Widerstandsheizungen: ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer?

Christoph Heinemann, Veit Bürger, Dierk Bauknecht, David Ritter und Matthias Koch

Einige Experten sehen in der Konvergenz des Strom- und des Wärmesystems eine Möglichkeit zur optimierten Nutzung der erneuerbaren Energien. Sie argumentieren, dass elektrische Widerstandsheizungen die Wärmenachfrage bevorzugt zu Zeiten mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien (EE) im Stromsystem bedienen könnten. Der Nutzen dieser Option für das Gesamtsystem der Stromversorgung hängt jedoch davon ab, wie hoch der Anteil Erneuerbarer im Stromsystem insgesamt ist, auf welche Technologien zur Wärmeerzeugung zurückgegriffen wird und wie systemdienlich diese Technologien betrieben werden können.

Derzeit prüfen EnBW [1] und RWE [2], ob elektrische Heizsysteme einen Beitrag zur Integration von EE leisten können. Vorliegend wird der mögliche Beitrag einer flexiblen Fahrweise elektrischer Widerstandsheizungen zur Integration von erneuerbaren Energien in das Stromsystem und die daraus resultierenden Veränderungen der CO_2-Emissionen analysiert. Basis sind die Szenariojahre 2020 und 2030. Dabei werden sowohl Nachtspeicherheizungen (NSH) wie auch Heizstäbe, die in den Wärmespeichern von Zentralheizungen integriert werden, betrachtet. Zudem wird überprüft, welche Effekte auftreten, wenn die NSH durch Wärmepumpen ersetzt würden.

Der Nutzen einer Flexibilisierung von Widerstandsheizungen ist sowohl aus Klimaschutzperspektive als auch in Bezug auf die Vermeidung von Netzengpässen zweifelhaft
Foto: vinzstudio | Fotolia.com

Nachtspeicherheizungen, Heizstäbe in den Wärmespeichern von Zentralheizungen und flexible Wärmepumpen wurden in dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts abgebildet (vgl. [3] für eine genaue Modellbeschreibung). Netzrestriktionen werden in der Modellierung nicht berücksichtigt. Die Modellierungsannahmen beruhen auf den Annahmen des Szenario A' der BMU Leitstudie 2011 [2].

Annahmen und Vorgehen

Für die Abbildung von flexiblen NSH wurde die typische Hochtarif-Niedertarif-Fahrweise (HT-NT) der NSH aufgehoben und stattdessen angenommen, dass sich die Fahrweise der NSH am Strompreis (Börsenpreise basierend auf Grenzkosten) ausrichten lässt. Zu Zeiten mit hohen Anteilen EE im System ist der Strompreis niedrig; somit besteht dann ein Anreiz, Strom zu beziehen. Damit die Wärmenachfrage trotzdem zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann, wird der in NSH vorhandene Speicher eingesetzt. Für die Szenariojahre 2020 und 2030 wurde angenommen, dass die Anlagenanzahl und somit die installierte NSH-Leistung als auch die Speicherkapazität auf dem Niveau des Jahres 2013 fortbesteht. Da die mit NSH beheizten Gebäude energetisch modernisiert werden bzw. Neubauten eine immer geringere Heizwärmenachfrage aufweisen, wird eine Reduktion der jährlichen Stromnachfrage von NSH angenommen (vgl. Tabelle).

Für die strombasierte Alternativtechnologie – Wärmepumpen – wird eine Arbeitszahl von 3,45 im Szenariojahr 2020 und 3,65 im Szenariojahr 2030 angenommen [2]. Durch den Ersatz der NSH mit Wärmepumpen kann die Wärmenachfrage mit einem geringeren Stromverbrauch gedeckt werden: Während eine Nachtspeicherheizung aus 1 kWh_{el} lediglich 1 kWh_{th} produziert, kann eine Wärmepumpe aus 1 kWh_{el} 3-4 kWh_{th} erzeugen. Der Jahresstromverbrauch der NSH wird dementsprechend umgerechnet und beträgt dann für Wärmepumpen im Szenariojahr 2020 ca. 4,2 TWh, im Szenariojahr 2030 ca. 4,1 TWh. Bei einer spezifischen Ausnutzung von 1 900 h/a im Szenariojahr 2020 und 1 850 h/a im Szenariojahr 2030 [2] liegt die installierte elektrische Anschlussleistung bei 2,21 GW (2020) bzw. 2,22 GW (2030). Die Wärmespeicherkapazität von Wärmepumpen wird durch die Kapazität eines Wasserwärmespeichers bestimmt. Eigene Recherchen zu gängigen Systemauslegungen zeigen, dass die Pufferspeicher ca. 3 h der installierten elektrischen Leistung aufnehmen können. Somit beträgt die gesamte Speicherkapazität durch Lastverlagerung der Wärmepum-

