



# Speicher für PV-Großanlagen

Notwendigkeit und Stand der Technik

Im Auftrag der Wattner AG, Köln

EuPD Research | Dezember 2012



# Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	4
2. Hintergrund	6
2.1 Das Potential von PV-Freiflächenanlagen	7
2.2 Weshalb Speicher für Großkraftwerke, wenn das Potential ohnehin vorhanden ist?	7
3. Speicher für PV-Großkraftwerke – die Notwendigkeit	10
3.1 Bezahlbare Strompreise: Können wir uns die Energiewende leisten?	11
3.2 Die Energiewende	14
3.3 PV und Speicher: Dezentralisierung vs. Fragmentierung?	15
3.4 Netzentlastung	16
4. Speicher für PV-Großkraftwerke – Stand der Technik	18
4.1 Technologieübersicht	19
4.2 Anforderungen an die Speichertechnologie	19
4.2.1 Technisches Parameter	19
4.2.2 Technologische Reife und Verfügbarkeit als Großspeichertechnologie	21
4.3 Best Practice	23
4.4 Das ökonomische Potential	23
4.5 Die ökonomische Perspektive	27
5. Speicher für PV-Großkraftwerke – das Potential	28
5.1 Speicher für solare Großkraftwerke: Im Augenblick noch Vision	29
5.2 Speicher für solare Großkraftwerke: Die Umsetzung der Vision	29
5.3 Speicher für solare Großkraftwerke: Neue Geschäftsmodelle	31
6. Verzeichnisse	34
Literaturverzeichnis	35
Abkürzungsverzeichnis	37
Abbildungsverzeichnis	38
Bildverzeichnis	38

# 1. Zusammenfassung



## Zusammenfassung

- » Im Augenblick wird die Bezahlbarkeit der Energiewende viel diskutiert. Spätestens seit Veröffentlichung der EEG-Umlage und deren Anstieg auf 5,28 ct/kWh wird die Energiewende hinsichtlich der Bezahlbarkeit in Frage gestellt. Vor dem Hintergrund der Umlagebefreiung zahlreicher Unternehmen und sinkender Börsenstrompreise gilt es festzuhalten, dass diese Diskussion oftmals einseitig geführt wird. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist nicht so teuer, wie es die EEG-Umlage suggeriert.
- » Viel wichtiger: In Zukunft werden Strompreise nur dann bezahlbar sein, wenn zur Elektrizitätsgewinnung keine knappen Ressourcen verwendet werden. Vor diesem Hintergrund ist die Energiewende nicht die Ursache steigender Strompreise, sondern die Antwort auf dieses Problem.
- » Die Preisentwicklung im Bereich der Photovoltaik (PV) unterstreicht den Erfolg des EEG. In vergleichsweise kurzer Zeit hat eine Technologie Wettbewerbsfähigkeit erreicht. Damit hat die Photovoltaik eine Hürde genommen. Aktuell steht die PV vor der Herausforderung grundlastfähig zu werden. Schlüssel hierzu sind Speichertechnologien.
- » Im Augenblick konkurrieren unterschiedliche Speichertechnologien, wobei Pumpspeicherkraftwerke kurzfristig als einzig machbare Alternative erscheinen. Mit Blick auf neue Technologien gilt es an der technischen Reife und am Wirkungsgrad zu arbeiten. Im Augenblick ist das „Race of technologies“ ergebnisoffen.
- » Noch rechnen sich Großspeicher für PV-Anlagen nicht und selbst bei schnellem technologischem Fortschritt wird sich hier in den nächsten beiden Jahren noch nichts ändern. Allein Pumpspeicher scheinen wettbewerbsfähig, allerdings sind diese ortsgebundenen Großspeicher kaum die Antwort auf eine punktuelle Netzüberlastung und werden auch wenig zur Dezentralisierung beitragen.
- » Bisher bestanden keine Anwendungsmöglichkeiten für Speicher und ohne Nachfrage macht es aus Unternehmenssicht wenig Sinn zu investieren. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien entsteht die Nachfrage und erste Schritte in Richtung kommerzieller Anwendungen sind erkennbar.
- » Mittel- bis langfristig werden Speicher die zentrale Netzstruktur in eine dezentrale verwandeln. Aufgrund der fehlenden Netzintelligenz und der gesetzlichen Rahmenbedingungen ist kurz- bis mittelfristig davon auszugehen, dass Speicher an die Erzeugerkapazitäten gekoppelt sein werden. Der Anlagenbetreiber wird sich dann auch mit der Thematik des Stromhandels auseinandersetzen müssen. Mittel- bis langfristig werden Speicher dann in die Netze integriert werden.
- » Die Verfügbarkeit von Speichern wird den Freiflächenmarkt nach einer kurzen Schwächephase wiederbeleben.

