

## **Die Bedeutung von dezentralen PV-Systemen für die deutsche Energiewende**

Volker Quaschning · Johannes Weniger · Joseph Bergner · Tjarko Tjaden

HTW Berlin · Wilhelminenhofstr. 75 A · 12459 Berlin

Tel.: 030/5019-3656, Fax: 030/5019-48-3656

E-Mail: volker.quaschning@htw-berlin.de

Internet: pvspeicher.htw-berlin.de / www.volker-quaschning.de

Durch die politischen Eingriffe der deutschen Bundesregierung ist der Photovoltaikzubau extrem eingebrochen. Während in den Jahren 2010 bis 2012 noch jeweils rund 7,5 GW installiert wurden, erreichte der Zubau im Jahr 2014 nicht einmal mehr die im novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) anvisierten 2,5 GW. Die Angabe des Wertes des Zielkorridors wird im EEG neuerdings durch den Zusatz „brutto“ ergänzt. Der Brutto-Zubau umfasst alle Neuanlagen, auch wenn diese ausgediente Altanlagen ersetzen. Für die Biomasse nennt das Gesetz Zielwerte für den jährlichen Zubau von 0,1 GW brutto und für die Onshore-Windkraft von 2,5 GW netto.

### **Zielkorridore im EEG ermöglichen keinen effektiven Klimaschutz**

Mit den aktuell beschlossenen Zielen würde die in Deutschland installierte Photovoltaikleistung bis zum Jahr 2030 auf lediglich 70 GW ansteigen. Da die Anlagenlebensdauer in der Regel 20 Jahre beträgt, würden nach 2030 die Anlagen der Boomjahre 2010 bis 2012 wieder außer Betrieb gehen. In diesen Jahren wurden jeweils über 7 GW errichtet. Ein Zubau von 2,5 GW kann das nicht kompensieren. Dadurch würde die installierte Photovoltaikleistung langfristig wieder auf 50 GW schrumpfen. Noch verheerender ist der Entwicklungspfad bei der Biomasse. Von der derzeit installierten Leistung von rund 8 GW blieben langfristig nur noch 2 GW übrig.

Der Windkraftbranche ist es immerhin gelungen, die Zielwerte als Nettoangaben zu manifestieren. Dadurch kann der Rückbau von Anlagen durch weitere Neuanlagen kompensiert werden. Da ausgediente Altanlagen zusätzlich zu den 2,5 GW ersetzt werden dürfen, könnten die jährlichen Neuinstallationen im Jahr 2020 bereits 4 GW überschreiten und im Jahr 2040 sogar deutlich über 6 GW liegen. An Land wäre damit bis zum Jahr 2040 eine Gesamtleistung von gut 100 GW möglich. Bei der Offshore-Windkraft sollen bis zum Jahr 2030 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 15 GW errichtet werden. Aus heutiger Sicht erscheint es allerdings sehr unwahrscheinlich, dass diese Ausbauwerte mit den aktuellen Rahmenbedingungen für die Windkraft erreicht werden können.

In Bild 1 wurde dennoch davon ausgegangen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien bei allen Technologien langfristig entlang der derzeitigen Zielkorridore des EEG erfolgt. Außerdem wurde unterstellt, dass der Stromverbrauch wie auch in den letzten 20 Jahren weiterhin ansteigt. Durch den Ausbau der Elektromobilität und von Wärmepumpenheizungen ist trotz größerer Effizienz im Strombereich ein sinkender Verbrauch wenig wahrscheinlich. Selbst bei einem ambitionierten Windenergieausbau lassen sich mit den Ausbauwerten der derzeitigen EEG-Zielkorridore für Deutschland weder die Klimaschutzziele noch die Ausbauziele für erneuerbare Energien der Bundesregierung für das Jahr 2050 erreichen.

