

Das „Post-EEG“-Potenzial von Photovoltaik im privaten Strom- und Wärmesektor

Matthias Huber, Florian Sänger und Thomas Hamacher

Die Förderung der Photovoltaik (PV) wird nach derzeitigen Plänen bei Erreichen des im Juni 2012 eingeführten „Deckels“ von 52 GW installierter Leistung eingestellt. Jedoch könnte der Ausbau auch ohne jegliche Förderung deutlich über diesen Wert hinausgehen. Ermöglicht wird dies durch weitere Kostendegressionen sowie durch eine Fokussierung des Geschäftsmodells für Privathaushalte auf die Maximierung des Stromeigenverbrauchs. Dieser kann durch elektrische Speicher sowie durch die thermische Nutzung von Überschussstrom zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung erhöhet werden. Für die breitere Verwendung elektrischer Speicher ist jedoch zunächst eine erhebliche Kostensenkung auf maximal 500 €/kWh notwendig. Hingegen ist die Nutzung von Überschussstrom im Wärmebereich bereits heute eine wirtschaftliche Alternative und ermöglicht erste subventionsfreie und wirtschaftlich lohnende Anwendungen dezentraler PV-Systeme in Deutschland. Eine aktuelle Studie zeigt, wie sich das „Post-EEG“-Potenzial für die Strom- und Warmeverversorgung im privaten Bereich abschätzen lässt.

Nach den Schätzungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft [1] trugen die erneuerbaren Energien im Jahr 2012 mit 135 TWh bereits zu 22 % zur gesamten Stromerzeugung von 617 TWh in Deutschland bei. Mit einem Plus von 43 % weist dabei die Photovoltaik im Verhältnis zum Vorjahr die höchsten Zuwachsraten unter allen erneuerbaren Energieträgern auf. Am Ende des Jahres 2012 wurde eine PV-Leistung von 32,4 GW erreicht, wodurch 4,6 % des deutschen Strombedarfs gedeckt werden konnten.

Durch die laufende Anpassung der PV-Einspeisevergütung und die Begrenzung der über das EEG-Gesetz subventionierten PV-Leistung auf 52 GW ist innerhalb von wenigen Jahren mit dem Auslaufen der PV-Förderung und mit einem Übergang in eine „Post-EEG“-Ära zu rechnen. Es stellt sich also unmittelbar die Frage, ob und wie stark der PV-Ausbau auch in einer „subventionsfreien“ Zeit stattfinden könnte.

Es ist davon auszugehen, dass einerseits bedingt durch weiterhin zurückgehende Preise für PV-Anlagen und andererseits durch steigende Strombezugspreise die Veränderung der Betreiber-Geschäftsmodelle von der Maximierung der Stromeinspeisung nach EEG hin auf eine Maximierung des Eigenverbrauchs bei den Privathaushalten und in der Industrie stattfinden wird. Abb. 1 veranschaulicht diese Entwicklung.

Grid Parity bei PV-Anlagen

Die durchschnittlichen Endkundenpreise für fertiginstallierte Aufdachanlagen im



Die vor kurzem erreichte Grid Parity hat nicht für den Durchbruch der PV zum Eigenverbrauch gereicht
Foto: Mopic | Fotolia.com

Größenbereich bis $10 \text{ kW}_{\text{peak}}$ haben sich in den Jahren 2007-2011 halbiert und sind bis Ende 2012 um weitere 20 % zurückgegangen [2]. Diese Entwicklung hat bereits dazu geführt, dass die Stromgestehungskosten der PV unter den Strombezugskosten für Haushalte liegen. Die sog. Grid Parity ist dadurch erreicht, so dass der Eigenverbrauch der Netzeinspeisung immer vorzuziehen ist.

