

## Kurzfristige Vorteile und langfristige Notwendigkeit für die Speicherung des PV-Stroms

Winfried Hoffmann, Applied Solar Expertise (ASE)

Bei dem schrittweisen Aufbau der Speicherkapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien gibt es kurzfristige Vorteile für eine Volkswirtschaft. Um langfristig die Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien – vorrangig PV und Wind – zu jedem Zeitpunkt eines Jahres sicher stellen zu können, wird zwingend eine kostengünstige Speicherung des variabel von Wind und Sonne erzeugten erneuerbaren Stromes benötigt. Die hierfür benötigte Speicherkapazität kann durch eine Vielzahl von Maßnahmen optimiert und reduziert werden: an die jeweilige Region angepasste Verteilung von installierter PV- und Windleistung, Demand-Side-Management, Einbeziehung der Wettervorhersage in das Lastmanagement und vieles mehr. Am Beispiel der Li-Ionen-Technologie wird mit einer Preis-Erfahrungs-Kurve für dieses Produkt gezeigt, wie sich mit der Zunahme der insgesamt installierten Batteriekapazität die Preise ähnlich drastisch reduzieren werden, wie dies in den vergangenen 15 Jahren bei den PV-Modulen und -Wechselrichtern der Fall war.

The incremental build-up of storage capacities for electricity generated from renewable energies offers short-term benefits to the national economy. To secure long-term electricity generation from renewable energies – primarily from PV and wind – at every moment around the year mandates a cost-efficient storage of the electricity intermittently generated from renewable sources. The required storage capacity can be optimized and reduced by a multitude of measures, such as appropriate regional distribution of the installed PV and wind power generators, demand-side management, inclusion of weather prognosis in the load management, and much more. Using Li-Ion technology as an example we demonstrate, based on a price experience curve for this product, how prices will dramatically decline along with the growth of the totally installed battery capacity, as has been the case over the past 15 years with PV modules and inverters.

### Kurzfristige Vorteile für Batteriespeicherung von PV-Strom

Es gibt ausgeprägte Gemeinsamkeiten für die typischen Lastprofile von Haushalten in so unterschiedlichen Regionen wie England, Deutschland, Kanada und Neuseeland wie in *Abbildung 1* zu sehen: Neben der nächtlichen Absenkung gibt es – unterschiedlich ausgeprägt – drei Lastspitzen, die erste gegen 8 Uhr, die zweite um die Mittagszeit und die dritte in den Abendstunden. Am Beispiel Deutschland ist für einen typischen Frühlingstag gezeigt, wie insbesondere der Mittagspeak unterschiedlich ausfällt: am höchsten für den Sonntag, am niedrigsten für die Werktage und dazwischen für den Samstag. Die jahreszeitliche Veränderung ist für die Länder England und Kanada dargestellt und für Neuseeland kann man die verschiedenen Nutzer im Laufe eines Tages erkennen. Das

grüne Dreieck zeigt stark vereinfacht die von einer PV-Anlage gelieferte Strommenge. Die Nützlichkeit eines „Hinüberschiebens“ von lokal erzeugtem, aber nicht benötigtem PV-Strom aus der Mittagszeit in die Abendstunden ist zur Erhöhung des eigengenutzten PV-Stroms offensichtlich. Der mittäglich genutzte PV-Strom reduziert die Belastung der Verteilnetze in dieser Zeit. Die Speicherung von PV-Strom und Verbrauch in den Abendstunden reduziert dann zusätzlich die Lastspitzen im Verteilnetz in diesem Zeitraum.

An einem konkreten Beispiel eines Haushaltes in Australien kann man selbst bei heutigen PV- und Batteriepreisen den wirtschaftlichen Vorteil einer Speicherung erkennen [1]. Die Lastkurve ist in *Abbildung 2* dargestellt und das Gesamtsystem hat die folgenden Charakteristika:

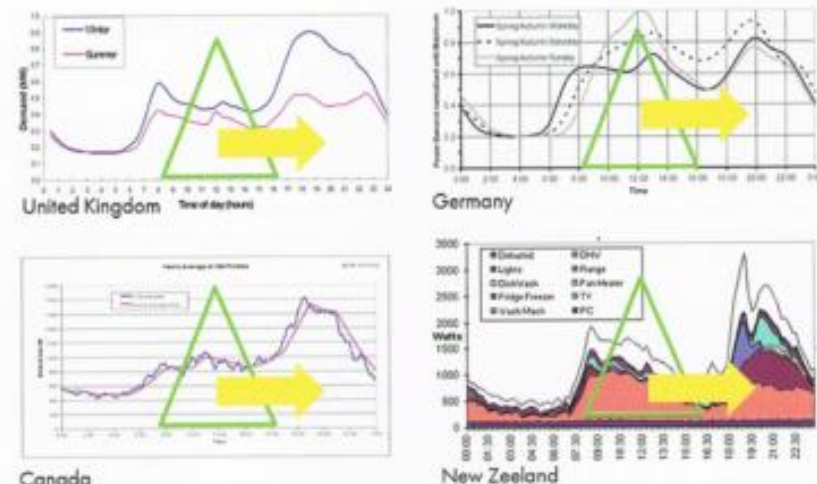


Abb. 1: Typische Lastkurven von Haushalten in unterschiedlichen Ländern

- Stromverbrauch 8000 kWh pro Jahr
- PV Anlage 4 kW, Batterie 5 kWh, Gesamtpreis ~18000 \$
- Vergütung PV Strom ins Netz 6 Cent/kWh (im gesamten Zeitraum eines Tages)
- Tarif für Strom aus Netz: off-peak (21:00-8:00) 11 Cent/kWh, Zwischenzeit (8:00-14:30) 21 Cent/kWh und Peak (14:30-21:00) 52 Cent/kWh

Damit ergeben sich für diesen Haushalt ohne PV und ohne Speicherung jährliche Stromkosten von ca. 2000 \$ (~300 \$ für die Off-peak-, ~400 \$ für die Zwischen- und ~1300 \$ für die Peak-Zeit). Speichert man den zur Mittagszeit zuviel erzeugten – und nur mit 6 Cent/kWh vergüteten – PV-Strom und deckt damit den hochpreisigen Bedarf in den Abendstunden bis ~21:00 mit Batteriestrom ab, ergeben sich

mit PV und Batterie folgende Einsparungen: kein Strombezug zu Peak-Zeiten (1300 \$) und kein Bezug zur Zwischenzeit (400 \$). Der Bezug zu Off-peak-Zeiten von 300 \$ bleibt nach wie vor, also ergeben sich in Summe eine Einsparung pro Jahr von 1400 \$. Die Investition macht sich also in knapp 13 Jahren bezahlt (ohne Verzinsung der Investitionssumme). Die tageszeitliche Staffelung von Netzstrom ist heute bereits in vielen Ländern üblich, z. B. in Kali-

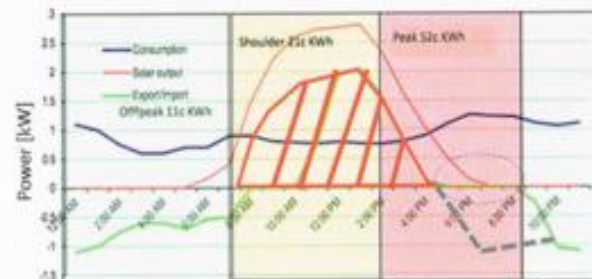


Abb. 2: Lastkurve (consumption) eines Haushaltes in Australien zusammen mit PV-Erzeugung, selbst genutztem PV Strom ohne Speicherung (schraffierte Fläche) und Netzbezug (Linie im negativen Bereich)

fornien (USA) und Japan. Mit dem Einsatz von sogenannten 'smarten' Stromzählern wird diese Art der Abrechnung in den kommenden Jahren überall zum Standard werden. Deshalb kann die gezeigte Darstellung für Australien durchaus typisch für andere Regionen in der Zukunft werden. Wie weiter unten gezeigt, werden sich insbesondere die Speicherkosten in den kommenden Jahren weiter deutlich reduzieren. Damit wird die Wirtschaftlichkeit von PV mit Batterie für Haushalte noch deutlich verbessert. Ähnliche Überlegungen kann man auch für die Stromversorgung von KMU (kleine und mittelständische Unternehmen), sowie Bürohäusern und Hotels anstellen.

**Optimierung der Jahres-Lastkurve eines Landes (Beispiel Deutschland)**

In *Abbildung 3* ist die Jahres-Lastkurve für Deutschland dargestellt. Deutlich ist die nur für wenige Stunden eines Jahres anfallende Spitzenleistung von ~80 GW sowie die Basis-Last über das gesamte Jahr von ~40 GW zu erkennen. Das zeitliche Integral unter der Jahreslastkurve ergibt den Jahresverbrauch in Deutschland von ~600 TWh. Von Hartmann [2] und Jülich [3] wurde die Residuallast für unterschiedliche Beiträge erneuerbarer Energien berechnet. Für eine installierte Leistung, die 50% zum Jahresverbrauch beiträgt (obere rote Linie) erkennt man, dass für einige Stunden im Jahr bereits eine negative Residuallast vorhanden ist, d.h. dass in dieser Zeit Wind und Sonne Strom produzieren, der ohne Speicherung nicht genutzt werden kann. Diese Situation wird immer mehr verstärkt und im Falle einer installierten PV und Windleistung (200 GW PV und 200 GW Wind), welche die 600 TWh Strom im Jahr abdecken, wird die Residuallast bereits für die Hälfte des Jahres (~4000 Stunden) immer negativer.

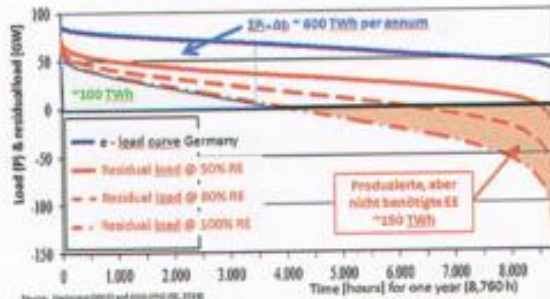


Abb. 3: Jahres-Lastkurve für Deutschland (blaue Linie) und Residual-Last bei unterschiedlichen Beiträgen von Erneuerbaren Energien (rote Linien)

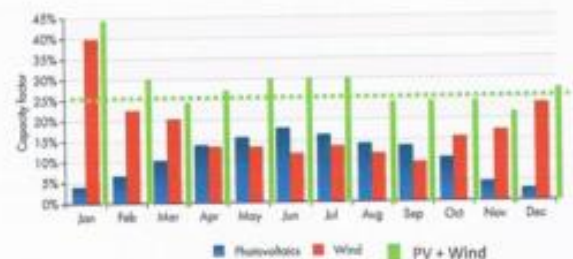


Abb. 4: Schematische Darstellung von PV und Windstrom im Verlaufe eines Jahres bei ungefähr gleicher installierter Leistung in Deutschland

Aus der schematischen Darstellung kann man vorteilhaft entnehmen, dass der benötigte Anteil des Jahresstromes noch ca. 100 TWh entspricht, während der produzierte, aber nicht direkt verbrauchbare Strom ca. 150 TWh beträgt. Das bedeutet in erster Näherung, dass man selbst mit Verlusten bei Umwandlung und Speicherung die benötigten 100 TWh mit den 150 TWh wird bereitstellen können.

Eine wichtige Voraussetzung zur Minimierung von benötigter Speicherkapazität ist eine für die jeweilige Region charakteristische Verteilung der installierten Leistung von PV und Windanlagen. Für Deutschland ist dies schematisch in *Abbildung 4* mit ungefähr gleich großer installierter Leistung zu sehen [4]. Die für dieses Land typische monatliche Stromproduktion zeigt ein gutes Zusammenpassen: Während Wind am meisten in den Wintermonaten und in der Übergangszeit beiträgt, ist dies für PV Strom genau umgekehrt,

die hohen Beiträge im Sommer, die niedrigsten im Winter. Wie man der Summendarstellung entnehmen kann, ist monatsweise bereits eine gute Abdeckung zu beobachten, sodass keine größeren Energiemengen länger als wenige Wochen gespeichert werden müssen. In Ländern mit geändertem Angebot von Wind und Sonne muss der jeweilige Anteil entsprechend angepasst werden. In Ländern des Sonnengürtels der Erde wird dabei der Anteil der PV größer sein, während in nördlichen Regionen mit hohem Windaufgebot der Anteil der Windenergie größer sein wird.

Eine weitere Möglichkeit zur Verminderung der Speicherkapazitäten ist das Demand-Side-Management, bei dem durch geschickte Steuerung der Verbraucher deren Lastprofil mit dem Erzeugerprofil der erneuer-

baren Quellen PV und Wind angepasst werden kann. Hierbei spielen auch Kurz- und Mittelfrist-Wetterprognosen eine wichtige Rolle.

**Entwicklung der Batterie-Speicherkosten basierend auf der Preis-Erfahrungskurve**

Preis-Erfahrungskurven (PEK) sind ein eindrucksvoll geeignetes Mittel, um mit der Kenntnis der historischen Preisentwicklung Aussagen über die künftige Entwicklung zu machen [5].

Wie am Beispiel der *Abbildung 5* für PV-Module dargestellt, wird für eine PEK auf der Ordinate logarithmisch der gemittelte Verkaufspreis und auf der Abszisse die insgesamt (kumulative) Menge aller weltweit verkauften PV-Module aufgetragen.

Für unterschiedliche Produkte ergeben sich charakteristische Geraden, deren Steigung die Lern-Rate (LR) oder auch Preis-Erfahrungsfaktor (PEF) ergibt. Im Fall der Solarmodule beträgt die LR für die neueste PEK [6] 0,785, was bedeutet, dass bei einer Verdoppelung der kumulierten Menge der Preis sich um 21,5% reduziert. Die Ist-Preise können sehr wohl von der aus der Vergangenheit sich ergebenden Geraden abweichen: In der Zeit von 2005 bis 2010 war beispielsweise der PV-Markt gekennzeichnet von einer größeren Nachfrage im Vergleich zum weltweiten Angebot. Gleichzeitig gab es eine Unterversorgung von Solar-grade-Silizium für die Wafer-Herstellung – dies führte zu deutlich erhöhten Preisen in diesem Zeitraum. In den Jahren nach 2010 bis heute gab es durch erheblichen Kapazitätsausbau (inklusive der Silizium-Produktion) ein Überangebot von Modulen im Vergleich zum Markt, was zu einem drastischen Preisabfall führte. Um für alle Produzenten entlang der gesamten Wertschöpfungskette eine auskömmliche unternehmerische Perspektive zu gewährleisten, wäre es sehr wünschenswert, wenn die Ist-Preise in den nächsten Jahren sich wieder in Richtung der Extrapolationsgeraden nähern würden.

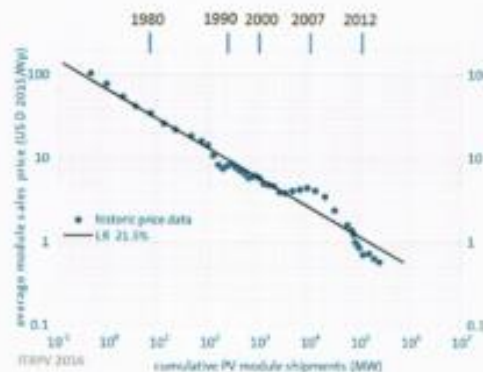
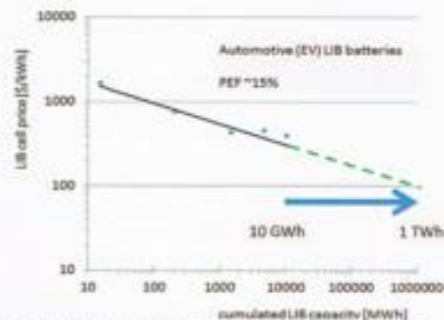


Abb. 5: Preis-Erfahrungskurve für PV-Module



Source: New data from personal communication - 7. März 2014; average; PEK curve constructed by author

Abb. 6: Preis-Erfahrungskurve für Li-Ionen-Batterien

In *Abbildung 6* ist eine PEK für Li-Ionen-Batterien gezeigt [7, 8]. Obwohl die Anzahl der Datenpunkte für die kWh-Automotive Batterien noch begrenzt ist, kann man davon ausgehen, dass die LR im Bereich 0,80 bis 0,90 liegen wird. Die spannende Frage ist: welches Marktwachstum wird gebraucht, um in 2030 einen Zellpreis von 100 \$/kWh zu erwarten? Die Extrapolationsgerade geht dabei von einem kumulierten Volumen von 1 TWh Batteriekapazität aus. Das benötigte Wachstum wäre in diesem Fall bei 31 % pro Jahr für das kumulierte Wachstum. Obwohl dies eine anspruchsvolle Annahme darstellt, darf nicht vergessen werden, dass zwischen 2000 und 2010 der PV-Markt ein Wachstum von 41 % pro Jahr für den kumulierten Markt hatte.

Eine funktionsfähige Batterie muss die Batteriezellen in einem Gehäuse verschalten und mechanisch schützen (Assemblierung). Die hierfür angenommenen Preise sind von C. Pillot [8] und dem Autor abgeschätzt. Die Batteriepreise mit diesen Annahmen sind im oberen Teilbild der *Abbildung 7* zu sehen. Mit einer vereinfachten konservativen Berech-

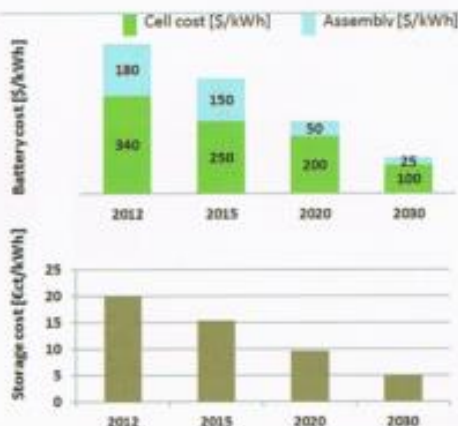


Abb. 7: Entwicklung der Speicherkosten für Li-Ionen-Batterien

nung können damit die Kosten für den gespeicherten kWh-Strom ermittelt werden, was im unteren Teilbild der *Abbildung 7* dargestellt ist. Für 2030 ergeben sich damit 5 ct/kWh, die sich je nach Anwendungsfall erhöhen werden. Im Falle des E-Autos sind die Leistungselektronik und die Batteriemontage Teil der

Kurzfristige Vorteile		
[€/ct/kWh]	Südeuropa	Nordeuropa
Heute	PV (4-10) + 50% Batterie (15 - 24) „effektive PV-Kosten“ = (11 - 22)	PV (8-14) + 50% Batterie (15 - 20) „effektive PV-Kosten“ = (15 - 24)
...in 10 Jahren	PV (2-5) + 50% Batterie (7 - 12) „effektive PV-Kosten“ = (6 - 11)	PV (4-7) + 50% Batterie (7-10) „effektive PV-Kosten“ = (8 - 12)
Langfristige Notwendigkeit auf dem Weg zu 50% ... 80% ... 90% ... 100% EE		
> 10 Jahre	Stromerzeugung mit PV ist die kostengünstigste aller Technologien und bietet regional mit Batterien konkurrenzfähige Lösungen	
> 20 Jahre	Der kostengünstige PV-Überschussstrom kann mit kostengünstigen Kleinspeichern und Quartierspeichern den wesentlichen Strombedarf in Zeiten ohne variable erneuerbare Stromerzeugung abdecken	

Abb. 8: Zusammenfassung der kurzfristigen Vorteile und langfristigen Notwendigkeit

E-Autoproduktion; deshalb sind in diesem Fall die Speicherkosten mit den 5 ct/kWh identisch. Bei der stationären Speicherung im Haus werden eine entsprechende Leistungselektronik benötigt (obgleich in großen Teilen im Wechselrichter unterzubringen) sowie Montagekosten zu berücksichtigen sein. Dies kann die o. g. 5 ct/kWh auf 7 bis maximal 10 ct/kWh erhöhen.

**Ausblick**

Die *Abbildung 8* fasst die kurzfristigen Vorteile getrennt nach den Standorten Süd- und Nordeuropa zum jetzigen Zeitpunkt und perspektivisch in zehn Jahren zusammen. Mit der Annahme, dass mit einer PV-Batterie-Hausanlage ca. 50 % des PV-Stromes direkt selbst und die zweiten 50 % mit Batteriespeicherung verbraucht werden können, kann man die für einen Hausbesitzer „effektiven“ PV-Kosten inklusive der zugehörigen Speicher-Kosten wie gezeigt ermitteln (die in der Klammer bei „Batterie“ genannten Kosten sind die jeweils angenommenen Speicherkosten). Selbst für den heute ungünstigsten Fall in Nordeuropa sind die effektiven PV-Kosten (inklusive 50 % gespeicherter Strommenge) bei 15 bis 24 ct/kWh und damit geringer als die Bezugskosten vom Versorger in Deutschland (typisch bei ~28 ct/kWh). Mit der diskutierten Preisreduktion, insbesondere für die Batteriespeicher, wird sich im Laufe der kommenden zehn Jahre die Wirtschaftlichkeit in Gesamt-Europa – und auch weltweit – so deutlich manifestieren, dass bei den dann vorherrschenden Strompreisen vom Energieversorger im Vergleich zu den PV-Batterie-Kosten die Investitionsentscheidung ein Selbstläufer wird.

Auf dem Weg zu Strom 90 plus Prozent aus erneuerbaren Energien nicht nur in Häusern, sondern in einer gesamten Wirtschaftsregion, wird in zehn plus Jahren die PV als kostengünstigste aller Stromerzeugungstechnologien insbesondere mit Batteriespeicherung eine konkurrenzfähige Lösung darstellen. Im Zeitraum >20 Jahren wird mit dem kostengünstigen PV- (und auch Wind-) Überschussstrom mit kleinen Haus-

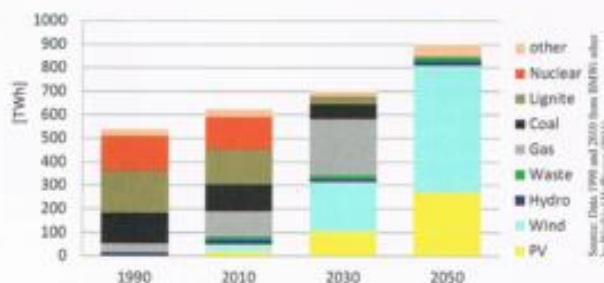


Abb. 9: Historische und heutige Erzeugung des Strombedarfs in Deutschland sowie Perspektive für die zukünftige Entwicklung

speichern, mittelgroßen Speichern für KMU, Büros und Hotels sowie großen Quartierspeichern bei Stadtwerken und Energieregionen der wesentliche Strombedarf in Zeiten ohne Wind und Sonne abgedeckt. Der dann noch verbleibende Rest kann mit BHKW (Block-Heiz-Kraftwerke) und Brennstoffzellen abgedeckt werden, die ihren Brennstoff durch P2G erhalten (Power to Gas, d. h. erneuerbarer Überschussstrom erzeugt mit Elektrolyse-Wasserstoff, der mit CO<sub>2</sub> zu speicherfähigem CH<sub>4</sub> umgewandelt werden kann). Die *Abbildung 9* zeigt für die Jahre 1990 und 2010 die historische Aufteilung der für die Stromproduktion in Deutschland verwendeten Primärenergieträger [9]. Für die Jahre 2030 und 2050 ist vom Autor eine Perspektive für die künftige Aufteilung gezeigt. Der Grund für die Zunahme des Strombedarfs von ~600 TWh in 2010 auf 900 TWh liegt in der Annahme einer zunehmend elektrisch betriebenen Mobilität. Die Aufteilung von PV und Windstrom orientiert sich an den Überlegungen der *Abbildung 3* mit entsprechend größerer installierter Leistung von PV (~300 GW) und Wind (300 GW) im Jahre 2050.

www.AppliedSolarExpertise.de

**Referenzen**

- [1] UfSs, (November 2014)
- [2] Hartmann, Dissertation (2012)
- [3] Jülich (2014)
- [4] SMA Solar Technology AG, personal information (2013)
- [5] PEK algemeins WHF
- [6] ITRPV 2016
- [7] PEK WHF
- [8] C. Pillot
- [9] BfW (2016)