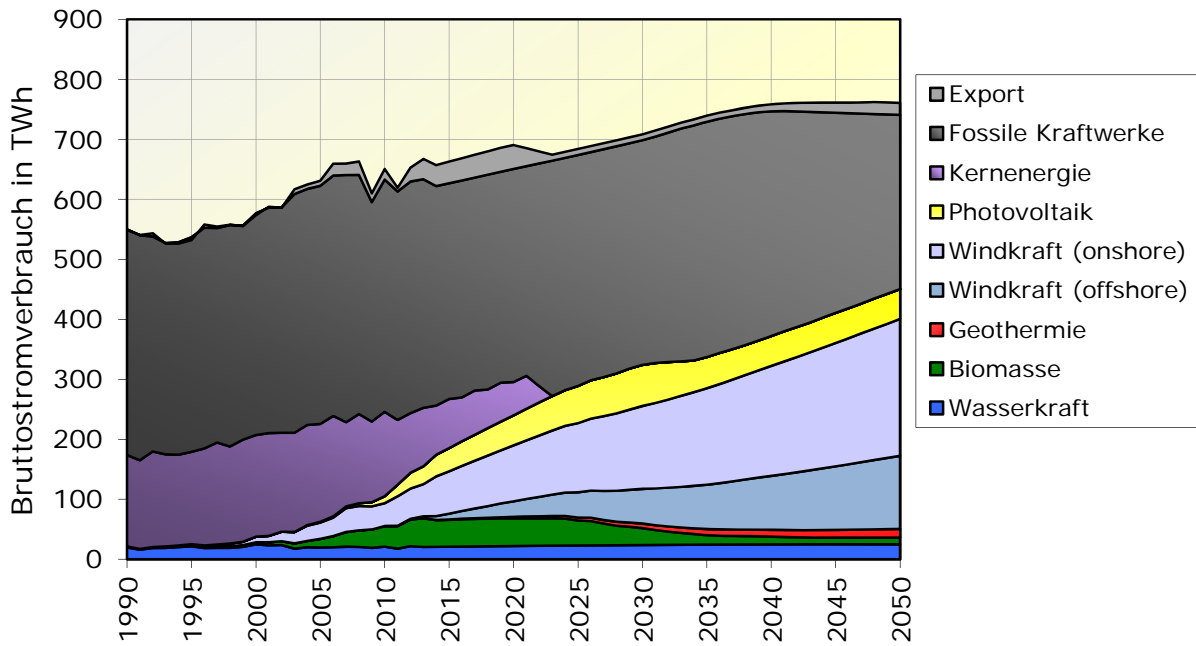


Bild 1: Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland bei Realisierung der Zielkorridore des EEG (PV: 2,5 GW/a brutto, Biomasse: 0,1 GW/a brutto, Wind onshore: 2,5 GW/a netto)