Tab.: Annahmen zur Abbildung der elektrischen Heizsysteme im Modell PowerFlex

	Einheit	Nachtspeicher-heizungen	Wärmepumpen mit Pufferspeicher als Ersatz der NSH	Heizstab (in Pufferspeichern der Zentralheizungen)
			Szenariojahr 2020	
Anlagenzahl	[Mio.]	1,1	1,1	25,6
Installierte Leistung	[GW_{el}]	16,0	2,2	92,0
Stromverbrauch	[TWh]	14,6	4,2	407,0
Speicherkapazität	[GWh_{el}]	127,0	6,6	293,0
			Szenariojahr 2030	
Anlagenzahl	[Mio.]	1,1	1,1	25,6
Installierte Leistung	[GW_{el}]	16,0	2,2	75,0
Stromverbrauch	[TWh]	14,1	4,1	358,0
Speicherkapazität	[GWh_{el}]	127,0	6,7	293,0

Quelle: eigene Berechnungen auf Basis [2]

pen ca. 6,63 GWh_{el} (2020) und 6,66 GWh_{el} (2030).

Heizstäbe in den Wärmespeichern von Zentralheizungen können bei einem Überangebot von EE Wärme aus Strom erzeugen. In Deutschland wurden im Jahr 2010 ca. 25,6 Mio. Wohnungen mit Block- und Zentralheizungen versorgt [4]. Auf der Basis des spezifischen Wärmeverbrauchs sowie unter Berücksichtigung der Anteile von Wärmepumpen und Pelletheizsystemen bei Block- und Zentralheizungen wird der Heizwärmeverbrauch der betroffenen Gebäude (inkl. Verteilverluste) auf rd. 450 TWh_{el} pro Jahr geschätzt. Bei konstanter Anlagenzahl wird angenommen, dass der Heizwärmebedarf aufgrund der energetischen Modernisierung bestehender Gebäude, des Zubaus energieeffizienter Neubauten und effektiverer Heizungstechnik bis 2020 um 9 % und bis 2030 um 20 % zurückgeht. Für die Speicherkapazität wird vorausgesetzt, dass die Zentralheizungen mit einem Warmwasserspeicher mit einem Fassungsvermögen von 500 l pro Wohnung ausgestattet sind. Bei derzeit etwa 25,6 Mio. Wohnungen beträgt die Speicherkapazität ca. 293 GWh_{el}. Die Leistung des elektrischen Heizstabes entspricht der Jahreshöchstlast der Wärmenachfrage: ca. 92 GW (2020) und ca. 75 GW (2030). In der Tabelle sind die Annahmen zusammenfassend dargestellt.

Überschüsse und Defizite

In den Basismodellläufen – ohne den Einsatz von flexiblen NSH und Heizstäben jedoch unter Einsatz des jeweils aktuellen Kraftwerksparks und der vorhandenen Pumpspeicherwerke – zeigt sich, dass erst im Szenariojahr 2030 das EE-Angebot die Nachfrage in einem relevanten Maß übersteigt.

Im Szenariojahr 2020 übersteigt innerhalb des gesamten Jahres das EE-Angebot die Nachfrage in nur drei Stunden. Dies entspricht einer nicht integrierbaren EE-Menge von lediglich 6 GWh. Der EE-Anteil an der Stromnachfrage liegt bei ca. 43 %. Defizite – eine Nachfragemenge, die mit den vorhandenen Erzeugungsmöglichkeiten nicht gedeckt werden konnte – entstehen im Szenariojahr 2020 nicht.

