

Festschrift für Prof. Dr. J. Metzner

Lösungsansätze für die technologischen Herausforderungen der Energiewende

Autoren: Ulf Blieske, Klaus Lambers, Ingo Stadler und Eberhard Waffenschmidt

Einleitung

Ende 2012 waren in Deutschland eine Leistung von 32,6 GW Photovoltaik (Solarstrom) und von 31,3 GW Windkraft (Windturbinen) installiert [1]. Würden für Wind und Sonne immer (ganztags und ganzjährig) optimale Bedingungen herrschen, was schon aufgrund der fehlenden Solarstrahlung in der Nacht nicht möglich ist, könnte so über 90 % des derzeitigen deutschen Strombedarfs, nämlich 90% von 594 TWh [1], gedeckt werden. Tatsächlich wurden jedoch in 2012 nur 22,9% des deutschen Strombedarfs gedeckt [1].

Aufgrund der schwankenden Wetterbedingungen und dem veränderlichen Sonnenstand ist der Strom aus Wind und Sonne starken Schwankungen unterworfen. Zwar ergänzen sich Wind und Sonne saisonal: Im Winter steht mehr Windenergie und im Sommer mehr Solarstrom zur Verfügung [2]. Trotzdem stellen diese fluktuierenden Erzeuger hohe Anforderungen an die elektrischen Netze. Sie werden bei weiterem Ausbau in Zukunft auch eine Gefährdung der Versorgungssicherheit darstellen, wenn nicht Gegenmaßnahmen ergriffen werden. Verschiedene Forschungsprojekte an der FH Köln beschäftigen sich mit dieser Problematik. Im Abschnitt 1 wird beschrieben, wie die Mittagsspitze, die sich bei der Einspeisung von Solarstrom ergibt, gedämpft werden kann. Die Abschnitte 2 und 3 heben die Bedeutung von Energiespeichern hervor und wie deren Installation auf ein Minimum reduziert werden kann. Im Abschnitt 4 wird schließlich die Problematik adressiert, dass die meisten Windkraft- und Photovoltaikanlagen in ländlichen Gebieten installiert sind. Hier sind die Niederspannungsnetze naturgemäß schwächer ausgebaut als im städtischen Bereich. Wie viel Solarstrom trotzdem eingespeist werden kann, wurde hier von Masterstudierenden der FH Köln untersucht.

1. Verbesserung der Erträge von Solarmodulen auf Ost- und Westdächern

Im Rahmen des durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Forschungsvorhabens ESOSWA („Effizienzsteigerung von Solarmodulen bei

Schräg- und Schwachlichtverhalten“) wird an der Fachhochschule Köln das physikalische Verhalten von Solarmodulen und -zellen unter Schräg- und Schwachlichtbedingungen erforscht. Daraus werden Vorschläge zur Verbesserung dieses Verhaltens erarbeitet.

Firmen mit großen Hallendächern denken vermehrt über eine solare Nutzung ihrer Dachflächen nach. Durch die sinkenden Stromgestehungskosten der PV und reduzierte Förderkonditionen wird auch die Möglichkeit der Eigennutzung des Solarstroms immer interessanter. Um den Eigennutzungsanteil der Anlage zu erhöhen, ist wiederum die gleichzeitige Ost- und Westausrichtung positiv zu bewerten. Da diese Systeme die Mittagsspitze der bundesweiten Solarstromerzeugung in den Vormittag und Nachmittag verschieben, sind diese zudem als sehr positiv für die deutsche Netzstabilität zu bewerten.

Für die Anlagen mit Ost-/Westausrichtung kommen flache Aufständersysteme zum Einsatz, die sich dadurch auszeichnen, dass sie mit weniger Material auskommen und somit geringere Kosten zu veranschlagen sind. Im Vergleich zu den nach Süden ausgerichteten Aufständersystemen bieten die Ost-/West-Systeme zudem den Vorteil, dass auf derselben Fläche mehr Module untergebracht werden können [3]. Die Herausforderung ist es nun, den geringeren Ertrag, der durch die flache Ost-/Westausrichtung entsteht, durch geringere Kosten bei Installation und Material auszugleichen. Die Verbesserung des Schräg- und Schwachlichtverhaltens spielt für die Wirtschaftlichkeit solcher Systeme eine zentrale Rolle.

Die Ansätze zur verbesserten Nutzung von Schräg- und Schwachlicht sind vielfältig. Insbesondere die Verbesserung der optischen Einkopplung von schräg einfallendem Licht mithilfe von entsprechenden geometrischen Strukturen spielt hier eine wichtige Rolle. Mögliche Strukturen sind hierbei Pyramiden, Prismen, Wellen oder ähnliche Formen, die in das Glas oder auch in Kunststofffolien eingeprägt werden können. Die Strukturen können dabei sehr klein (μm) oder größer (mm) gestaltet sein.

Neben diesen geometrischen Strukturen spielen auch die Antireflexionsbeschichtungen (AR-Schichten) eine bedeutende Rolle für das Verhalten eines Solarmoduls im Schräg- und Schwachlicht.

Allerdings sollte bei den Untersuchungen des Schräg- und Schwachlichtverhaltens nicht allein das Solarmodul betrachtet werden, sondern es sollten sämtliche Systemkomponenten

mit in die Optimierung einbezogen werden. Problematisch kann beispielsweise sein, dass der verwendete Wechselrichter bei schwacher Einstrahlung den MPP (Maximalen Leistungspunkt) nicht mehr einstellen kann [4].

Um die Ertragssteigerung durch texturiertes Glas quantitativ untersuchen zu können, wurde ein Messstand an der FH-Köln aufgebaut, an dem zwei Solarmodule bei gleichem Neigungswinkel miteinander verglichen werden können. Dabei wurden zwei Module desselben Herstellers nebeneinander platziert, wobei das eine über ein Frontglas mit Textur verfügte, während das andere mit einem normalen Solarglas ausgestattet war.

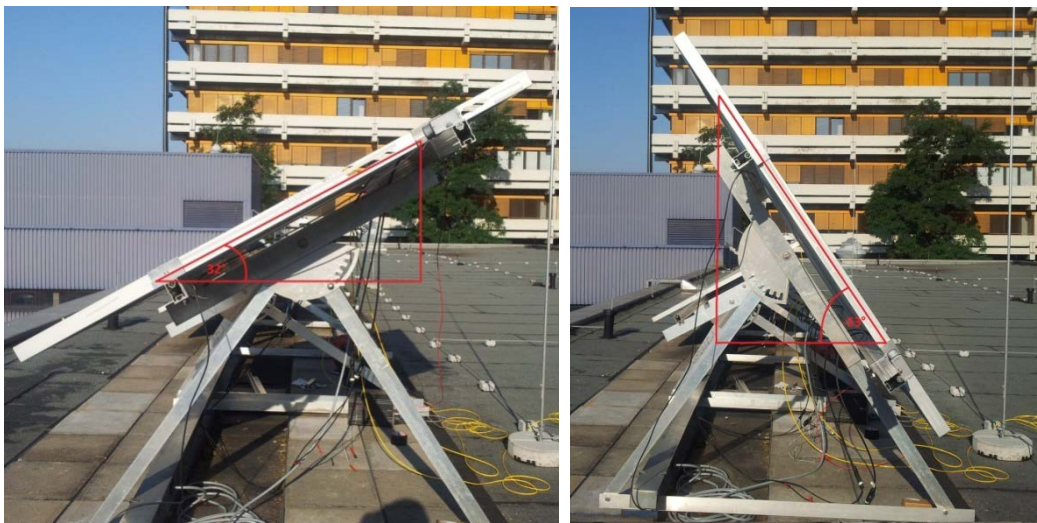


Abbildung 1: Messstand an der FH Köln zur Bestimmung der winkelabhängigen Ertragssteigerung