## 2. Hintergrund



## 2.1 Das Potential von PV-Freiflächenanlagen

Die Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen sind 2012 weiter gesunken. Wesentlicher Treiber dieser Entwicklung sind sinkende Modulpreise. Der Rückgang fällt dabei etwas höher aus als im Rahmen der Vorgängerstudie „Zukunft des PV-Freiflächensegments in Deutschland“ prognostiziert wurde. Die von einigen als „zu niedrig“ kritisierten Preise sind in der zweiten Jahreshälfte 2012 durchaus real und liegen unter 50 Cent je Watt peak. Es steht außer Frage, dass Hersteller dabei an der Schmerzgrenze agieren. In Zukunft werden davon nicht nur die Modulhersteller betroffen sein. Systempreise und Gestehungskosten werden weiter sinken müssen, weshalb alle Komponentenhersteller unter Druck stehen werden.

Während im Bereich der privaten Aufdachanlagen der Vertrieb kleinteiliger und damit aufwendiger und teurer ist, schlagen sich sinkende Preise im Freiflächensegment direkter durch. Preise werden hier stärker sinken und PV-Großanlagen bleiben die kostengünstigste Möglichkeit Sonnenstrom zu erzeugen. „In naher Zukunft wird auch der Industriestrompreis über der Einspeisevergütung für große PV-Freiflächenanlagen liegen. Damit ergeben sich hier sehr attraktive Potentiale [...] und PV-Großanlagen werden auch zukünftig ein ökologisch nachhaltiges und ökonomisch attraktives Investment sein“. [EuPD Research 2012]

## 2.2 Weshalb Speicher für Großkraftwerke, wenn das Potential ohnehin vorhanden ist?

Der Zubau im PV-Freiflächensegment wird 2012 voraussichtlich die 3000 MW überschreiten, sich 2013 einbremsen, um dann wieder zu wachsen. Ziel wird es sein, die neuen Anlagen (stärker) in den Strommarkt zu integrieren. Ohne die Möglichkeit der Speicherung wird dies nicht gelingen: Weder für Wind- noch für Solarstrom. Eine Dezentralisierung der Erzeugerkapazitäten braucht Speichermöglichkeiten und genau diese Dezentralisierung der Erzeugerkapazitäten ist das Herzstück der Energiewende.

Dabei wirken die Diskussionen um dezentrale Kraftwerke, wie sie innerhalb der PV-Branche geführt werden, teilweise eigenwillig: In den Augen eines manchen Marktteilnehmers ist eine 10 MW Freiflächenanlage ein zentrales Kraftwerk. Dezentralisierung wird allzu schnell mit der Netzunabhängigkeit und damit mit privaten Kleinstanlagen gleichgesetzt. Im Gegensatz zur 5-10 kW Aufdachanlage mag eine 5-10 MW Freiflächenanlage auch als Großkraftwerk erscheinen, dennoch sind und bleiben Freiflächenanlagen dezentrale Erzeugerkapazitäten. Vergleichsgröße sind nicht PV-Kleinstanlagen, sondern Kohle- und Atomkraftwerke. Um die Energieversorgung zu dezentralisieren, braucht es grundlastfähige regionale Kraftwerke. Weshalb also werden Speicher für PV-Großkraftwerke benötigt? Solange der Vorrang für erneuerbare Energien erhalten bleibt, wird es (fast) unabhängig von der Höhe der Förderung eine Geschäftsgrundlage für PV-Freiflächenanlagen in Deutschland geben: Freiflächenanlagen funktionieren mittelfristig auch ohne Speicher, eine Energiewende ohne Speicher scheint allerdings unmöglich.

# Hintergrund

---

In der vorliegenden Studie wird es einerseits darum gehen, die Notwendigkeit von Speichern für die Energieversorgung der Zukunft darzustellen. Andererseits geht es um die kritische Analyse des Potentials der verschiedenen Speichertechnologien.