Im Szenariojahr 2030 können hingegen ca. 4,2 TWh des EE-Angebots nicht genutzt werden. Der EE-Anteil an der Stromnachfrage liegt bei ca. 63 %. Die Defizite belaufen sich dabei auf lediglich 8 GWh, die in wenigen Stunden des Jahres entstehen. Zur Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die netzbedingte Abregelung von EE (im Verteilnetz oder Transportnetz) in der Modellierung nicht betrachtet wird.

Der Nutzen einer flexiblen Fahrweise von NSH

Für die Quantifizierung des Nutzens einer flexiblen Fahrweise von NSH wurde ein Modelllauf mit der gängigen HT-NT-Fahrweise mit einem Modelllauf verglichen, in dem die NSH ausgerichtet an den Gegebenheiten im Stromsystem flexibel betrieben werden. Dabei zeigt sich, dass im Szenariojahr 2020 die flexible Fahrweise der NSH zu einer Kostenminimierung des konventionellen Kraftwerkseinsatzes führt. Die Stromnachfrage wird mithilfe des Speichers zeitlich verschoben – von Zeiten, in denen Gaskraftwerke preisbestimmend sind, hin zu Zeiten, in denen Braunkohlekraftwerke den Strompreis determinieren. Im Zuge dessen erhöhen sich auch die CO_2-Emissionen des Gesamtsystems. Dieser Effekt kann als „Merit Order-Effekt“ bezeichnet werden und tritt generell bei Zubau von Flexibilität in Stromsysteme mit relativ geringen EE-Anteilen und entsprechend geringen Mengen nicht integrierbarer EE auf.

Im Szenariojahr 2030 kann durch die Flexibilisierung der NSH ca. ein Drittel der ansonsten überschüssigen EE zusätzlich integriert werden. Zudem erhöht sich durch den genannten Merit Order-Effekt die Stromerzeugung aus Braunkohle zu Lasten der Gaskraftwerke. Das Mehr an Braunkohleverstromung dämpft den positiven CO_2-Effekt aus der Integration der überschüssigen EE. Entsprechend sinken die CO_2-Emissionen des Gesamtsystems nur geringfügig. Durch die Speicherverluste der NSH erhöht sich die Gesamtstromproduktion jedoch leicht (vgl. Abb. 1).

Ersatz der NSH durch flexible Wärmepumpen

NSH lassen sich prinzipiell durch elektrische Wärmepumpen (im Sanierungsfall i. d. R. Luft-Wärmepumpen) ersetzen. Der Austausch erscheint aus drei Gründen plausibel:

- NSH wurden oft in (Wohn-)Gebieten installiert, in denen kein Gasanschluss vor-

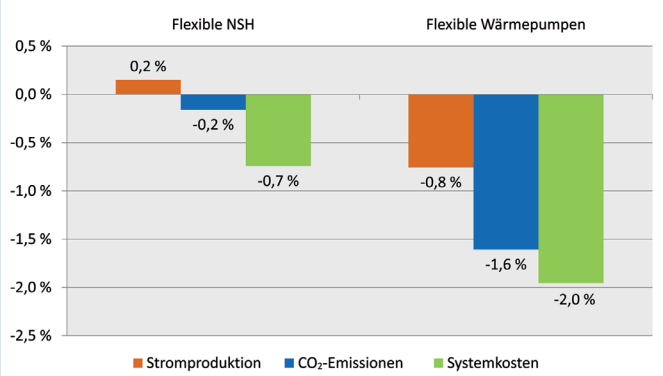

Abb. 1 Effekte der Handlungsoptionen im Vergleich im Szenariojahr 2030 (Referenz ist das jeweilige Basisszenario ohne Flexibilität durch Heizsysteme) Quelle: Öko-Institut e. V.