Im Folgenden wird von einem weiter andauerndem Preisverfall ausgegangen, so dass dieser Einschätzung nach bereits Mitte dieser Dekade die Preise in der Größenordnung

von $1500 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$ liegen werden. Die derzeitige Niedrigzinspolitik sorgt zusätzlich für andauernd geringe Investitionskosten. Bei diesen Randbedingungen im Bereich der Privatinvestitionen haben die Stromerzeugungskosten aus PV-Anlagen das Potenzial, die Schwelle von 10 ct/kWh zu unterschreiten und bei einem mäßigen Anstieg der Heizöl-/Erdgaspreise in den Bereich der variablen Haus-Beheizungskosten auf Basis fossiler Energieträger vorzudringen.

Neben der bereits erfolgten Unterschreitung der Strombezugspreise aus dem Netz könnte dieser wichtige „thermische“ Mar-

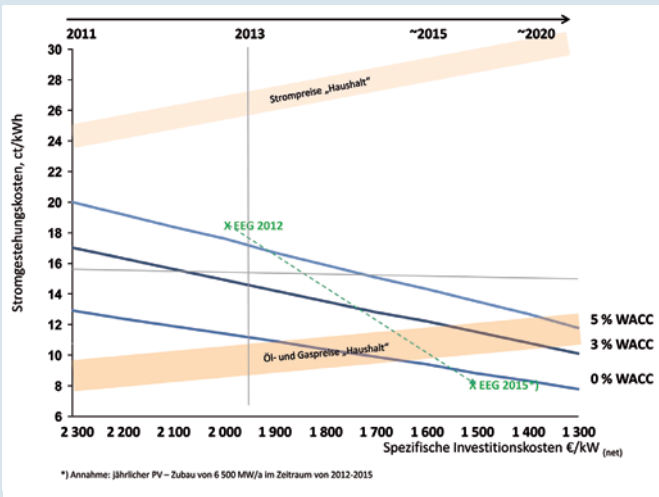


Abb. 1 Wechsel der Geschäftsmodelle für PV-Kleinerzeuger (Haushalte) vom EEG zum Eigenverbrauch

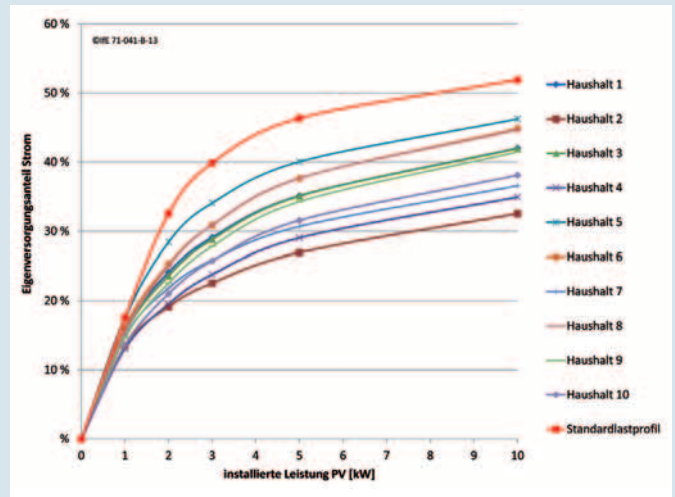


Abb. 2 Eigendeckungsanteil in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung

kierungspunkt bereits in wenigen Jahren zusätzliche, subventionsfreie Anwendungsbereiche für die Photovoltaik eröffnen, die sich von der Minimierung des Stromnetzbezugs bis zur Senkung der Heiz- oder Warmwasserkosten durch Brennstoffeinsparung erstrecken würden.

Es wurden bereits einige Untersuchungen zur Bewertung von PV-Strom zur Eigenversorgung unternommen. So hat Staudacher festgestellt [2], dass eine komplette Stromautarkie derzeit und in naher Zukunft nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Hierzu gibt es bei derzeitiger Preisstruktur in der Stromversorgung von privaten Haushalten (geringer Leistungspreis, hoher Energiepreis) auch nur sehr wenige Anreize. Interessanter ist daher, welcher Grad an Autarkie denn tatsächlich wirtschaftlich vorstellbar ist. Quaschnig [3] kommt zu dem Ergebnis, dass auch nach dem Auslaufen des EEG ein wirtschaftliches Potenzial für PV-Anlagen im Haushaltsbereich von 26 GW bis hin zu 90 GW besteht.