Um eine Kennlinie aufnehmen zu können, welche die winkelabhängige Ertragssteigerung des texturierten Glases gegenüber dem Standardglas darstellt, wurden an einem wolkenfreien Tag alle Einstrahlungswinkel von $0,17^\circ$ bis 85° in 5° Schritten eingestellt und vermessen. Die beiden Winkelextreme sind in Abbildung 1 dargestellt.

Die Ertragsteigerung von PV-Systemen durch den Einsatz von texturiertem Glas wurde bereits durch Messungen an der University of Loughborough nachgewiesen. Williams et. al. konnten zeigen, dass der Jahresertrag solcher Anlagen um 4.3 % gegenüber solchen ohne texturiertes Glas verbessert werden konnte [5].

Die an der FH Köln durchgeführten Messungen und Simulationen mit einer speziell entwickelten Software, auf die hier nicht näher eingegangen werden kann, ergaben für die Südausrichtung sogar noch höhere Ertragssteigerungen, als sie von Williams und seinen Kollegen postuliert wurden. In Abbildung 2 sind die mit INSEL simulierten

Ertragssteigerungen gegenüber einer Solaranlage ohne Textur in Abhängigkeit der Ausrichtung des Solarmoduls dargestellt.

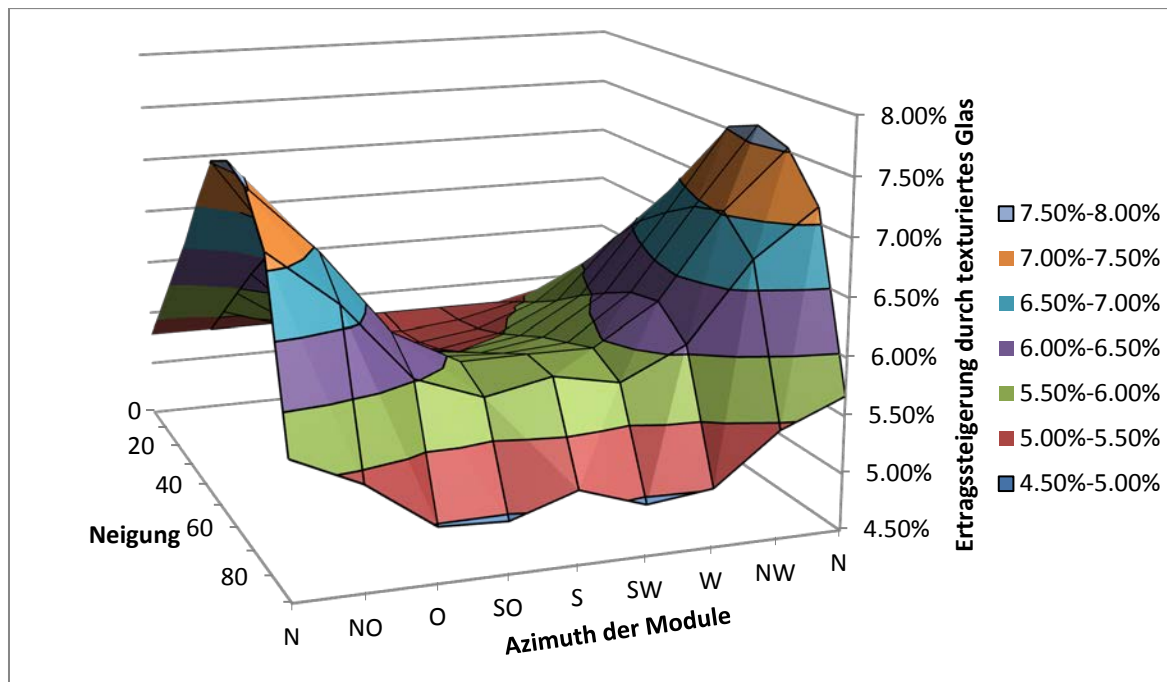


Abbildung 2: Ertragssteigerung von PV-Systemen durch den Einsatz von texturierten Gläsern.

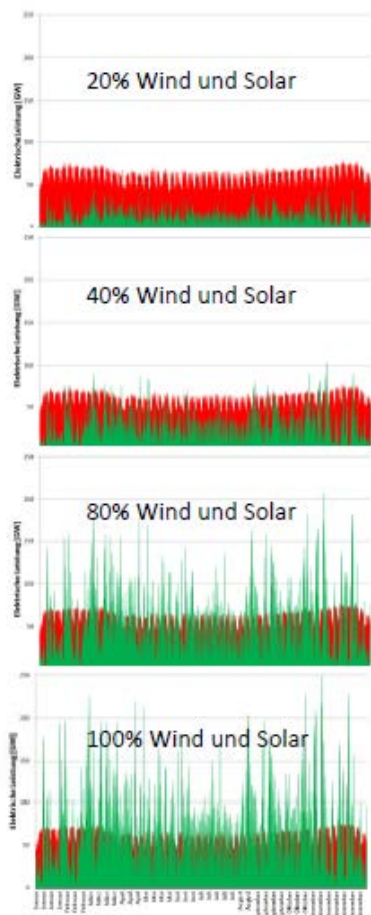
Auf diese Weise lässt sich die Wirtschaftlichkeit einer Ost-/Westanlage bei gleichen Kosten stark verbessern. Noch besser stellt sich die Wirtschaftlichkeit einer Ost-/West-Anlage dar, wenn man zusätzlich berücksichtigt, dass für eine 10° geneigte Ost-/West-Anlage mit geringeren spezifischen Materialkosten als bei einer nach Süden ausgerichtete Anlage zu rechnen ist [3].

2. Einführung von Energiespeichern in den Energiemarkt

Weshalb sollte man sich heute Gedanken zur Einführung von Energiespeichern in die Energieversorgung Deutschlands machen? Derzeit ist definitiv kein Bedarf für Speicher erkennbar. Die Tendenz ist sogar eher umgekehrt. Den einzig (sichtbaren) Speichern, den Pumpspeicherkraftwerken, wird derzeit die Geschäftsgrundlage entzogen. Und das ausgerechnet durch so ungeliebte Photovoltaik (derzeit ungeliebt zumindest in Politik und konventioneller Energiewirtschaft). Die Photovoltaik, der immer wieder vorgeworfen wird, Strom dann zu erzeugen, wann er nicht gebraucht wird. Die Realität sieht anders aus: die Tagesspitze wird durch Photovoltaik hervorragend abgedeckt und von dem vormals so teuer zu erzeugenden Spitzenlaststrom, teuer, weil von Kraftwerken mit nur geringer

Betriebsstundenzahl erzeugt, wird nur noch wenig benötigt. Gerade aus dieser Spreizung des Strompreises, in der Nacht niedrig und am Mittag hoch, können sich aber Speicher ihr Geld verdienen.

Dies ist jedoch mit Sicherheit ein vorübergehender Effekt, so zu sagen ein Sattelpunkt vor einem steil ansteigenden Bedarfsanstieg. Verdeutlichen soll dies untenstehende Abbildung. Hier handelt es sich nicht um Prognosen, nicht einmal um einen wahrscheinlichen Verlauf, es



soll lediglich ein Eindruck über zukünftige Überangebote und Unterdeckungen vermittelt werden. Gezeigt ist jeweils der Lastverlauf aus 2010 mit der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie (oben), die in den weiteren Grafiken einfach derart gestreckt wurde, bis es energiemengenmäßig zur Vollversorgung aus Wind- und Solarenergie reichen würde.

Bislang war die erzeugte Strommenge aus Erneuerbaren Energien jeweils geringer als der Stromverbrauch. Es besteht zweifellos kein Bedarf zur Speicherung – zumindest nicht wegen zu hoher Erzeugung aus Erneuerbaren Energien. Wenn dennoch Windparks abgeregelt (und die nicht erzeugten Strommengen trotzdem vergütet) werden müssen, dann nur deshalb, weil die Netzkapazitäten für die Übertragung an Orte mit dem entsprechenden Verbrauch fehlten.

Abbildung 3: Erzeugung erneuerbarer Elektrizität im Verhältnis zum Strombedarf bei unterschiedlichen Anteilen erneuerbarer Erzeugung

In der zweiten Grafik für 40 % Erneuerbare Energien sieht man einige wenige Zeiten, zu denen es mehr Erzeugung als Verbrauch gibt. Diese wenigen Zeitpunkte können aber die Installation von Speichern kaum rechtfertigen, ein Abregeln dieser wenigen Peaks ist hier die vernünftigste Lösung. Denkt man sich hier aber noch unflexible, vielleicht zwar regelbare aber nicht ohne weiteres aus- und wieder einschaltbare konventionelle Kraftwerke hinzu, gibt es bei 40 % Erneuerbaren Energien vielleicht durchaus Gründe für die Einführung von

Energiespeichern: So können gerade unflexible Kohlekraftwerke zu Steigbügelhaltern für eine frühe Einführung von Energiespeichern werden!

Schon aus diesem Gedankenspiel lässt sich die Forderung ableiten, dass die Einführung von Speichern und die damit verbundene Kosten nicht alleine im Zusammenhang mit Erneuerbaren Energien gesehen werden darf.

Dass dann zwischen 60 % und 100 % Erneuerbare Energien Speicher benötigt werden, ist offensichtlich. Wichtig hierbei für eine wirtschaftlich vertretbare zukünftige Energieversorgung ist, dass nicht noch die letzte erzeugte Kilowattstunde gespeichert werden muss. Stromüberproduktion ist für rein Erneuerbare Energiesysteme das Ergebnis von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Und je günstiger die Erneuerbaren Erzeugungstechnologien werden, desto mehr verschiebt sich das Verhältnis von „Überproduktion“ zu „Speicherung“ hin zu Ersterem. Das nicht Berücksichtigen von Überproduktion ist übrigens einer der gravierendsten Mängel der so genannten Dena-Netzstudie [6]. Aufgrund einer „vollständigen Integration“ der Erneuerbaren Energieproduktion, also noch der letzten erzeugten Kilowattstunde – summierte sich der zu leistende Leitungsausbau zu einigen tausend Kilometern.

2.1 Falsche Ansätze zur Speichereinführung

Speicher erzeugen keine Elektrizität. Also können Sie sich aus dem Verkauf von Elektrizität auch nicht refinanzieren. Speicher können sich ausschließlich aus den Preisdifferenzen refinanzieren, die sich zwischen Tief- und Hochpreiszeiten und somit zwischen den Speicherlade- und Speicherentladezeiten ergeben. Können sich Speicher aus diesen Preisdifferenzen nicht refinanzieren, könnten künstliche Steigerungen dieser Differenzen den Speichern zur Wirtschaftlichkeit verhelfen. Ansätze hierzu sind z.B. die Befreiung von der Stromsteuer für Pumpspeicherkraftwerke, oder die Befreiung von Stromspeichern von Netzentgelten oder wie es das EEG formuliert: „wenn sie Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnimmt und in elektrische Energie umwandelt“ [7]. Später wird erläutert, weshalb dies keine geeigneten Ansätze für eine sinnvolle Einführung von Speichern darstellen kann. Darüber hinaus diskriminieren alle diese Formulierungen Energiespeicher, die nicht in die Kategorie „Strom-zu-Strom“ gehören.

Eine weitere Frage ist diejenige eines adäquaten Bilanzkreises. Die Eigenverbrauchsregelung des alten EEG entsprach einem Anreiz für den Einsatz von Speichern – ob erfolgreich oder nicht, sei dahingestellt. Die Eigenverbrauchsregelung gibt es zwar nicht mehr, der neue „Marktintegrations-Mechanismus“, welcher gelungener Euphemismus, der einem Eigenverbrauchsmalus entspricht, geht aber grundlegend in dieselbe Richtung.

Beides dient definitiv nicht dem Ziel einer Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien. Der Bilanzkreis ist vollkommen falsch gewählt. Zwei exemplarische Situationen sollen dies verdeutlichen:

1. Die Sonne scheint. Solaranlagenbesitzer speichern den Strom in im Keller stehenden Akkus. Und das mit allen Kosten und Wirkungsgradverlusten von Speichern. Gleichzeitig herrscht Windflaute in Deutschland und die Allgemeinheit (der deutsche/europäische Netzverbund) könnte den Solarstrom gut gebrauchen. Der geht aber in die Speicher der Solaranlagenbesitzer. Konsequenz: alte, ineffiziente Kohlekraftwerke gehen wieder ans Netz und das ohne jegliche Notwendigkeit. Kann das das Ziel einer von der Allgemeinheit der Stromverbraucher geförderten Speichereinführung sein?

2. Es ist Nacht. Solaranlagenbesitzer entladen ihre Speicher. Und das wiederum mit allen Kosten und Wirkungsgradverlusten von Speichern. Gleichzeitig herrscht über Deutschland eine stramme Windbrise. Auch die Häuser der Solaranlagenbesitzer könnten ohne weiteres mit Windstrom versorgt werden. Stattdessen werden die Windkraftanlagen abgeregelt (und der nicht genutzte Strom trotzdem vergütet), wiederum ohne jegliche Notwendigkeit. Kann das das Ziel einer von der Allgemeinheit der Stromverbraucher geförderten Speichereinführung sein?

Ähnliche Situationen können zu Hauf konstruiert werden. Eine Optimierung im Bilanzkreis „Haus“ dient nicht einer Energieversorgung, die in Zukunft einmal komplett auf Erneuerbaren Energien beruhen soll. Für den einzelnen Solaranlagenbesitzer kann es durchaus sinnvoll sein, seinen Eigenverbrauch zu maximieren, auch mit Hilfe eines Speichers. Das darf aber nicht die Aufgabe einer von der Allgemeinheit getragenen Speicherförderung sein.

2.2 Der Unterschied der Einführung von erneuerbaren Energien und Energiespeichern

Das EEG stellt für die Einführung von Erneuerbaren Energien, für die Errichtung von Märkten für die einzelnen Erneuerbaren Energietechnologien und zum Erreichen enormer Lerneffekte bzw. Kostenreduktionen eine Erfolgsgeschichte dar, die Ihresgleichen sucht. Weshalb dann nicht einfach dieses Erfolgsrezept auf die Einführung von Energiespeichern anwenden?

Der Zeitpunkt für die Einführung von Erneuerbaren Energien konnte nie früh genug sein. Auch war ein Mechanismus, der ein schnellst mögliches Wachstum des Anteils an Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung erlangt, von großem Vorteil. Dies kann man von Energiespeichern nicht behaupten. Energiespeicher selbst erzeugen keinen Erneuerbaren Strom, im Gegenteil: von jeder Kilowattstunde, die einen Stromspeicher durchläuft, geht ein gewisser Anteil als Speicherverlust verloren. Jede Kilowattstunde, die einen Stromspeicher durchläuft, wird signifikant teurer. Von daher benötigen wir unbedingt einen Mechanismus, der die notwendige Speicherkapazität wachsen lässt, aber auch nicht mehr als zu einer Energieversorgung mit Erneuerbaren Energien unbedingt notwendig sind. Da wir auch offensichtlich derzeit noch ohne Stromspeicher auskommen, ist auch nicht ein schnellst mögliches Wachstum wünschenswert.

Des Weiteren spielt der Ort der Energiespeicherung eine bedeutende Rolle, wie weiter oben beschrieben wurde – zwar nicht unbedingt für den Ausgleich zwischen Über- und Unterproduktion selbst, sondern für die Stabilität und Sicherheit der Energieversorgung. Dies trifft auch für Erneuerbare Energien zu, wenn diese die tragende Rolle der Energieversorgung übernehmen sollen.

Tabelle 1: Vergleich zur Einführung von Energiespeichern zu Erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien	Energiespeicher
Je mehr desto besser	Speicher erhöhen Verluste, nur so viel wie unbedingt notwendig
Je schneller desto besser	Noch kommen wir ohne aus, ...
Egal wo, jede erneuerbar erzeugte kWh zählt*	Ort spielt je nach Grund für Speichereinsatz eine Rolle
Egal welcher Art*	Je nach Speichergrund spielen Leistung, Kapazität, Speicherdauer, Verluste eine erhebliche Rolle

*) zumindest während der Einführungsphase; gilt nicht mehr, wenn Erneuerbare Energien die tragende Rolle in der Energieversorgung spielen sollen.

2.3 Energiespeicherung ist mehr als nur Strom-zu-Strom-Speicherung

Ein Phänomen, das bei jeder Speicherdiskussion, in vielen Publikationen, selbst in Fachzeitschriften immer wieder zu beobachten ist, ist die beschränkte Sichtweise, die ausschließlich Strom-zu-Strom-Speicher berücksichtigt.

Diese beschränkte Sichtweise wird den Herausforderungen an die zukünftige Stromversorgung nicht gerecht. Aber erst mal ein Blick zurück. Bei der Diskussion um die Energiespeicherung wird häufig so getan, als gäbe es die Notwendigkeit der Speicherung erst seit der Existenz der Erneuerbaren Energien. Dabei kommt kein Energiesystem ohne Energiespeicherung aus. In unserer altvertrauten europäischen Energieversorgung findet diese Speicherung (abgesehen von Pumpspeicherkraftwerken) aber vor der Stromerzeugung statt. Energie wird in großen Mengen auf Kohlehalden, in Erdgasspeichern, in Öltanks und in Form von Brennelementen gespeichert – und erst danach irgendwann „just in time“ in Strom gewandelt. Diese Möglichkeit entfällt bei Solar- und Windenergie. Die einzige Erneuerbare Energiequelle (abgesehen von Speicherwasser), die vor der Stromerzeugung gespeichert werden kann, ist die Biomasse bzw. daraus abgeleitete Energieträger. Aber auch die Biomasse ist ein Energiespeicher, der für die Auswahl der typischen Speicheraufgaben Berücksichtigung finden muss. Ein Biogasspeicher ist eine Alternative zu einem Batteriespeicher, hat sogar den Vorteil dass hier quasi keine Speicherverluste entstehen.

Vollkommen verschwunden aus der öffentlichen Wahrnehmung, gar schlicht diskriminiert wird das größte Speicherpotential, über das Deutschland bereits heute verfügt. Und das ist der Gegenentwurf zur Speicherung der Primärenergie vor der Stromerzeugung. Es ist die Speicherung der Energie, wenn Strom bereits in Endenergie gewandelt wurde. Auch hier bietet sich ein Rückblick an. Deutschland wollte den Anteil an Grundlastkraftwerken (Atom und Kohle) seinerzeit stark ausbauen. Das „natürliche“ Lastprofil sieht aber nachts nur einen unwesentlichen Leistungsbedarf vor. In der Konsequenz wurde der Bedarf nachts künstlich erhöht, indem Nachtspeicherheizungen eingeführt wurden, die nachts für den benötigten Leistungsbezug sorgten und tagsüber die Gebäude heizten.

Nachtspeicherheizungen waren das erste große Förderinstrument für Energiespeicher. Damals war die Welt noch einfacher, die Liberalisierung des Energiemarktes existierte nicht mal als Begriff. Und so waren Stromerzeuger, Netzbetreiber, Speicherförderer ein und dieselbe Institution. Das ist kein Ruf nach der „alten, guten Zeit“, aber die Liberalisierung macht die Einführung von neuen Energiespeichern sicherlich nicht leichter, weil ein Energiespeicher immer mehrere Bedürfnisse im Energiemarkt befriedigen kann und somit ein Zugriff mehrerer Akteure auf einen Speicher aus technischer Sicht sinnvoll erscheinen lässt.

Wieso sind Speicherheizungen der größte Speicher in Deutschland? Wahrgenommen werden in der öffentlichen Diskussion immer nur Pumpspeicher. Diese haben eine installierte Leistung von ca. 5,5GW und eine Speicherkapazität von ca. 33GWh. Unsichtbar, verteilt über tausende von Haushalten umfassen Speicherheizungen eine installierte Leistung von etwa 40GW und eine Kapazität von ca. 320GWh – also liegt hier in etwa ein Faktor zehn dazwischen.

Auf dieselbe Art und Weise wie Speicherheizungen funktioniert das so genannte Demand Side Management, das Lastmanagement. Auch hier wird Energie in Form von Endenergie gespeichert, nachdem der Strom bereits verbraucht ist. Wie Speicherheizungen und Biomassespeicher hat Lastmanagement den großen Vorteil, dass so gut wie keine Speicherverluste entstehen. Die Wirkungsweise für das Energiesystem ist dieselbe wie z.B. von Batteriespeichern. Auch die Lastmanagementprozesse dürfen in der Diskussion um die Einführung von Speichern nicht diskriminiert werden. Da es sich beim Lastmanagement ausschließlich um bereits existierende Speicherkapazitäten handelt, die „nur“ noch über entsprechende Kommunikationstechnik in das Energiesystem integriert werden müssen, stellen sie eine sehr günstige und attraktive Art dar, mit dem Ungleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch umzugehen.

2.4 Müssen sich Speicher am Markt behaupten?

Dass Speicher benötigt werden, ist allenthalben Konsens. Kommt die Sprache auf Fördersysteme, herrscht oft – z. B. geäußert durch die Bundesnetzagentur – die Meinung: Speicher ja, aber die müssen sich am Markt behaupten. Aber was ist denn der Markt überhaupt? Implizit ist damit immer der Spotmarkt gemeint. Dies ist aber alles anderen als selbstverständlich. In der Energiewirtschaft kennt man Terminmärkte, Spotmärkte,

Intradaymärkte, Primärregelleistungsmärkte, Sekundärregelleistungsmärkte, Minutenmärkte und nicht zuletzt hat das EEG Märkte für Windenergie, Photovoltaik und mehr geschaffen. Es ist keineswegs selbstverständlich, was DER Markt für Elektrizität ist.

Wieso gibt es so viele Märkte um ein und dasselbe Produkt „Strom“? Weil es technische Notwendigkeiten gibt, die ein einzelnes Marktmodell nicht befriedigen kann. Der im Fokus stehende Spot-Markt kann dies schon gar nicht.

2.4.1 Kapazitätsmärkte: das ideale Instrument für Speicher

Seit einiger Zeit ist die Klage auf Seiten konventioneller Energieversorger immer lauter zu hören: Neuinvestitionen in Kohle- und Gaskraftwerke rechnen sich nicht. Grund ist die unklare Anzahl an Volllaststunden, die in Zukunft mit erhöhter Erneuerbarer Produktion noch zu erzielen sind. Immer häufiger taucht die Idee von Kapazitätsmärkten zur Lösung dieser Problematik auf. Die Idee, die dahintersteckt ist jene, dass solche Kraftwerke nicht ausschließlich für die geleistete elektrische Arbeit bezahlt werden sollten, sondern allein aufgrund ihrer Existenz und der Möglichkeit, bei Bedarf elektrische Energie zu erzeugen.

Das ist aber genau der Ansatz, der für Energiespeicher das geeignete Mittel der Finanzierung darstellt. Jeder andere Marktmechanismus wäre für Energiespeicher nicht zielführend. Wieso? Am Spotmarkt kann ein Speicher nur dann Geld verdienen, indem er zu Niedrigpreiszeiten Strom erwirbt und zu einem späteren Zeitpunkt zu Hochpreiszeiten wieder verkauft. Und diesen Vorgang muss er möglichst häufig durchlaufen, also möglichst viele Zyklen durchfahren, damit die Investitionskosten refinanziert werden können. In einem solchen Marktansatz würde ein Speicher nicht notwendigerweise systemoptimierend wirken. Darüber hinaus verursacht jeder Zyklus, der von der Systemstabilität nicht erforderlich wäre, unnötige Verluste. Mit anderen Worten: ein Speicher darf nicht dadurch seinem Wert gerecht werden, indem er häufig genutzt wird. Der Wert des Speichers ergibt sich aus seiner puren Existenz und der Fähigkeit immer dann Strom zur Verfügung zu stellen, wenn gerade ein Mangel aus Solar- und Windenergie herrscht. Und hierfür sind Kapazitätsmärkte ideal geeignet.

2.4.2 Anlegen einer strategischen Stromreserve als Langzeitspeicher

Für die Energiespeicherung in allen Zeitbereichen bis zu einigen Tagen existiert eine Vielzahl möglicher Speichertechnologien. Für all diese erscheinen Kapazitätsmärkte ein geeignetes

Mittel zur Integration darzustellen. Für die Langzeitspeicherung sieht die Situation komplett anders aus. Hier scheinen derzeit aufgrund der benötigten Energiedichten ausschließlich Wasserstoff, bzw. aus Wasserstoff gewonnenes Methan (oder auch Ethanol) in Frage zu kommen.

Wie die Bezeichnung Langzeitspeicher schon ausdrückt, kann und darf ein solcher Speicher seine wirtschaftliche Betriebsweise nicht über häufig durchfahrene Zyklen erlangen. Die Existenz von Langzeitspeichern zur Bereitstellung von Strom in Zeiten mit wenig Wind- und Solarenergie ist für die Versorgungssicherheit Deutschlands von größter Bedeutung. Für den Fall, dass wir jemals ein mehrere Kontinente überspannendes Supernetz haben sollten, sind in Deutschland installierte Langzeitspeicher auch für die Versorgungssicherheit bei großflächigen Netzstörungen unabdingbar.

Aus der Ableitung der Versorgungssicherheit heraus ergibt sich automatisch die Forderung, dass sich Langzeitspeicher überhaupt nicht an einem Markt, an welchen auch immer, behaupten müssen. Vielmehr schlägt der Autor hier die Etablierung einer strategischen Stromreserve vor, wie sie analog für Erdöl und Erdölprodukte existiert.

Als Reaktion auf die Ölkrise von 1973 wurde im Jahr 1978 der Erdölbevorratungsverband mit dem Ziel gegründet, eine strategische Ölreserve anzulegen. Hierzu wurde das so genannte Erdölbevorratungsgesetz (ErdölBeVG) erlassen. U.a. besagt dieses, dass „der Erdölbevorratungsverband [...] ständig Vorräte an Erdöl und Erdölerzeugnissen in der Höhe zu halten hat, die mindestens den täglichen Durchschnittsnettoeinfuhren [...] für 90 Tage entsprechen. [...] Mitglied des Erdölbevorratungsverbandes ist, wer gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen Ottokraftstoff, Dieselkraftstoff, [...] einführt, herstellt oder herstellen lässt, sofern die eingeführte oder hergestellte Gesamtmenge je Kalenderjahr mindestens 25 Tonnen beträgt.“

Entsprechend des Erdölbevorratungsverbandes könnte ein Strombevorratungsverband etabliert werden, dessen Handeln in einem Strombevorratungsgesetz geregelt sind. So könnte geregelt werden, dass der Elektrizitätsbevorratungsverband ständig Vorräte an Strom in Form von Wasserstoff bzw. synthetisch hergestellten Methans in der Höhe zu halten hat, die mindestens den täglichen Durchschnittserzeugungssummen für 90 Tage (vielleicht auch mehr oder weniger) entsprechen.

Mitglied des Elektrizitätsbevorratungsverband sollte sein, wer im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen Strom aus Primärenergieträgern erzeugt, welche sich nicht im Umfang von 90 Tagen speichern lassen, bzw. wer Strom importiert, sofern die Gesamtmenge je Kalenderjahr mindestens 1GWh (vielleicht auch mehr oder weniger) beträgt. Die Mindestmenge an produziertem Strom sollte nicht deswegen eingeschränkt bleiben, damit Kleinsterzeuger auszusperrt werden, sondern damit der administrative Aufwand in verträglichen Grenzen bleibt. Unbedingt enthalten sollte die Verpflichtung sein, Stromimporteure am Aufbau einer strategischen Stromreserve zu beteiligen, unabhängig des erneuerbaren oder konventionellen Ursprungs, da die Motivation der strategischen Reserve die Versorgungssicherheit ist und auch Netzausfälle zu Nachbarländern (Nachbarkontinenten) abzudecken hat.

3. Thermische Speicher von Nutzenergie zur Stabilisierung der Stromnetze

Wie schon in den einleitenden Worten dargestellt, beträgt die deutschlandweit installierte Leistung zur elektrischen Stromerzeugung aus Wind und Sonnenstrahlung in 2012 in Summe 63,9 GW. Dies entspricht, bezogen auf die Höchstlast von 87,8 GW ca. 73 % [8]. Dem gegenüber zu stellen ist ein Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten deutschen Endenergieverbrauch von 12,9 % im Jahr 2012 [1]. Da es ein gesellschaftliches Ziel ist, den erneuerbaren Primärenergieanteil weiterhin zu erhöhen, und da davon auszugehen ist, dass die aus Wind- und Sonnenstrahlung erzeugte elektrische Energie einen wesentlichen Anteil an der Umsetzung dieses Zieles haben werden, ist es wahrscheinlich, dass die installierte Leistung von solar- und windbasierten Erzeugungseinheiten in nicht allzu ferner Zukunft 100 % der elektrischen Höchstlast überschreiten.

Auch wenn dies auf den ersten Blick wenig sinnvoll erscheint, so gibt es doch Argumente, die rechtfertigen, dass sogar beide der genannten Erzeugungsformen jeweils eine Erzeugungskapazität von mehr als 100 % der zu deckenden elektrischen Last rechtfertigen. Es sei mal für ein zugegeben stark vereinfachtes Beispiel angenommen, dass an einem Wintertag die solaren Erzeugungseinheiten keinen nennenswerten Beitrag liefern und die Windanlagen 50 % ihrer maximalen Leistung erreichen. Würde nun das Ziel gesetzt, einen solchen Tag 100 % mit erneuerbarem Strom abzudecken, so könnte die wirtschaftlichste Variante sein, so viel Windgeneratorleistung zuzubauen, dass dieses Ziel mit reinem Windstrom erreicht wird (weitere erneuerbare Energiequellen werden an dieser Stelle zur Vereinfachung vernachlässigt). Dies hätte zur Folge, dass es andere Tage gibt, an denen die

windbasierten Erzeugungseinheiten das Doppelte der erforderlichen Leistung bereitstellen könnten. Die Erzeugungsleistung, welche die zu deckende elektrische Last überschreitet, wird auch als Überbauung bezeichnet. Im genannten Beispiel beträgt die Überbauung bezogen auf die elektrische Last 100 %.

Zusätzlich zu der in Abschnitt 2 beschriebenen elektrischen Energiespeicherung, besteht auch die Möglichkeit der Nutzung von überbauungsbedingten Niedrigstrompreisen durch Speicherung von thermischer Nutzenergie. Hier sei insbesondere die häusliche Wärmebereitstellung zur Brauchwarmwassererwärmung und zur Gebäudeheizung genannt. Wärmeenergie lässt sich im Gegensatz zu elektrischer Energie preiswert und mit wenig Platzbedarf speichern. Die Wärme kann direkt mittels einer elektrischen Widerstandsheizung erzeugt werden. Als wirtschaftlich überlegen wird jedoch eine Wärmepumpe angenommen, die aufgrund der Aufnahme von Umweltwärme bei der Erzeugung von thermischer Nutzenergie weniger elektrische Energie benötigt. Entscheidend bei der Nutzung des lange bekannten und vermehrt eingesetzten Wärmepumpenprinzips ist die Integration von häuslichen Systemen in den elektrischen Verbund. Hierbei sind insbesondere die Bestimmung der von Wetterprognosen abhängigen Lauf- und Stillstandszeiten der Anlage sowie die Dimensionierung der thermischen Speicher von großer Bedeutung. Mittels Simulationen wie auch mittels eines projektierten Versuchsaufbaus aus Wärmepumpe und thermischen Speicher werden an der FH Köln offene Fragen in diesem Forschungsfeld beantwortet.

4. Limits für die Einspeisung von Solarstrom

Bei aller Freude über die Dynamik des Ausbaus Erneuerbarer Energien zeigen sich doch langsam Probleme beim weiteren Ausbau. Dabei geht es gerade bei der Photovoltaik nicht um europaweitweite Hochleistungs-Übertragungstrecken, sondern vielmehr um die vielen „kleinen“ Probleme, welche die Bürger in verstärktem Maße bekommen, wenn sie eine Photovoltaikanlage ans Netz bringen wollen. Hier geht es um die Limits auf der „letzten Meile“.

So beklagt der Solarenergie Förderverein Deutschland (SFV) eine vermehrte Anzahl an potentiellen Solaranlagenbetreibern, denen die lokalen Netzbetreiber den Netzanschluss von Solaranlagen verweigern, weil das entsprechende Netz überlastet würde. Ein

Installateur aus dem Süddeutschen Raum berichtet beispielsweise in diesem Zusammenhang, dass etwa 20% seiner Anfragen von Netzbetreibern abgelehnt werden. Auf der anderen Seite gibt es Aussagen von Fachleuten, dass noch viel „Luft“ in den Netzen ist, um neue Anlagen anzuschließen.

Um diese widersprüchlichen Aussagen einzuordnen, wurden im Rahmen eines projektbasierten Kurses für Masterstudierende in Elektrotechnik der Fachhochschule Köln Untersuchungen durchgeführt. Teilnehmer waren Benjamin Klaus, Bernd Egbringhoff, Christian Knoll, Florian Eck, Ivo Trebing, Sebastian Steneberg, Stefan Schleifer, Tobias Frinken, Ulf Wahner, Uli Lück. Ziel war es, die maximale Leistung von Solaranlagen in typischen Niederspannungsnetzen zu ermitteln. In einem weiteren Schritt wurden dann technische Möglichkeiten untersucht, die Einspeisung zu erhöhen.

Eine ähnliche Arbeit hat Jörg Scheffler schon 2002 als Dissertation [9] veröffentlicht, allerdings ohne die Berücksichtigung von heute gültigen Anschlussbedingungen und nicht mit realen Daten von Solaranlagen. Seine Vorgehensweise hat jedoch als Vorbild für diese Arbeit gedient.

4.1 Vorgehen zur Simulation

4.1.1 Siedlungstypen und exemplarische Netze

Es wird einen Unterschied machen, ob eine Solaranlage an ein Netz in einem dicht bebauten oder in einem dünn besiedelten Gebiet angeschlossen werden soll. Daher wurden die Anschlussbedingungen in unterschiedlichen Siedlungsgebieten betrachtet. Scheffler hat eine Klassifizierung von Siedlungsgebieten vorgeschlagen ([9], siehe auch [10]). Aus dieser Liste wurden vier exemplarische Typen ausgewählt (Abbildung 4):

- Typ B: Ländliche Ortschaft mit vorwiegend Gehöften.
- Typ C: Ein- und Zweifamilienhaussiedlung mit niedriger Dichte, typisch für Vorortsiedlungen.
- Typ H: Innerstädtischer Bereich.
- Typ G: Hochhaussiedlung.

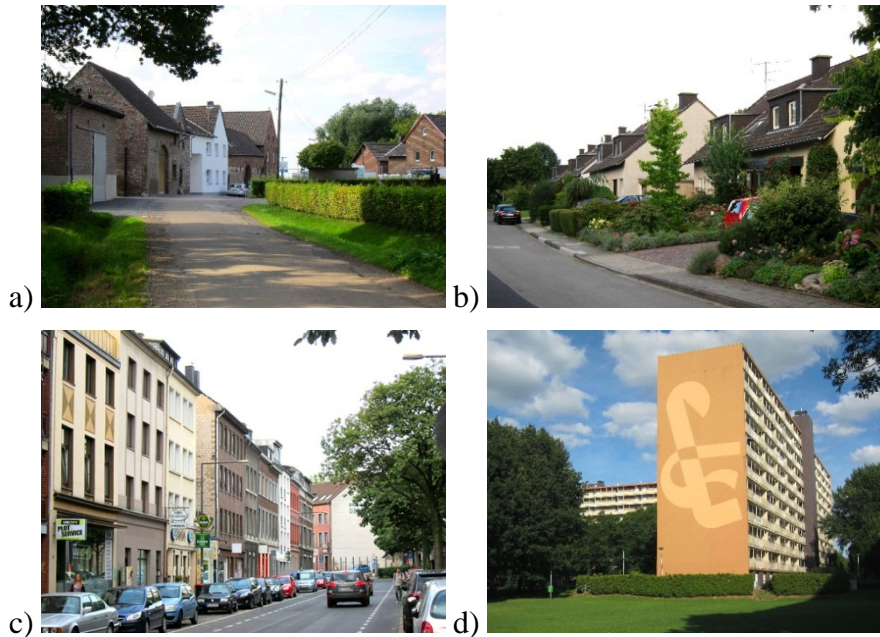


Abbildung 4: Exemplarische Bilder untersuchter Siedlungsgebiete:

- a) Typ B: Ländliche Ortschaft mit vorwiegend Gehöften, b) Typ C: Vorortsiedlung ,
 c) Typ H: Innerstädtischer Bereich, d) Typ G: Hochhaussiedlung

Für die entsprechenden Siedlungsgebiete wurden die von J. Scheffler [9] vorgeschlagenen exemplarischen Netze verwendet. Details zu den Netzen sind in seiner Arbeit zu finden.

4.1.2. Verbrauchs- und Einspeiseprofile

Um den Verbrauch zu simulieren, wurden Standardlastprofile von Eon [11] verwendet und pro Wohneinheit (WE) auf 3000 kWh/a skaliert.

Zur Simulation der Solareinspeisung wurde ein real gemessenes Einspeiseprofil einer Solaranlage in Kronberg im Taunus verwendet [12]. Die Anlage hat eine Spitzenleistung von 4.51 kWpk, Dachneigung 30°, Abweichung von Süden 40° nach Westen. Die Größe entspricht einer typischen Einfamilienhaus-Anlage.

4.1.3. Limitierungen für Einspeisung

Die Betriebsmittel wie Transformatoren und Leitungen werden mit maximal 100% der angegebenen Nennleistungen und –Ströme belastet. Die Nenndaten sind in [9] aufgelistet.

Des weiteren darf sich die Netzspannung nach Niederspannungsrichtlinie [13] an jedem beliebigen Knoten des Netzes bei Anschluss aller Solaranlagen um maximal +/-3% von der Spannung ohne Anschluss von Solaranlagen unterscheiden.

4.1.4. Maßnahmen zur Ermöglichung höherer Solareinspeisung

Weiterhin wurden Maßnahmen untersucht, welche die installierte PV-Leistung erhöhen zu können.

Durch den Bezug von induktiver Blindleistung kann die Spannung am Einspeisepunkt abgesenkt werden, sodass mehr Solaranlagen angeschlossen werden können. Neue Solaranlagen müssen nach der Niederspannungsrichtlinie [13] in der Lage sein, Blindleistung mit einem Leistungsfaktor $\cos \varphi = 0.95$ bzw. $\cos \varphi = 0.90$ (über 13 kWpk) zu beziehen.

Um mehr Solaranlagen an einen Netzzweig anschließen zu können, ist es auch möglich, die maximale Einspeisung zu limitieren. Damit keine Energie verloren geht, muss dann der Strom zu Spitzenzeiten zwischengespeichert werden und kann später, wenn die Einstrahlung zurückgegangen ist, wieder eingespeichert werden. Der Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV) hat dazu einen ausführlichen Vorschlag erarbeitet (siehe auch W.v.Fabeck, Solarzeitalter 3/2012), der auch ein entsprechendes Modell für eine finanzielle Förderung dieser Methode enthält [14]. Dort wird eine Limitierung der Einspeiseleistung auf 30% der installierten Photovoltaikleistung vorgeschlagen.

4.2. Ergebnisse

Die wichtigsten Ergebnisse sind in Abb. 5 zusammengefasst. In Abb. 5a ist die maximal mögliche installierte PV-Leistung pro Hausanschluss dargestellt. Man erkennt klare Unterschiede: Im ländlichen Bereich und in Vororten ist deutlich weniger Potential zur Einspeisung vorhanden als im städtischen Bereich. Im städtischen Bereich sind die Leitungen deutlich kürzer und kräftiger ausgelegt. Darum ist der Spannungsabfall wesentlich geringer, und die Leitungen können besser ausgenutzt werden. Im ländlichen Bereich hingegen kommt es schnell zu hohen Spannungen, denn die Leitungen sind im Mittel deutlich länger.

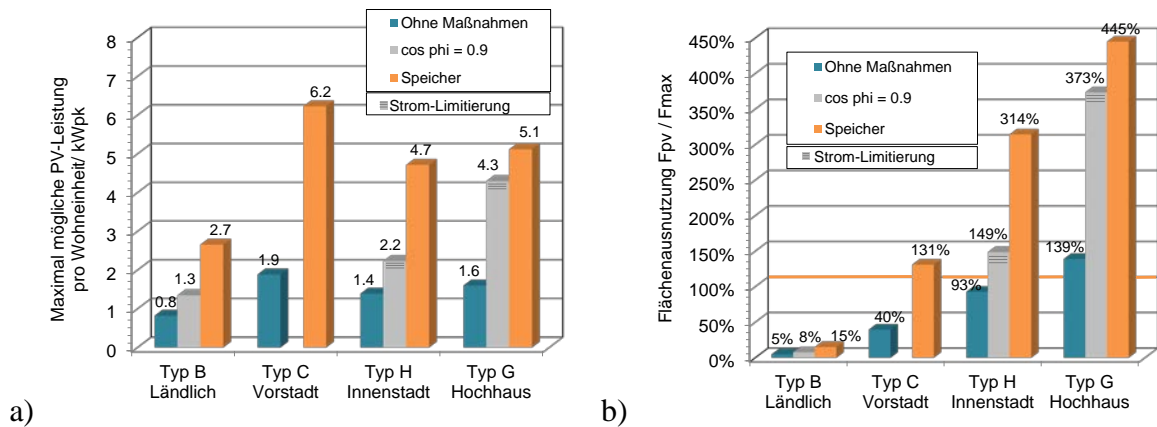


Abbildung 5: a) Maximal mögliche installierte Photovoltaik-Leistung pro Wohneinheit. b) Maximal mögliche Flächenausnutzung von möglichen Solarflächen. „cos phi = 0.9“: Bezug von Blindleistung mit Leistungsfaktor $\cos \varphi = 0.9$. „Speicher“: Solarspeichern mit Einspeise-Limit von 30% der Spitzenleistung.

Mit Blindleistungsbezug zeigt sich eine leichte Verbesserung. Aber gerade im ländlichen Bereich ist die Verbesserung nur mäßig, und im Innendstadtbereich erzielt Blindleistung nicht ganz so großen Nutzen, da dann die Strombelastung das Kriterium für das Limit ist. Nur für Hochhaussiedlungen zeigt sich ein wirklich deutlicher Vorteil.

Für alle Siedlungsbereiche bringt eine Speicherung mit Einspeiselimitierung am zuverlässigsten die Möglichkeit der Erweiterung. In allen Bereichen können rund 3,3 mal mehr Solaranlagen ans Netz angeschlossen werden.

In den verschiedenen Siedlungsgebieten steht unterschiedlich viel Fläche zur Solarenergienutzung zur Verfügung. Im ländlichen Raum steht rund zehnmal mehr Dachfläche pro Wohneinheit zur Verfügung als im dichtbesiedelten Innenstadtbereich. Die nutzbaren Flächen wurden aus Angaben zu Dachflächen in [9] ermittelt. Abb. 5 b zeigt nun, wie viel der vorhandenen Fläche zur Photovoltaiknutzung verwendet werden kann, bevor das Netz überlastet wird. Werte unter 100% bedeuten, dass nur ein Teil der vorhandenen Solarflächen genutzt werden kann. Man erkennt deutlich, dass im ländlichen Bereich nur ein Bruchteil des großen Flächenpotentials genutzt werden kann. Ohne Maßnahmen könnten nur 5% der Flächen genutzt werden, und auch Speichern mit Einspeiselimit ermöglicht nur 15% des Potentials auszuschöpfen. Damit wird deutlich, dass im ländlichen Bereich nur die Verstärkung des Niederspannungsnetzes die volle Nutzung der Photovoltaik ermöglicht.

Im Vorstadtbereich sind die verfügbaren Flächen deutlich kleiner. Trotzdem können diese ohne weitere Maßnahmen nur zu rund einem Drittel genutzt werden. Speicherung mit Einspeiselimitierung hingegen kann helfen, das Potential voll zu nutzen.

Im Innenstadtbereich und in Hochhaussiedlungen hingegen können schon jetzt die Potentiale voll genutzt werden, Mit Speicherung und Einspeiselimitierung könnte hier rund drei bis viermal mehr Photovoltaik angeschlossen werden, als Flächen zur Verfügung stehen.

4.3. Fazit zur Netzeinspeisung von Solarstrom

Als Ergebnis kann im ländlichen Bereich nur ein geringer Prozentsatz des großen Flächenpotentials der Photovoltaik genutzt werden. Hier ist der Ausbau der Netzinfrastruktur alternativlos. Hingegen ist im Innenstadtbereich und in Hochhaussiedlungen schon heute das Flächenpotential vollständig nutzbar. Insbesondere das Speichern von PV-Energie bei gleichzeitiger Limitierung der Einspeiseleistung ermöglicht eine etwa dreifache Nutzung des vorhandenen Potentials. Dies ist vor allem in Vorortsiedlungen relevant, denn es ermöglicht die volle Ausnutzung des dortigen PV-Potentials ohne zusätzlichen Netzausbau. Damit zeigt sich, dass die Nutzung von dezentralen Speichern einen Mehrfachnutzen aufweist: Neben der Bereitstellung von Energie in erzeugungsarmen Zeiten helfen sie, den dringend benötigten Ausbau Erneuerbarer Energien weiterhin zu ermöglichen und einen Netzausbau auch im Niederspannungsnetz zu verringern.

5. Fazit des Festschriftbeitrags

Der vorliegende Beitrag erörtert die technologischen Herausforderungen und Problemstellungen der Energiewende in Deutschland. Es wird gezeigt, dass die unterschiedlichen Fragestellungen in Forschungsprojekten der FH Köln untersucht werden. Exemplarisch werden in diesem Beitrag einige Lösungswege aufgezeigt.

Literaturverzeichnis

[1] Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, 28. Februar 2013, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs_XLS/hintergrundpapier_ee_2012.pdf

- [1] Stromproduktion aus Solar und Windenergie, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, 8. Februar 2013, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/daten-zu-erneuerbaren-energien>
- [3] Dany, C.: Zuwachs in beiden Richtungen, *Sonne, Wind und Wärme*(1), (2013), S. 50 – 59
- [4] Haselhuhn, R.: *Modultest aus Anwendersicht*. Deutsche Gesellschaft für Solarenergie e.V. (2009)
- [5] Williams, S., Betts, T., Gottschalg, R., Neuma, D., Prast, M., & Nositschka, A.: Evaluating the outdoor performance of PV modules with different glass textures. *Proceedings of 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, (2011) (S. 3152-3156)
- [6] Deutsche Energieagentur. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025, 23. November 2010, <http://www.dena.de/presse-medien/studien/netzstudie-ii.html>
- [7] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Januar, 2009, http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009/BJNR207410008.html
- [8] Jens Hobohm et al. (November 2012). *Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende*. Berlin: Verein der Kohlenimporteure e.V.
- [9] Jörg Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten", Dissertation, Technische Universität Chemnitz, 18.Juni 2002
- [10] Bundesministerium für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau, „Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungsanlagen“, Schriftenreihe „Raumordnung“ Band 06.044, Bonn, 1980.
- [11] EoN Mitte, Standard Lastprofile (nach BDEW), Jan 2012: <http://www.eon-mitte.com/index.php?parent=8847>
- [12] Private Mitteilung der Messdaten der Solaranlage von Herrn Michael Brod, Kronberg, Taunus, Feb 2012, für den Zeitraum von 1.1.2011 bis 31.12.2011.
- [13] „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, VDE Anwendungsregel VDE-AR-N 4105, Aug. 2011, verbindlich gültig ab 1.1.2012.
- [14] Website des Solarenergie-Fördervereins Deutschland e.V. (SFV), Aug. 2012: http://www.sfv.de/artikel/beitrag_von_photovoltaikanlagen_mit_integrierten_stromspeichern_zur_energiewende.htm