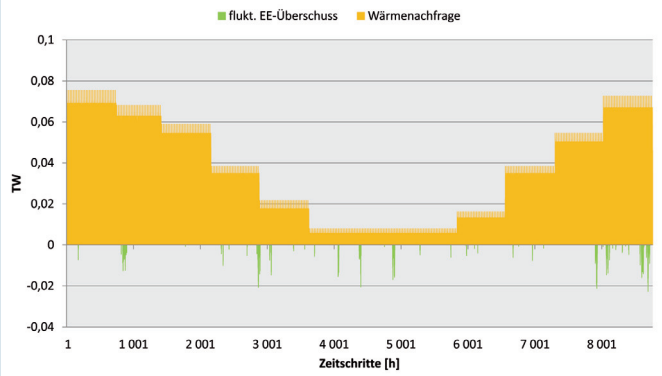

Abb. 2 Vergleich zwischen Wärmenachfrage und überschüssiger fluktuierender EE im Szenariojahr 2030 Quelle: Öko-Institut e. V.

handen ist und Gasheizungen somit als Alternative nicht in Frage kommen.

- In Gebäuden mit NSH fehlen meistens Räumlichkeiten, in denen Heizöl oder Pellets für entsprechende alternative Heiztechnologien gelagert werden könnten.
- Wärmepumpen sind eine effiziente, zukunftsorientierte Technologie zur Wärmebereitstellung.

Der Ersatz von NSH durch elektrische Wärmepumpen wird in der Modellierung durch eine Reduktion des Stromverbrauchs zur Wärmebereitstellung sowie durch die Veränderung des Lastprofils abgebildet. Der Stromverbrauch reduziert sich, weil Wärmepumpen eine Arbeitszahl von 3 bis 4 haben, während NSH ein Wirkungsgrad von 100 % unterstellt ist. Das Lastprofil einer NSH wird durch ein HT-NT-Profil abgebildet, während Wärmepumpen direkt (unter Zuhilfenahme des Wärmespeichers) das Wärmenachfrageprofil decken müssen. Abb. 1 zeigt für das Szenariojahr 2030 sehr deutlich, dass der größte positive Effekt in Bezug auf die Reduktion der Stromproduktion, der CO_2-Emissionen und der Systemkosten durch den Austausch der NSH zu Gunsten elektrischer Wärmepumpen erzielt werden kann. Die Reduktion der Last durch den Austausch der NSH hat also einen sehr viel größeren Nutzen als eine Flexibilisierung der NSH.

Nutzen von Heizstäben

Da nennenswerte EE-Überschüsse erst im Szenariojahr 2030 auftreten, können Heizstäbe im Szenariojahr 2020 keinen Beitrag zur Integration von EE leisten. Für 2030 wurde zunächst die durch Zentralheizungen zu deckende Wärmenachfrage der privaten Wohnhäuser den im Basisszenario überschüssigen fluktuierenden EE gegenübergestellt (vgl. Abb. 2). Es zeigt sich relativ deutlich, dass keine Korrelation der Überschusszeiten und einer bestimmten (Heiz-)Saison besteht. Vielmehr weisen in den Sommermonaten einzelne EE-Spitzen höhere Leistungen auf, als auf der Wärmeseite nachgefragt werden. Im Endeffekt können so überhaupt nur ca. 88 % der EE-Überschüsse in den Wärmemarkt integriert werden.

Für die erweiterte Analyse einer zusätzlichen Nutzung der Warmwasserspeicher von Zentralheizungen als Pufferspeicher wurde ein separates Modul in das PowerFlex-Modell integriert. Dieses Modul bildet die Wärmeerzeugung der Zentralheizungen ab und kann Überschüsse fluktuierender EE mittels eines Heizstabes zur Wärmenachfragedeckung nutzen. Dabei besteht durch den Warmwasserspeicher die Möglichkeit einer Lastverschiebung. PV-Überschüsse in den Mittagsstunden könnten bspw. genutzt werden, um die Wärmenachfrage in den Abendstunden zu decken. Die Modellierung zeigt, dass im Szenariojahr 2030 rd. 93 % der EE-Überschüsse genutzt werden könnten, vorausgesetzt, alle Zentralheizungssysteme im privaten Wohnbereich würden mit Heizstäben ergänzt. Eine vollständige Nutzung der überschüssigen EE ist nicht möglich, weil die Überschussspitzen in den Sommermonaten die Wärmenachfrage übersteigen.