Im ersten Teil der Studie wird dazu der Fokus auf den Ausbau der erneuerbaren Energien gerichtet sein. Es wird gezeigt, dass jede Investition, die getätigt wird, sinnvoll ist. Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energieträger ist nicht die Ursache, sondern die Antwort auf steigende Strompreise. Im zweiten Teil der Studie wird die Frage nach Möglichkeiten und Grenzen der verschiedenen Speichertechnologien beantwortet. Da viele Technologien noch in einem frühen Entwicklungsstadium sind, ist der Zeitpunkt, um über die Installation von Speichern zu sprechen, noch nicht erreicht. Vor dem Hintergrund der mit Energiewende eingehenden Herausforderungen erscheint es jedoch durchaus sinnvoll, einen ersten Blick auf die Potentiale zu richten und über die Entwicklung möglicher Geschäftsmodelle nachzudenken.



### 3. Speicher für PV-Großkraftwerke – die Notwendigkeit



### 3.1 Bezahlbare Strompreise: Können wir uns die Energiewende leisten?

Seit dem 16.10.2012 besteht Klarheit über die EEG-Umlagekosten. 2012 erhöht sich die EEG-Umlage von 3,6 ct/kWh auf 5,28 ct/kWh erzeugten Stroms. Damit wurde ein Ziel der Branche verfehlt: Die Umlage sollte bei 3,5 ct/kWh gehalten werden. Die Veröffentlichung der EEG-Umlage entfacht – wie nicht anders zu erwarten – die Diskussion um bezahlbare Strompreise. Die Energiewende wird als nicht bezahlbar in Frage gestellt, bevor sie überhaupt begonnen hat. Der Anstieg der EEG-Umlage wird als Beleg für die Teuerung herangezogen.

Es greift deutlich zu kurz, die mit dem Zubau einhergehende Fördersumme als alleinigen Grund für den Anstieg der Umlage zu sehen: Die Berechnung der EEG-Umlage basiert im Prinzip auf der Differenz zwischen Garantiepreis (aus der Einspeisevergütung) und dem Börsenstrompreis. Sicherlich entstehen durch den Zubau Kosten, allerdings führt der Zubau auch dazu, dass der Börsenstrompreis sinkt – ausschlaggebend für diese Reduktion ist der Merit-Order-Effekt. Durch das Sinken des Bezugspreises (also des Börsenstrompreises) steigt die Differenz zwischen Garantiepreis und Bezugspreis, also die Summe, die „umgewälzt“ wird. Der grundsätzlich positiv zu wertende Merit-Order-Effekt landet damit in der EEG-Umlage beim privaten Verbraucher. Günstige Stromgestehungskosten führen also dazu, dass die Börsenpreise sinken und paradoxerweise steigt dadurch die Umlage: die Umlageberechnung hat einen Konstruktionsfehler.

Mit Blick auf die Höhe der Umlage steht auch die Befreiung energieintensiver Unternehmen im Mittelpunkt zahlreicher Diskussionen. Während die Strompreise für private Haushalte seit 2008 um 25% gestiegen sind, ist die Preissteigerung bei Sondervertragskunden mit +4% sehr moderat.