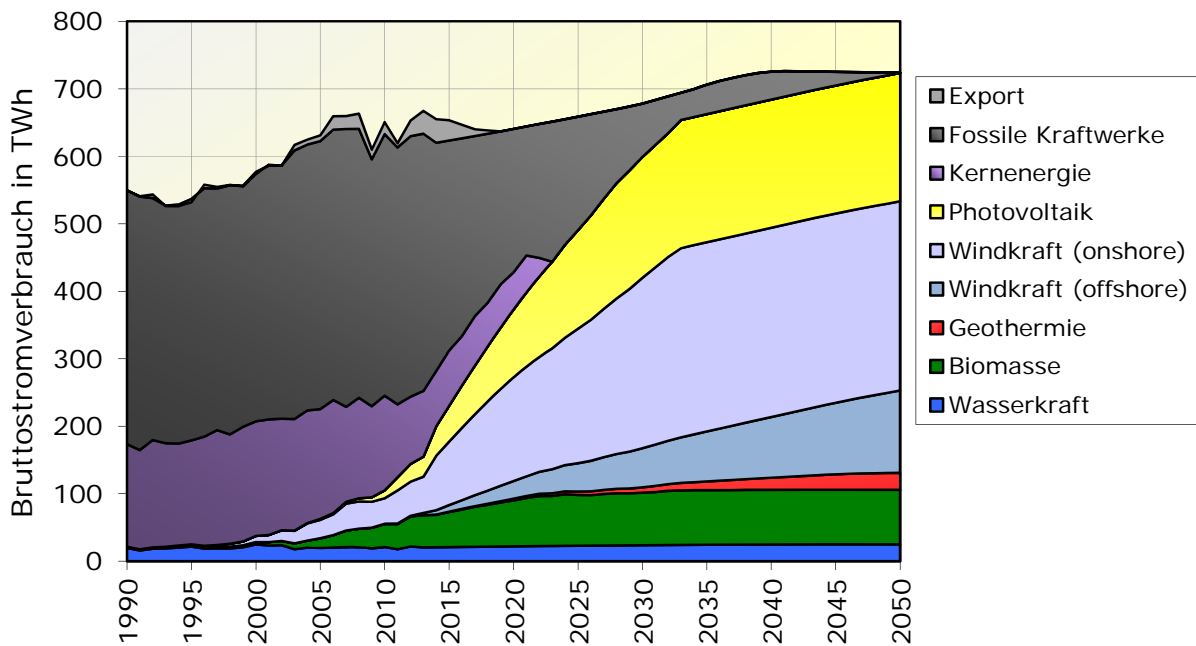


Bild 2: Entwicklung der Stromversorgung in Deutschland für einen effektiven Klimaschutz (PV: 10 GW/a brutto, Biomasse: 0,7 GW/a brutto, Wind onshore: 7 GW/a brutto)

Langfristig erfüllen die derzeitigen Zielkorridore damit nicht den Zweck des EEG, „im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen.“ Dazu müssen wir bis 2040 nahezu kohlendioxidneutral werden. Das ist nur erreichbar, wenn die bisherigen Zielvorgaben deutlich angehoben werden. Der Brutto-Zubau müsste dafür bei der Photovoltaik 10 GW, bei der Biomasse 0,7 GW und bei der Onshore-Windkraft 7 GW pro Jahr betragen. Das was bei der Windkraft an Land aus Akzeptanzgründen nicht realisierbar ist, müssten Offshore-Windkraft oder Photovoltaik zusätzlich kompen-

sieren. Bild 2 zeigt die Entwicklung der Stromversorgung mit den optimierten Ausbaupfaden, die einen effektiven Klimaschutz berücksichtigen.

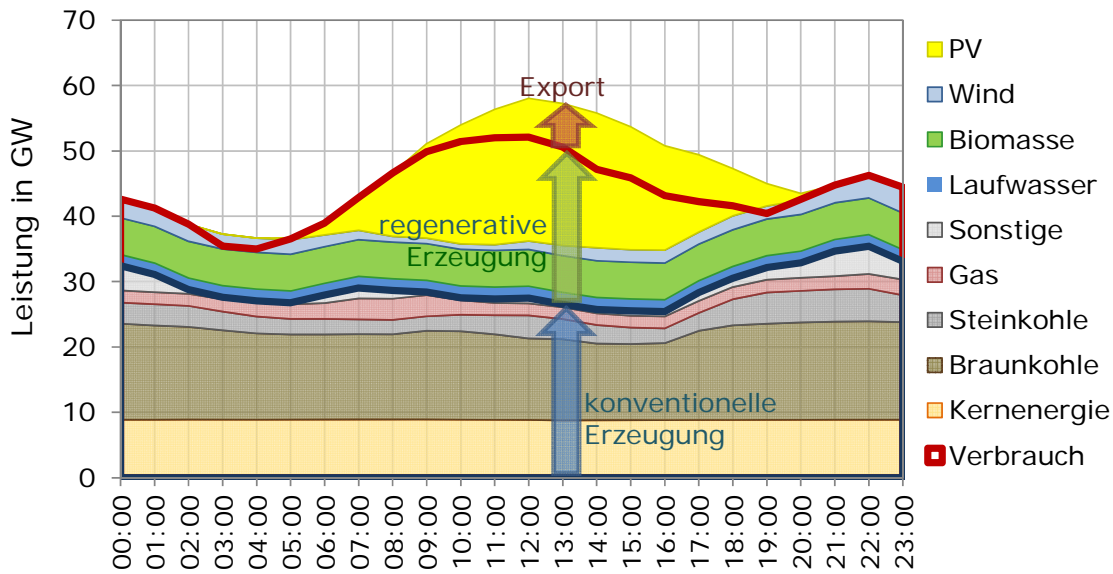


Bild 3: Stromerzeugung und –verbrauch am 08.06.2014 in Deutschland bei einer installierten Photovoltaikleistung von 37 GW (Daten: EEX, energy-charts.de)

Ein derart schneller Ausbau der Photovoltaik würde allerdings bedeuten, dass bereits in rund 20 Jahren eine installierte Photovoltaikleistung von 200 GW in Deutschland erreicht wird. Das hätte signifikante Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem. Bild 3 zeigt den Verlauf der Stromversorgung am 8. Juni 2014 in Deutschland bei einer installierten Leistung von rund 37 GW. Wären am gleichen Tag 200 GW an Photovoltaikleistung installiert gewesen, würde sich der Tagesverlauf signifikant verändern. Wie Bild 4 zeigt, käme es zu sehr hohen Überschüssen, die sich heute nur durch Abregelung von Anlagen beherrschen ließen.

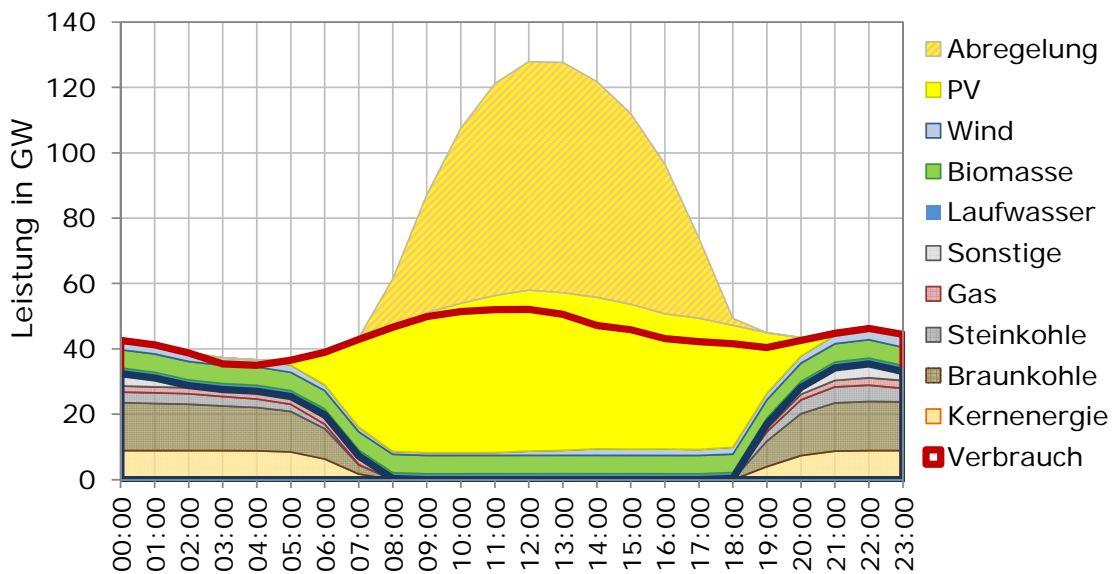


Bild 4: Änderung von Stromerzeugung und -verbrauch am 08.06.2014 in Deutschland bei einer theoretischen Erhöhung der installierten Photovoltaikleistung von 37 auf 200 GW

## Dezentrale Speicher ermöglichen eine installierte PV-Leistung von 200 GW

Möchte man die Überschüsse nutzbar machen und Abregelungen möglichst vermeiden, müssen tagsüber 500 GWh bei einer maximalen Überschussleistung von 70 GW anderweitig genutzt werden. Die Energiemenge entspricht mehr als dem Zehnfachen der Kapazität der heute in Deutschland in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke. Zentrale Speicher werden in absehbarer Zeit nur einen Teil der Energiemenge aufnehmen können. Langfristig stehen dann auch bei der Power-to-Gas Technologie große Speicherkapazitäten zur Verfügung, da hier das Gasnetz nutzbar gemacht werden kann. Während bei der zentralen Gas-Speicherung die Speicherkapazität mehr als ausreichend vorhanden ist, stellt die Leistung den Flaschenhals dar, da die installierte Spitzenleistung der Power-to-Gas-Anlagen einen wesentlichen Kostenfaktor ausmacht.

Die Potenziale der dezentralen Speicherlösungen lassen sich hingegen bereits sehr kurzfristig erschließen. Neben stationären Batteriespeichern kommen mobile Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen oder die Erzeugung von Trinkwarmwasser und Prozesswärme sowie die Raumtemperaturänderung in Gebäuden in Frage. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die einzelnen Potenziale im Privatbereich und Tabelle 2 im gewerblichen Bereich. Im gewerblichen Bereich wurde das Speichervermögen von Gebäuden durch Raumtemperaturänderung noch nicht berücksichtigt.

*Tabelle 1: Potenziale an Tagesspeichern für die dezentrale Speicherung von Überschüssen aus der Stromerzeugung mit regenerativen Anlagen im Privatbereich*

Bereich	Anzahl	Technologie	max. Leistung / Kapazität je System	max. Leistung / Kapazität bei 10 % Durchdringung	max. Leistung / Kapazität bei 50 % Durchdringung
EFH / ZFH	15 Mio.	stationäre Batteriespeicher	3 kW / 5 kWh	4,5 GW / 7,5 GWh	22,5 GW / 37,5 GWh
MFH	26 Mio.	stationäre Batteriespeicher	1 kW / 1 kWh	2,6 GW / 2,6 GWh	13 GW / 13 GWh
PKW (E-Mobilität)	44 Mio.	mobile Batteriespeicher	3,5 kW / 5 kWh <sup>a)</sup>	15,4 GW / 22 GWh	77 GW / 110 GWh
EFH / ZFH / MFH	41 Mio.	Trinkwarmwasserspeicher	3,5 kW / 4 kWh	14,4 GW / 16,4 GWh	71,8 GW / 82 GWh
EFH / ZFH / MFH	41 Mio.	Raumtemperaturänderung um 1°C <sup>b)</sup>	3,5 kW / 6,9 kWh	14,4 GW / 28,3 GWh	71,8 GW / 141,5 GWh
<b>Summe</b>				<b>31 GW / 77 GWh</b>	<b>256 GW / 384 GWh</b>

EFH: Einfamilienhäuser, ZFH: Zweifamilienhäuser, MFH: Wohnungen in Mehrfamilienhäusern  
a) Anteilige Nutzung der gesamten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen von über 15 kWh  
b) 50 % des Gesamtpotenzials von 566 GWh aller Wohngebäude über 24 h nach [Fel13]

Bei einer Marktdurchdringung der verschiedenen Speicheroptionen von 50 % ergibt sich im privaten Bereich allein eine erschließbare dezentrale Speicherkapazität von über 380 GWh. Zusammen mit dem gewerblichen Bereich überschreiten die Speicherpotenziale die bei einer installierten Photovoltaikleistung von 200 GW maximal zu erwartenden Überschüsse. Die verfügbare Spitzenleistung wäre bereits bei deutlich geringerer Marktdurchdringung mehr als ausreichend. Werden mit einem ambitionierten Photovoltaikausbau auch die aufgeführten Speicherpotenziale erschlossen, lassen sich damit die resultierenden Überschüsse problemlos nutzen.

Tabelle 2: Potenziale für die dezentrale Speicherung von täglichen Überschüssen aus der Stromerzeugung mit regenerativen Anlagen im gewerblichen Bereich

Sektor	Bereich	Tagesverbrauch	Kapazität bei 3 % der Tagesenergie	Kapazität bei 15 % der Tagesenergie
GHD	Strombedarf ohne Prozesswärme	309 GWh/d [IS13]	9,3 GWh	46,4 GWh
Industrie	industrielle Prozesswärme	1224 GWh/d [Laut11]	36,7 GWh	183,6 GWh
<b>Summe</b>			<b>46 GWh</b>	<b>230 GWh</b>

GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

### Kostenvorteile durch dezentrale PV-Anlagen und Speicher erschließen

In der Neufassung des EEG favorisiert die Bundesregierung zunehmend Großanlagen, wobei deren Errichtung durch Ausschreibungen vergeben werden soll. Das Geschäft sollen künftig wieder verstärkt die Energiekonzerne und institutionelle Anbieter abwickeln. Viele Wirtschaftswissenschaftler befürworten diese Schritte, da die spezifischen Systemkosten bei größeren Anlagen niedriger ausfallen und damit angeblich geringere Stromgestehungskosten zu erzielen sind. Hierbei wird allerdings vernachlässigt, dass die Renditeerwartungen bei verschiedenen Anlagengrößen unterschiedlich ausfallen. Kleine Anlagen im Einfamilienhausbereich lassen sich oft auch schon mit mageren Eigenkapitalrenditen zwischen 0 % und 4 % realisieren.

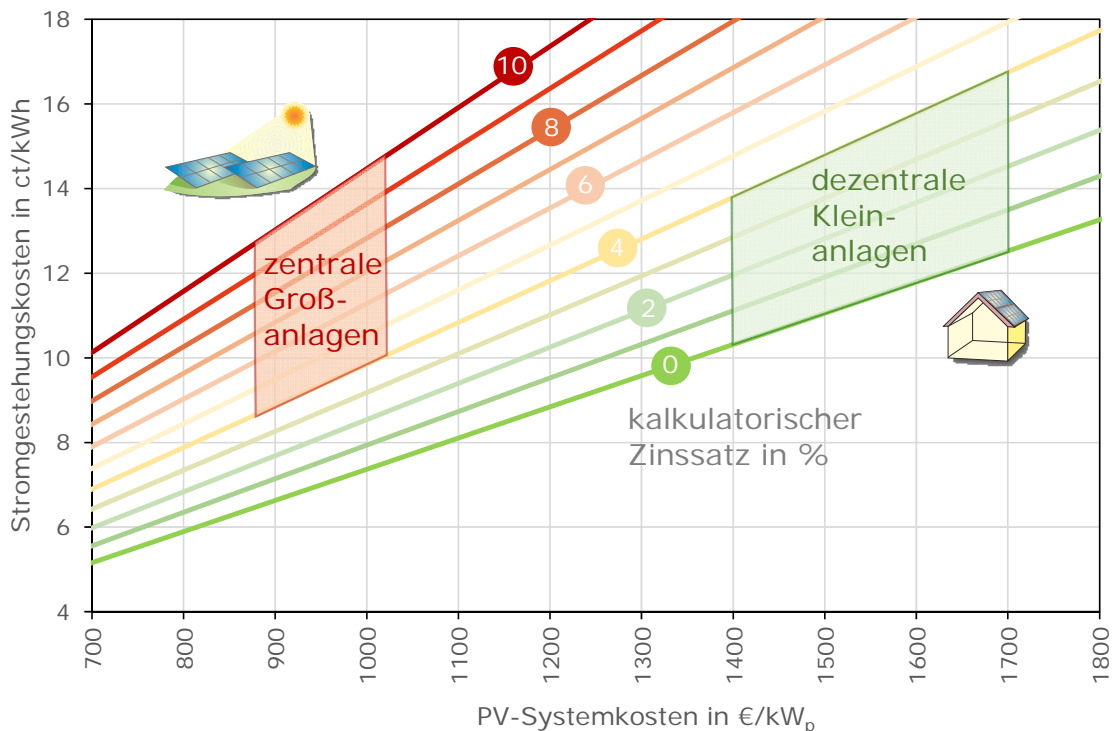


Bild 5: Stromgestehungskosten für netzgekoppelte PV-Systeme sowie Bereich typischer Systemkosten und Renditeerwartungen dezentraler und zentraler Anlagen (Annahmen: jährliche Betriebskosten 2 % der Investitionskosten, spezifischer Ertrag 950 kWh/kW<sub>p</sub>)

Aus Sicht privater Investoren sprechen eine hohe Sicherheit, der zunehmende Wunsch nach mehr Autarkie sowie sehr geringe Renditen bei herkömmlichen Geldanlagen für dezentrale Anlagen. Die Renditeerwartungen für Großanlagen sind hingegen deutlich größer, sodass

sich die Stromgestehungskosten auch bei Berücksichtigung der niedrigen PV-Systemkosten im ähnlichen Bereich wie bei Kleinanlagen bewegen (Bild 5). Wer die Renditeerwartung von 2 % auf 6 % hochschraubt, muss dazu die spezifischen Investitionskosten um 25 % senken, um auf gleiche Stromgestehungskosten zu kommen. Für eine Rendite von 10 % ist sogar eine Kostensenkung um 40 % nötig. Damit verschwindet der Kostenunterschied zwischen Privatpersonen mit Kleinanlagen und Konzernen mit großen zentralen Kraftwerken schnell.

Noch größer ist der Einfluss variierender Zinssätze auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen. Hier dominiert der Zinssatz gegenüber anderen Einflussgrößen wie den PV-Systemkosten oder der Einspeisevergütung (Bild 6). Während bei der betrachteten Referenzsituation und einem Zinssatz von 4 % Preise für Batteriespeichersysteme von unter 1160 €/kWh zur Wirtschaftlichkeit erforderlich sind, lässt sich diese ohne Renditeerwartung bereits bei Systempreisen von unter 2070 €/kWh erzielen. Da erste am Markt erhältliche Systeme diese Preisschwelle unterschritten haben, sollte ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Batteriesystemen ohne Renditeerwartung bereits heute möglich sein. Um eine große Marktdurchdringung zu erreichen, müssen allerdings Preise von unter 1160 €/kWh erreicht werden.

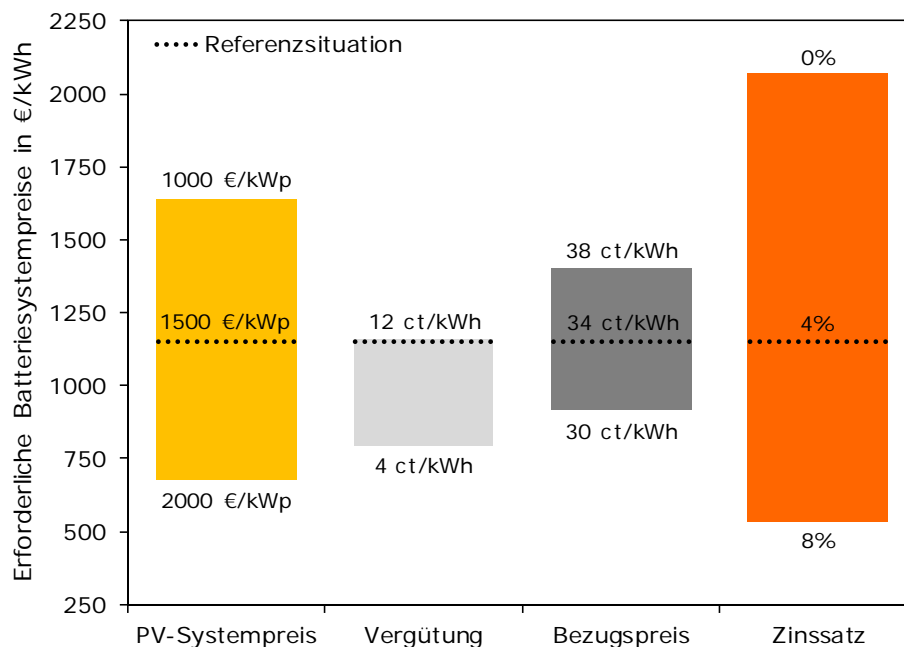


Bild 6: Erforderliche Batteriesystempreise für die Wirtschaftlichkeit eines PV-Batteriesystems bei der Variation verschiedener Einflussparameter [Wen14]

### Einsatz dezentraler Speicher zur verbesserten Systemintegration der Photovoltaik

Weitere Vorteile von kleinen dezentralen PV-Anlagen liegen in der deutlich geringeren Netzbelastung. Kleinanlagen werden in der Regel auf Gebäuden installiert. Im Vergleich zu zentralen Großanlagen ist der Bedarf für den Netzausbau hier ungleich niedriger, da der Strom auch lokal verbraucht wird. Ein weiterer Vorteil liegt in der möglichen starken Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung von PV-Systemen durch Batteriespeicher. Werden Batterien mit einer Speicherkapazität von 1 kWh/kW<sub>p</sub> installiert, liegen die Abregelungsverluste selbst bei einer Einspeisebegrenzung von 0,4 kW pro kW<sub>p</sub> installierter PV-Leistung deutlich unter 10 % (Bild 7). Damit lassen sich PV-Systeme mit einer Gesamtleistung von deutlich über 100 GW in das Netz integrieren.



Diese Aspekte zeigen, dass dezentrale Anlagen für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende und des Klimaschutzes eine wichtige Bedeutung haben, ohne für höhere Kosten zu sorgen. Diese Erkenntnisse müssen in der nächsten Novellierung des EEG berücksichtigt werden, indem die Bedingungen für Kleinanlagen verbessert werden sowie die Einführung dezentraler Batteriespeicher vorangetrieben wird. Das Ausbauziel für die Photovoltaik muss dann auf mindestens 200 GW angehoben werden. Durch einen Ausstiegsplan aus der Braunkohlenutzung müssen dafür allerdings noch überflüssige Grundlastkapazitäten beseitigt werden, sodass ausreichend Regelkapazitäten für eine nachhaltige Energieversorgung geschaffen werden können (vgl. Bild 2).

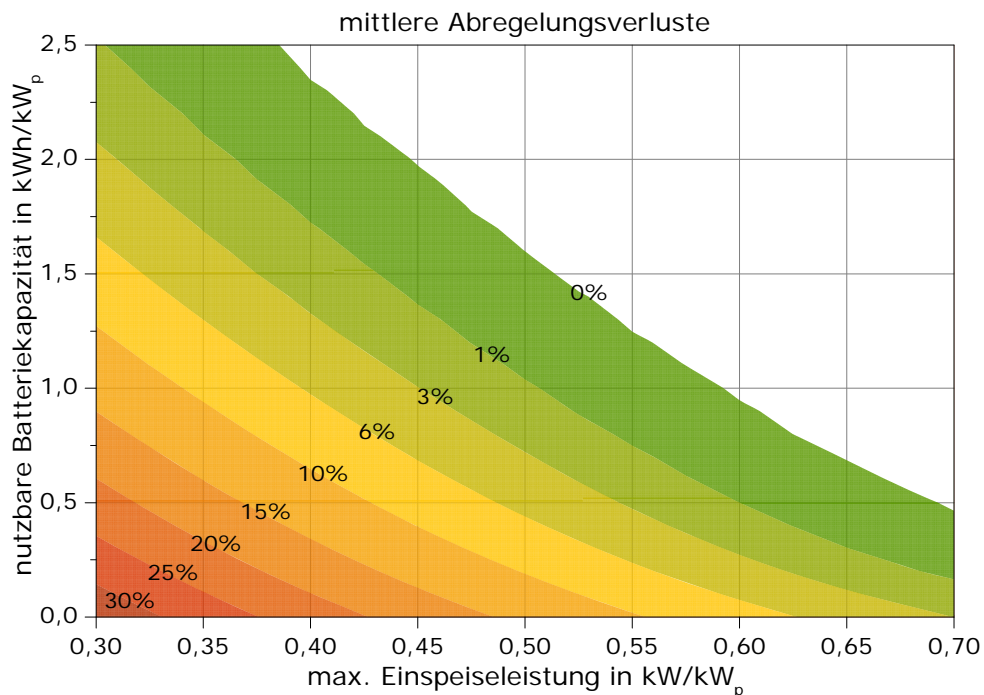


Bild 7: Abregelungsverluste bei PV-Batteriesystemen in Abhängigkeit der Begrenzung der Einspeiseleistung und der nutzbaren Batteriekapazität

### 500 000-Solarspeicher-Programm kann Batteriespeicher zur Wirtschaftlichkeit führen

Um die erforderlichen dezentralen Speicherkapazitäten erschließen zu können, muss der ambitionierte Photovoltaikausbau durch ein zielführendes Markteinführungsprogramm für Speicher begleitet werden. Der Brutto-Systempreis für Lithiumspeicher liegt derzeit im Mittel bei rund 2540 €/kWh nutzbarer Speicherkapazität [Kai14]. Um eine Wirtschaftlichkeit mit angemessenen Renditen auch ohne Förderung zu erreichen, muss der Systempreis auf 1160 €/kWh sinken [Wen14]. Bei einer angenommenen Progress Ratio von 85 % müsste dazu die kumulierte Speicherkapazität um das 30-fache wachsen. Bislang wurden etwa 15 000 Batteriespeichersysteme in Deutschland installiert. Die mittlere nutzbare Speicherkapazität liegt dabei bei rund 6 kWh [Kai14]. Für das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsgrenze wären damit etwa 450 000 Batteriesysteme mit einer Gesamtspeicherkapazität von 2,7 GWh erforderlich. Daher könnte ein 500 000-Solarspeicher-Programm in Deutschland oder Europa genügen, um die volle Wirtschaftlichkeit von dezentralen Speichersystemen zu erreichen. Möchten wir die dringend erforderlichen Klimaschutzziele in Deutschland nicht verfehlen, müssen wir alle daran arbeiten, dass die Ausbauziele der Photovoltaik angepasst werden und ein entsprechendes Speicherprogramm möglichst bald in die Realität umgesetzt wird.

## Literatur

- [Fel13] Felsmann, C.: Nutzung von Gebäuden als thermische Speicher. Berliner Energietage, 15.05.2013
- [ISI13] Fraunhofer ISI; TUM; GfK; IREES; BASE-ING. (Hsrg.): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. Endbericht für das BMWi 2013
- [Kai14] Kairies, K.-P.; Magnor, D., Sauer, D. U.: Scientific Measuring and Evaluation Program for Photovoltaic Battery Systems. 4th Solar Integration Workshop, Berlin, 2014
- [Laut11] Lauterbach, C.; Schmitt, B.; Vajen, K.: Das Potenzial solarer Prozesswärme in Deutschland. Universität Kassel, 2011
- [Wen14] Weniger, J.; Bergner, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Economics of Residential PV Battery Systems in the Self-Consumption Age. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, 2014.