Substitution der NSH ist einer verlängerten Nutzung vorzuziehen

Aus den vorgestellten Ergebnissen der Modellanalyse lassen sich mehrere Kernaussagen ableiten, die im Folgenden zusammengefasst sind.

Auf Basis des hier unterstellten Szenarios treten nennenswerte EE-Überschüsse erst im Szenariojahr 2030 auf. Flexible NSH führen deshalb im Jahr 2020 in erster Linie zu einer Kostenminimierung im konventionellen Kraftwerkspark. Sinkenden Kosten stehen jedoch steigende CO_2-Emissionen gegenüber. Würden die Preise für CO_2-Zertifikate steigen, kann sich dieser Effekt verringern. Erst im Szenariojahr 2030 können neben der Kostenminimierung im Kraftwerkspark auch zusätzlich EE in das Strom-/Wärmesystem integriert werden.

Würden die NSH durch elektrische Wärmepumpen ersetzt, ließe sich aufgrund des höheren Wirkungsgrades vor allem Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken einsparen. Diese Handlungsoption führt zu weitaus höheren Einsparungen bei den CO_2-Emissionen als die Flexibilisierung der NSH. Aus der Klimaschutzperspektive ist es daher mehr als kritisch, die NSH aufgrund ihres Flexibilisierungspotenzials länger in Betrieb zu belassen. Dies gilt insbesondere dann, wenn Investitionen in die Flexibilisierung der NSH eine längere Nutzungsdauer dieser Technologie bewirken. Vielmehr sollte in eine Substitution der NSH investiert werden. Zu einer ähnlichen Einschätzung kommt auch [5].

Da im Szenariojahr 2020 keine nennenswerten EE-Überschüsse entstehen, können Heizstäbe dann auch keinen Beitrag zur Integration von EE leisten. Trotz immer noch geringen EE-Überschüssen im Szenariojahr 2030, können mit Heizstäben diese nicht vollständig, sondern nur zu ca. 93 % in den Wärmemarkt integriert werden, da in den Sommermonaten der Wärmebedarf gering ist. Mit abnehmender Wärmenachfrage und steigenden EE-Überschüssen wird sich der im Wärmemarkt integrierbare EE-Anteil tendenziell verringern.

Die heutige Abregelung von EE ist in erster Linie auf lokale Netzengpässe zurückzuführen, die in der Modellierung nicht abgebildet werden. Um eine netzbedingte Abregelung von EE zu reduzieren, müssten flexible NSH wie auch Heizstäbe in den von der Abregelung betroffenen Netzgebieten eingesetzt werden. Ein Vergleich zwischen diesen Netzgebieten und der Verteilung der NSH und Zentralheizungen zeigt jedoch bislang keine Übereinstimmung: Gerade in Regionen mit einer hohen Dichte an NSH treten bislang keine nennenswerten Netzengpässe auf (vgl. [6]). Der Nutzen einer Flexibilisierung von Widerstandsheizungen ist also auch diesbezüglich zweifelhaft.

Anmerkungen

[1] Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C.: Der zukünftige Wert von Smart Grids im deutschen Stromsystem – eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030. Stuttgart 2012.

[2] Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; De Tena, D. L.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Datenanhang II zum Schlussbericht. Stuttgart, Kassel, Teltow 2012.

[3] Destatis – Statistisches Bundesamt: Bauen und Wohnen Mikrozensus-Zusatzerhebung 2010. Wiesbaden 2012.

[4] Grashof, K.; Hauser, E.; Guss, H.: Aktionsprogramm flexible Kapazitäten – Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit. Saarbrücken 2013.

[5] Frey, G.; Schulz, W.; Horst, J.; Leprich, U.: Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich. Saarbrücken 2007.

[6] Frey et al. (siehe Fn. [5]); Börner, J.: Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009 – Auswirkungen auf die Windenergieerzeugung in den Jahren 2009 und 2010. Berlin 2011.

C. Heinemann, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Dr. V. Bürger, Senior Researcher, Dr. D. Bauknecht, Senior Researcher, D. Ritter, wissenschaftlicher Mitarbeiter, Dr. M. Koch, Senior Researcher, Öko-Institut e. V., Freiburg
c.heinemann@oeko.de
v.buerger@oeko.de