Abbildung 1: Entwicklung der Strompreise in Deutschland



## Die Notwendigkeit

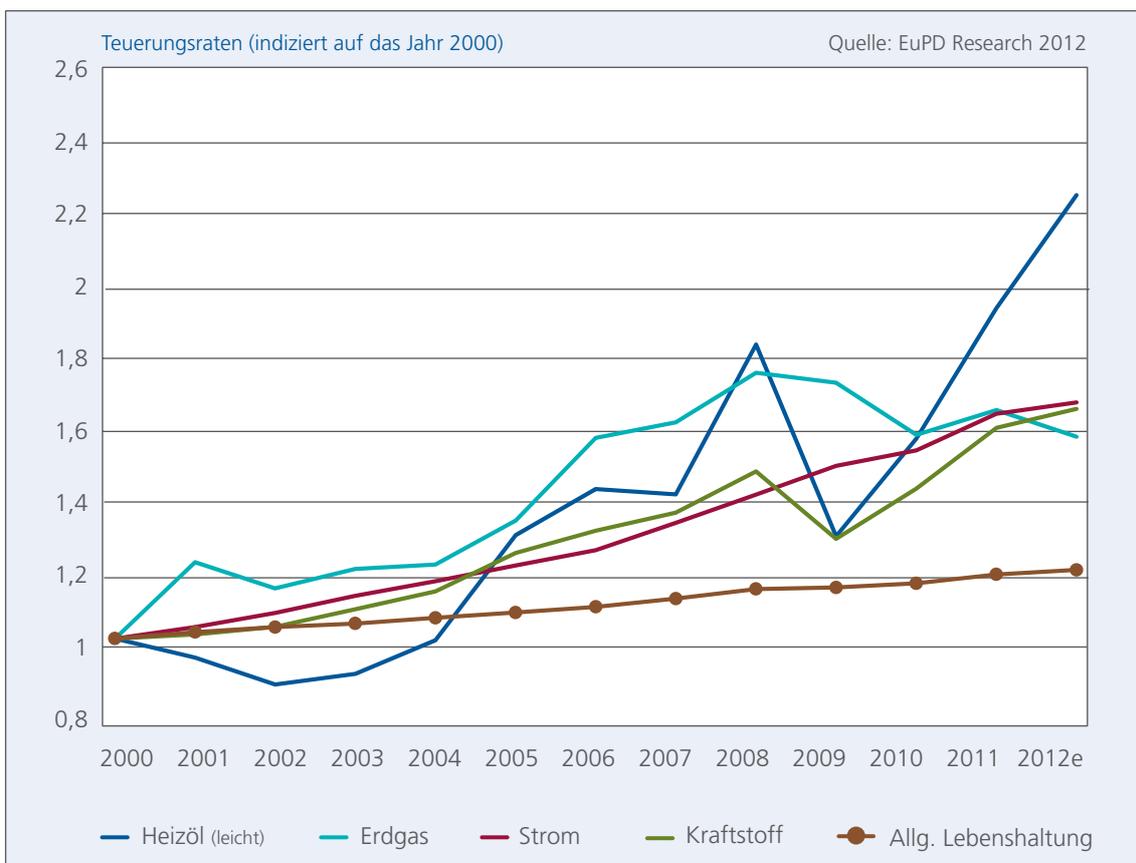
---

Sicherlich gibt es Gründe für diese Befreiung: In erster Linie soll die Abwanderung der Unternehmen ins Ausland verhindert und dem Verlust der Wettbewerbsfähigkeit entgegengewirkt werden. Allerdings führt die Befreiung von der Umlage zu teilweise paradoxen Ergebnissen: Senkt ein Unternehmen durch Effizienzmaßnahmen den eigenen Energieverbrauch und fällt unter den Schwellenwert zur Umlagebefreiung, resultiert aus dem geringeren Verbrauch eine höhere Rechnung. Nicht minder absurd: Aus betriebswirtschaftlicher Sicht kann es sinnvoll sein Maschinen etwa über die Feiertage laufen zu lassen, um den Verbrauch zu erhöhen. Damit kann der Schwellenwert überschritten, das Unternehmen von der Umlage befreit und somit die Stromrechnung gesenkt werden.

Die Liste der von der Umlage befreiten Unternehmen hat sich vor allem im vergangenen Jahr sukzessive verlängert und beinhaltet aktuell 734 Unternehmen und Unternehmensteile. Zu den umlagebefreiten Unternehmen zählen auch die Energiewerke Nord. Die Energiewerke Nord sind mit der Aufgabe betraut, das Atomkraftwerk Greifswald zurückzubauen. Ein Unternehmen, das ein AKW in Deutschland zurückbaut, ist weder exportabhängig noch droht aufgrund zu hoher Strompreise eine Abwanderung ins Ausland. Die Argumente für die Befreiung greifen in diesem Beispiel nicht. Die Energiewerke Nord sind nur eines von 734 Unternehmen. Das Argument um die Wettbewerbsfähigkeit sollte auch nicht völlig von der Hand gewiesen werden, dennoch stellt sich die Frage inwiefern, die Schaffung zahlreicher Ausnahmen die EEG-Umlage nach oben treibt.

Aufgrund der starken Kostenreduktion lag der Zubau bei Photovoltaik über dem politisch Gewollten. Dieser Zubau ist eine Ursache für den Anstieg der EEG-Umlage, allerdings nicht der alleinige. