigenkapitalrenditen sicherer werden. Außerdem sind die Erlöse in Geschäftsmodellen, in denen die Unternehmen die Geräte besitzen und an Haushalte verleasen (1a und 1b), abgesicherter als in Geschäftsmodellen, in denen die Haushalte die Geräte erwerben, da die Höhe der Leasingzahlungen von Anfang an feststeht.

Da die Umrüstung flexibler Speicherheizungen kapitalintensiv ist, verhindern äußere Unsicherheitsfaktoren jedoch potenziell, dass in die Umrüstungen investiert wird. Zwar fallen die Investitionskosten für die Umrüstung der Speicherheizungen anfangs an, so dass die Kosten weitgehend feststehen; allerdings ergeben sich die Erlösmöglichkeiten erst im Laufe der Zeit und sie hängen stark von Umständen wie der Variabilität des Strompreises ab, welche einzelne Unternehmen nicht beeinflussen können. Diese Abhängigkeit von äußeren Unsicherheitsfaktoren lässt die mögliche Profitabilität der Investitionen stark schwanken, bis hin zu deutlich negativen Eigenkapitalrenditen, so dass die anfängliche Finanzierung erschwert wird. Dadurch können die Kosten insgesamt steigen oder Investitionen werden nicht getätigt, obwohl sie im Durchschnitt profitabel erscheinen.

## Fazit: Flexible Nutzung von Nachtspeichern nur ein kleiner Baustein für die Energiewende

Die Energiewende erfordert die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Quellen, nicht nur im Strombereich. Eine diskutierte Option für eine flexible, sektorenübergreifende Nutzung der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik ist eine Bereitstellung von

21 Die Eigenkapitalrendite ist eine zentrale Kennzahl, um die Attraktivität von Investitionen zu evaluieren. Sie gibt an, inwiefern das eingesetzte Eigenkapital verzinst werden kann, nachdem Kosten für den Betrieb und Fremdkapital von den Erlösen abgezogen wurden.

Raumwärme mittels elektrischer Speicherheizungen. Würden die Nachtspeicherheizungen in Deutschland umgerüstet, so dass sie flexibel rund um die Uhr beladen werden könnten, ist eine Ersparnis bei den Gesamtkosten des Stromsystems möglich. Dies zeigen Modellrechnungen für das Jahr 2030.

Diese Ersparnis ist unter Basisannahmen jedoch gering und ergibt sich nur, falls die Umrüstung bestehender Geräte kostengünstig erfolgen kann oder der Anteil erneuerbarer Energien deutlich steigt. Zur Nutzung *zusätzlicher* erneuerbarer Energien und zur Verminderung von $CO_2$-Emissionen tragen flexible Speicherheizungen den Rechnungen zufolge jedoch nur bei sehr hohen $CO_2$-Preisen nennenswert bei. Im Basisszenario sind auch noch im Jahr 2030 im Durchschnitt die Strompreise während der Heizperiode in den Nachtstunden am niedrigsten, so dass ein über den Tag verteiltes Laden nur geringe Vorteile bietet. Hingegen zeigen die Berechnungen, dass für das im Koalitionsvertrag vereinbarte Ausbauziel von 65 Prozent erneuerbaren Energien an der Stromnachfrage im Jahr 2030 die Flexibilisierung der Nachtspeicherheizungen deutlichere Kostenvorteile birgt, da in diesem Fall die Geräte auch verstärkt zur Mittagszeit geladen werden.

Elektrische Speicherheizungen bringen jedoch auch einige Nachteile mit sich, die in den Modellrechnungen nicht betrachtet wurden. Zum einen weisen sie – auch bei Nutzung erneuerbarer Energien – eine im Vergleich zu Wärmepumpen sehr geringe Stromeffizienz auf. Zum anderen können sie wegen ihrer begrenzten Speicherkapazität nur einen geringen Beitrag leisten, um längere Phasen mit geringem Dargebot fluktuierender erneuerbarer Energien zu überbrücken. In solchen Situationen sind Flexibilitätsoptionen mit einer größeren Speicherkapazität erforderlich. Zudem sollte der Stromverbrauch in solchen Phasen möglichst gering sein. In dieser Hinsicht erscheinen Wärmepumpen und energetische Sanierungsmaßnahmen langfristig vorteilhafter als der weitere Betrieb elektrischer Speicherheizungen.

Insgesamt dürfte eine Flexibilisierung bestehender Nachtspeicherheizungen somit allenfalls einen kleinen Beitrag zur weiteren Umsetzung der Energiewende in Deutschland leisten. Ein nennenswerter Ausbau elektrischer Speicherheizungen über den existierenden Bestand hinaus erscheint wenig plausibel und wurde in der Modellierung auch nicht weiter betrachtet. Dagegen dürften andere Maßnahmen deutlich relevanterer für die Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele sein, insbesondere der Ausbau von Wärmepumpen und die energetische Sanierung des Gebäudebestands.

Über das Beispiel der Nachtspeicherheizungen hinaus sollte die Politik auf geeignete Rahmenbedingungen für eine Hebung der Flexibilitätspotenziale auf der Stromnachfrageseite hinwirken. Neben der Stromnachfrage für heutige Anwendungen betrifft dies Technologien, die im Zuge der Energiewende relevanter werden, wie beispielsweise Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge. Dabei hat auch das Strommarktdesign einen Einfluss darauf, inwiefern der Systemnutzen von Flexibilitätsoptionen durch einzelne Akteure tatsächlich realisiert werden kann und ob die Investitionen entsprechend getätigt werden. Hier spielt auch die räumliche Komponente eine Rolle, da je nach Auslastung der Stromnetze Flexibilität an manchen Orten einen besonders hohen Wert haben kann. Grundsätzlich gilt bei allen kapitalintensiven Flexibilitätsoptionen, dass die Finanzierungskosten, welche maßgeblich von der Variabilität der Erlöse beeinflusst werden, ein entscheidender Faktor für Investitionsentscheidungen sind.

**Wolf-Peter Schill** ist stellvertretender Leiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | wschill@diw.de

**Alexander Zerrahn** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | azerrahn@diw.de

**Nils May** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | nmay@diw.de

**Karsten Neuhoff** ist Leiter der Abteilung Klimapolitik am DIW Berlin | kneuhoff@diw.de

**JEL:** Q42, Q47, Q48

**Keywords:** smart electric thermal storage; power-to-heat; flexibility

## IMPRESSUM

DIW BERLIN

DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
**www.diw.de**
Telefon: +49 30 897 89–0 Fax: –200
85. Jahrgang 14. November 2018

Herausgeberinnen und Herausgeber
Prof. Dr. Tomaso Duso; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.; Prof. Dr. Peter Haan; Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky; Prof. Dr. Stefan Liebig; Prof. Dr. Lukas Menkhoff; Dr. Claus Michelsen; Prof. Johanna Möllerström, Ph.D.; Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.; Prof. Dr. Jürgen Schupp; Prof. Dr. C. Katharina Spieß

Chefredaktion
Dr. Gritje Hartmann; Mathilde Richter; Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat
Dr. Helene Naegele

Redaktion
Renate Bogdanovic; Dr. Franziska Bremus; Rebecca Buhner; Claudia Cohnen-Beck; Dr. Daniel Kemptner; Sebastian Kollmann; Matthias Laugwitz; Dr. Alexander Zerrahn

Vertrieb
DIW Berlin Leserservice, Postfach 74, 77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Telefon: +49 1806 14 00 50 25 (20 Cent pro Anruf)

Gestaltung
Roman Wilhelm, DIW Berlin

Umschlagmotiv
© imageBROKER / Steffen Diemer

Satz
Satz-Rechen-Zentrum Hartmann + Heenemann GmbH & Co. KG, Berlin

Druck
USE gGmbH, Berlin

ISSN 0012-1304; ISSN 1860-8787 (online)
Nachdruck und sonstige Verbreitung – auch auszugsweise – nur mit Quellenangabe und unter Zusendung eines Belegexemplars an den Kundenservice des DIW Berlin zulässig (kundenservice@diw.de).

Abonnieren Sie auch unseren DIW- und/oder Wochenbericht-Newsletter unter **www.diw.de/newsletter**