Der vorliegende Artikel unterstützt die These eines großen Potenzials für PV auch nach dem Auslaufen der EEG-Förderung. Im Gegensatz zu anderen Veröffentlichungen

wird ein Bottom-Up-Ansatz basierend auf real gemessenen Lastdaten für den Stromverbrauch verwendet. Zusätzlich werden stündlich aufgelöste Zeitreihen für den Wärmeverbrauch genutzt, um eine mögliche Kopplung der Strom- und Wärmeversorgung möglichst realistisch darzustellen. Es wird somit die optimale Anlagenkonstellation für Ein- und Mehrfamilienhäuser bestimmt und diese dann auf den deutschen Gebäudebestand zum Marktpotenzial extrapoliert.

Methode und Datenbasis

Um das Potenzial der PV für den Zweck der Eigenversorgung im privaten Bereich darzustellen, wird ein Bottom-Up-Ansatz verwendet. Es werden wirtschaftlich optimale Systemkonfigurationen aus PV, Batterie sowie Heizstab und thermischen Speichern für individuelle Ein- und Mehrfamilienhäuser ermittelt. Diese werden dann zur jeweiligen Marktgröße extrapoliert. Der Einsatz von PV, Netzbezug, Speichern sowie Heizstab wird mithilfe einer linearen Optimierung in GAMS/CPLEX bestimmt.

Als Datengrundlage dienen real gemessene Stromlastgänge aus Smart Metern von E.ON in Altdorf bei Nürnberg. Diese liegen

für den Zeitraum vom 1.5.2009-30.4.2010 in 15-minütiger Auflösung vor, so dass sich auch Lastspitzen sehr gut darstellen lassen. Es werden aus diesem Datenpool zehn zufällige Haushalte mit einem Jahresverbrauch von 5 800-6 000 kWh in Anlehnung an typische Einfamilienhäuser nach VDI 4655 (ca. 3 Personen) gewählt.

Für die thermische Last werden Lastprofile für den oben genannten Zeitraum eines Bestandgebäudes mit TRNSYS simuliert (Baualtersklasse E, teilsaniert, 132 kWh/m²). Die hierzu notwendigen Wetterdaten (Temperatur, Wind, Sonnenstrahlung) entstammen Satellitendaten der NASA [4]. Die Stromerzeugung der PV-Anlagen wird ebenfalls mit diesem Datensatz für den entsprechenden Zeitraum und Ort simuliert, so dass Stromlast, Wärmelast und PV-Erzeugung zeitsynchron verwendet werden können. Die wichtigsten Parameter der untersuchten Einfamilienhäuser sind in Tab. 1 dargestellt.

Großer Einfluss auf Eigendeckungsanteil

Im ersten Schritt werden Simulationen für die zehn zufällig ausgewählten Haushalte mit unterschiedlich großen PV-Anlagen durchgeführt. Ausgewertet werden sowohl die Eigendeckungsanteile (Grad der Autarkie) sowie der Eigenverbrauchsanteil (Anteil der PV-Produktion, welcher selbst genutzt werden kann). Abb. 2 zeigt die Eigende-

Tab. 1: Parameter der untersuchten Einfamilienhäuser

Stromverbrauch Haushalte:	5 800-6 200 kWh
Wärmebedarf (inkl. Warmwasser):	26 000 kWh
Volllaststunden PV:	1 050 h/a

ckungsanteile für zehn verschiedene Haushalte bei PV-Anlagen im Leistungsbereich von 1-10 kW.

Es zeigt sich, dass die Lastcharakteristik der Haushalte erheblichen Einfluss auf die Möglichkeiten zur PV-Nutzung hat. So reicht die Spannweite des Eigendeckungsanteils bei einer 3 kW-Anlage von knapp über 20 % bis hin zu 35 %. Dies entspricht einem Eigenverbrauchsanteil von 38 % bis zu 66 %. Zum Vergleich wurde das häufig für derartige Berechnungen eingesetzte E.ON-Standardlastprofil H0 verwendet (Abb. 2, rote Kurve). Es zeigt sich, dass der Eigendeckungsanteil hierdurch überschätzt wird. Für die weiteren Berechnungen wurde das Profil von Haushalt 9 als typisches Profil verwendet, da die erzielten Eigendeckungsanteile im Mittel der untersuchten Stichprobe lagen.

Batterie-Stromspeicher vs. thermische Nutzung

Bereits bei den kleinsten PV-Anlagen fällt Überschussstrom an, welcher nicht nutzbar ist. In einer „Post-EEG“-Zeit besteht vermutlich keine Möglichkeit mehr, diesen Strom gewinnbringend in das Netz zu speisen. Überschüsse werden immer dann anfallen, wenn viel PV-Strom im Netz ist und die Strompreise deshalb bereits sehr niedrig sind. In Szenarien werden deshalb zwei Alternativen zur Verwendung des Überschussstroms untersucht: Die Speicherung in Batterien sowie die Verwendung im Wärmesektor durch einen Heizstab. Diese Technologien werden mittels der angewandten Optimierung kostenoptimal in den Szenarien eingesetzt.

Zunächst werden die Möglichkeiten für den Einsatz im Wärmebereich aufgezeigt. Ein wesentlicher Vorteil dieser Lösung ist in niedrigen Anschaffungskosten und einfacher Integrierbarkeit in existierende Heizungssysteme zu sehen. Abb. 3 links zeigt den Lastverlauf sowie die Erzeugung aus PV für zwei Sommertage. Die Lücken aus Last und PV müssen mit Strom aus dem Netz (rot) gefüllt werden. Überschussstrom (negative y-Achse) wird in Wärme gewandelt (lila) und der Wärmeversorgung (rechts, hellblau) zugeführt. Hierbei kommt auch der thermische Speicher (rechts unten) zum Einsatz.

Die Reduktion des Überschussstroms (rot) sowie die mögliche Einsparung an Erdgas sind in Abb. 4 dargestellt. Es zeigt sich, dass im ausgewählten Haushalt durch den Heizstab die Stromerzeugung einer 3 kW_{peak}-PV-Anlage integriert werden kann. Mit höheren Leistungen wird gerade im Sommer mehr Überschussstrom produziert als Wärme verbraucht. Deshalb muss nun auch in den Szenarien mit Heizstab Überschussstrom ins Netz abgegeben werden.

Die Alternative zur Verwendung des Stroms im Wärmebereich ist die Speicherung in Li-Ion-Batterien. Durch diese Speicherung lässt sich der Eigendeckungsanteil der Stromversorgung erhöhen, wie dies ist in Abb. 5 für verschiedene Batteriespeicher

und PV-Anlagen dargestellt ist. Bei einem System mit 3 kW_{peak} steigt bspw. durch eine 3 kWh-Batterie der Eigendeckungsanteil von 28 % auf 40 %.

Die genauen Werte des Eigendeckungsanteils sowie des Eigenverbrauchsanteils für alle Szenarien sind in Tab. 2 zusammengefasst dargestellt. Es zeigt sich, dass Batterien zwar den Eigenverbrauch deutlich erhöhen können, jedoch immer ein kleiner Stromüberschuss verbleibt. Bei einer 3 kW_{peak}-Anlage bspw. können auch mit einer Batterie nur noch 84 % der Energie integriert werden. Bei Einsatz eines Heizstabes hingegen sind 98 % integrierbar. Eine Erhöhung der Eigendeckung im Strombereich kann nur durch den Einsatz von Batterien erfolgen.

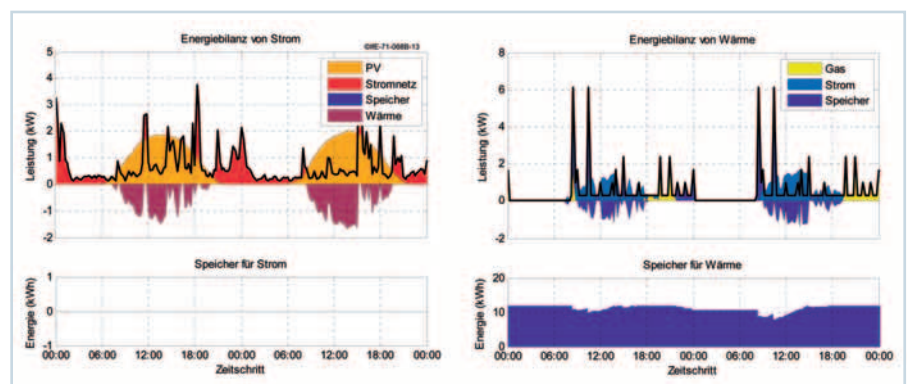


Abb. 3 Vergleich der Strom- und Wärmeversorgung an einem Sommertag für Systeme mit 3 kW PV (oben) sowie einem zusätzlichem Heizstab (unten)

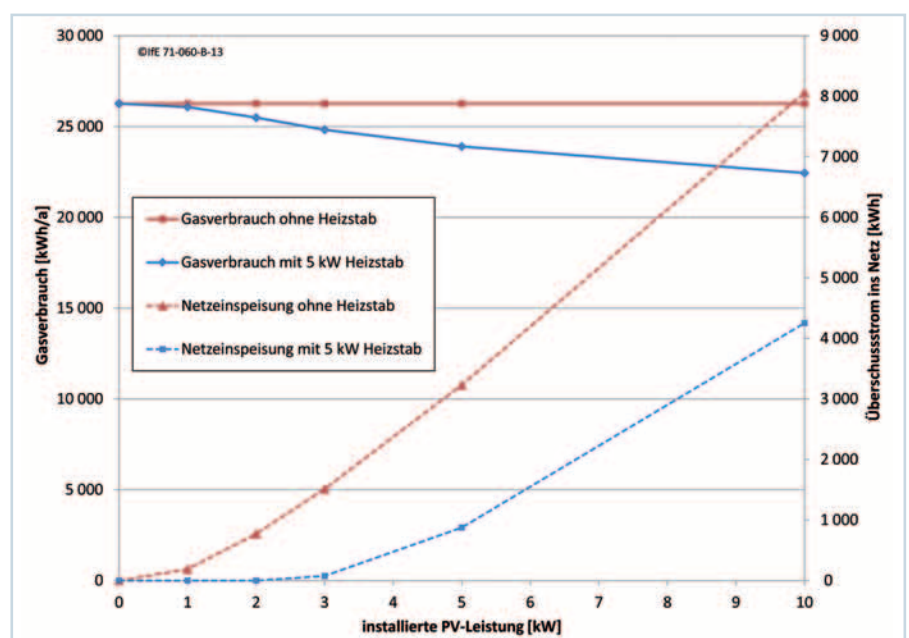


Abb. 4 Möglichkeiten zur Verwertung von Überschussstrom im Wärmesystem. Die roten Linien stellen den Gasverbrauch und die Netzeinspeisung ohne Einsatz eines Heizstabs dar, die blauen Linien zeigen den Fall mit Einsatz eines Heizstabs

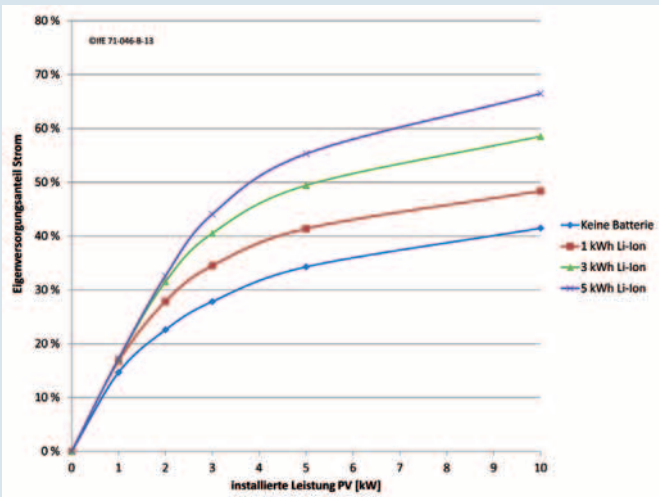


Abb. 5 Steigerung des Eigendeckungsanteils durch Batteriespeicher

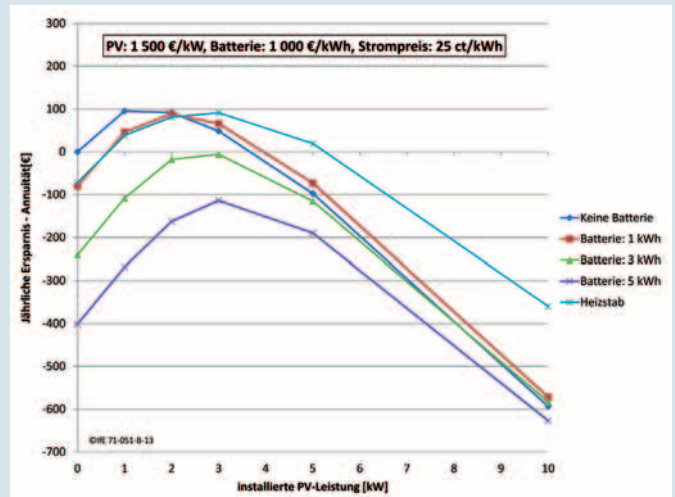


Abb. 6 Wirtschaftlichkeit verschiedener Kombinationen aus PV, Batterie und Heizstab

Wirtschaftlichkeitsvergleich als Kriterium

Die wichtigste Größe bei der Wahl des Versorgungssystems ist jedoch nicht der Eigendeckungsanteil, sondern die Wirtschaftlichkeit des Systems. Als Kenngröße wird der jährliche Gewinn, definiert über die jährliche Ersparnis durch die Eigenerzeugung abzüglich der annuitätischen Investitionskosten, betrachtet. Die Basisannahmen

aller berechneten Szenarien sind in Tab. 3 dargestellt.

Abb. 6 zeigt den jährlichen Gewinn verschiedener Systeme unter diesen Annahmen. Es geht daraus hervor, dass unter den gewählten Randbedingungen PV-Anlagen mit einer Größe von bis zu maximal 5 kW_{peak} lohnenswert sein können. Am wirtschaftlichsten sind PV-Systeme mit folgenden Daten:

- 2 kW_{peak} mit einer 1 kWh-Batterie oder
- 3 kW_{peak} mit einem Heizstab.

Da sich wohl auch bei den sehr kleinen PV-Anlage Skaleneffekte erzielen lassen sowie Batterien evtl. hohen Verschleiß erleiden, erscheint das System mit 3 kW_{peak} und Heizstab am sinnvollsten für die Versorgung von Einfamilienhäusern. Die Option mit nur 1 kW_{peak} PV wird nicht berücksichtigt, da für ein derart kleines System die angenommenen spezifischen Investitionskosten unter Umständen nicht zu realisieren sind. Weitere wichtige Sensitivitätsanalysen mit folgenden wesentlichen Ergebnissen wurden durchgeführt:

- Absenkung der Batteriekosten auf 500 €/kW: Es zeigt sich, dass nun ein System aus einer 2 kW_{peak}-PV-Anlage sowie einer 3 kWh-Batterie zum besten System wird. Allerdings ist die Differenz zum Heizstab nur sehr gering, so dass dieser aufgrund der niedrigeren technischen Risiken vermutlich weiterhin den Vorzug erhalten wird.
- Erhöhung des Strompreis von 25 ct/kWh auf 30 ct/kWh: Die Wirtschaftlichkeit der Systeme steigt weiter an. Die optimale Konfiguration ändert sich dadurch jedoch nicht.
- Absenkung des kalkulatorischen Zinssatzes auf Nullzins: Hierdurch werden die Systeme nochmals wirtschaftlicher und es werden nun auch größere PV-Anlagen in-

Tab. 2: Eigendeckungsanteil/Eigenverbrauchsanteil für verschiedene Kombinationen aus PV, Batterie und Heizstab

		Installierte PV-Leistung				
Eigendeckung [%] / Eigenverbrauch [%]		1 kW	2 kW	3 kW	5 kW	10 kW
Batterie	Ohne	15/82	23/63	28/52	34/38	42/23
	1 kWh	17/95	28/79	34/65	41/47	48/27
	3 kWh	17/97	32/90	41/77	49/56	59/33
	5 kWh	17/97	33/93	44/84	55/63	66/38
Heizstab	5 kW	15/100	23/100	28/98	34/83	42/60

Tab. 3: Überblick über die wichtigsten Parameter zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

Kosten Strombezug	25 ct/kWh
Kosten Gasbezug	8 ct/kWh
Investition PV	1 500 €/kW
Investition Heizstab 5 kW	900 €
Investition Li-Ion	1 000 €/kWh
Kalkulatorischer Zinssatz	5 %
Lebensdauer	20 Jahre

teressant. So ist das optimale System eine 5 kW_{peak}-PV-Anlage inklusive Heizstab.

Zusätzlich zur Betrachtung des Einfamilienhauses (EFH) wurden auch Simulationen für ein Mehrfamilienhaus (MFH) durchgeführt. Die Last von Mehrfamilienhäusern ist gleichmäßiger, so dass dort ein höherer Eigenverbrauchsanteil erzielt werden kann. Aus diesem Grund ist die Wirtschaftlichkeit für Photovoltaik in diesem Bereich noch leichter zu erreichen. Hingegen ist der Einsatz von Speichern durch die geringeren untertägigen Fluktuationen weniger attraktiv. Als wirtschaftlich optimales System wurde eine PV-Anlage mit 10 kW_{peak} inkl. Heizstab und Wärmespeicher ermittelt.

Abschätzung des „Post-EEG“-Marktpotenzials

Die vorgestellten Simulationen haben gezeigt, dass bereits in naher Zukunft für Einfamilienhäuser eine 3-5 kW_{peak}-PV-Anlage mit einem Heizstab oder einer Batterie eine wirtschaftliche Kombination darstellt. Durch diese Systeme können in etwa 30 % des Stromverbrauchs ohne bzw. 40-55 % mit Batterie wirtschaftlich auf dem eigenen Dach erzeugt werden. Bei Einsatz eines Heizstabes werden dabei 1 500 kWh Erdgas/Erdöl in der Wärmeversorgung eingespart. Batterien werden erst bei Preisen von in etwa 500 €/kWh zu einer wirtschaftlichen Alternative.

Im Folgenden wird nun eine einfache Abschätzung über das gesamte wirtschaftliche Potenzial der PV in Deutschland durchgeführt. Als Basis der Hochrechnung dient der Häuserbestand in Deutschland. Dieser beträgt nach [5] derzeit:

- EFH/ZFH: 14,9 Mio. Einheiten;
- MFH: 2,7 Mio. Einheiten.

Davon ist bereits ein Teil mit PV-Anlagen belegt. In Deutschland sind (Stand: Januar 2013) 1,3 Mio. Anlagen installiert [6]. Davon sind einige auch auf Freiflächenanlagen oder auf Gewerbeobjekten montiert. Werden die Anlagen jedoch komplett auf den Häuserbestand verteilt, liefert dies eine untere Grenze für die verbleibenden Häuser ohne PV-Anlage. Proportionales Verteilen der Anlagen auf die EFH/MFH liefert:

- EFH/ZFH: 14,9 Mio.-1,1 Mio. = 13,8 Mio.;
- MFH: 2,7 Mio.-0,2 Mio. = 2,5 Mio.

Die wirtschaftlich optimalen Systeme sind je nach angesetztem Zinssatz 3-5 kW PV für das EFH und 10 kW für das MFH. Da sich wohl nicht alle Häuser für die Installation einer PV-Anlage gleichermaßen lohnen (Dachneigung, Verschattung, Stromverbrauch, Lastcharakteristik) wird angenommen, dass das Potenzial bei 50 % liegt. Zudem haben MFH wohl häufig nicht die notwendige Dachfläche, um 10 kW zu installieren. In [7] wird ein Potenzial von 5,7 kW für Vorstadthäuser ausgewiesen. Dieser Wert wird für eine konservative Schätzung als Maximalwert für die installierbare PV-Leistung je Haus angesetzt. Es ergibt sich somit ein Potenzial von:

- EFH: 13,8 Mio. x 4 kW = 55,2 GW;
- MFH: 2,5 Mio. x 5,7 kW = 14,3 GW;
- Gesamt: 68,6 GW;
- Post-EEG-Potenzial bei 50 % Durchdringung: ~35 GW.

Dieses Potenzial lässt sich ohne weitere Förderung alleine im privaten Sektor realisieren. Wie auch von [3] festgestellt, gibt es zusätzlich gerade im Gewerbebereich erhebliche weitere Potenziale, so dass installierte PV-Kapazitäten von über 100 GW durchaus realistisch erscheinen. Auch in anderen Ländern, insbesondere in Südeuropa, wird diese Option bald für viele Hauseigentümer wirtschaftlich sein.

Photovoltaik braucht keine Förderung

Die vor kurzem erreichte Grid Parity, also das Absinken der Gestehungskosten auf den Strombezugspreis, hat dennoch nicht für den Durchbruch der PV zum Eigenverbrauch gereicht. Der Grund könnte im geringen Eigenverbrauchsanteil und dem damit verbundenen Überschussstrom liegen, welcher die Kosten für jede selbst genutzte Kilowattstunde über die reinen Stromgestehungskosten hinaus erhöht. Sobald PV-Anlagen jedoch, wie hier gezeigt, trotz Überschussstrom und thermischer Verwertung wirtschaftlich werden, gibt es wenige Gründe, warum es nicht zu einer weiteren Erhöhung der PV-Absatzzahlen in vielen Teilen der Erde kommen wird. Dies gilt allerdings

nur, solange der Haushaltsstromtarif nicht mit einem erheblichen Leistungspreis versehen wird und der Stromeigenverbrauch nicht mit Abgaben (z. B. Steuer, EEG-Umlage) verteuert wird. Veränderungen dieser Art würden sehr schnell die Profitabilität der Systeme verringern.

Es ist daher darüber nachzudenken, ob bei diesen sehr positiven Aussichten das EEG für PV nicht bereits vor Erreichen der 52 GW eingestellt werden sollte, um die so eingesparten Mittel für andere wichtige Bausteine der Energiewende zur Verfügung zu stellen. Es könnte dann außerdem auf die derzeit diskutierte Verteuerung des PV-Eigenverbrauchs verzichtet werden. In Summe würde dies zu einem gleichmäßigeren und stärker am Verbrauch orientierten Ausbau der Photovoltaik führen, welcher mit vielerlei Vorteilen hinsichtlich Effizienz, Verteilnetzausbau und schließlich auch einer höheren Akzeptanz in der Bevölkerung verbunden ist.

Literatur

- [1] BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, Berlin, 31.1.2013.
- [2] Staudacher, T.; Eller S.: Stromversorgung im Einfamilienhaus: Ist Autarkie wirtschaftlich? In: „et“ 62. Jg. (2012), Heft 12, S. 81-85.
- [3] Quaschnig, V.: Der unterschätzte Markt. BWK Bd. 64 (2012) Nr. 7/8, S. 25-28.
- [4] Rienecker, M. M. et al.: MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Journal of Climate, 2011.
- [5] Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e. V. (ARGE): Wohnungsbau in Deutschland – 2011, Modernisierung oder Bestandsersatz, Kiel 2011.
- [6] Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 21.3.2013, abrufbar unter: www.pv-fakten.de
- [7] Lödl, M.; Kerber, G.; Witzmann, R.; Hoffmann, C.; Metzger, M.: Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland. 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz.

Dipl.-Ing. M. Huber, Dipl.-Ing. F. Sängler, wissenschaftliche Mitarbeiter, Univ.-Prof. Dr. rer. nat. T. Hamacher, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, TU München

matthias.huber@tum.de

f.saenger@tum.de

thomas.hamacher@tum.de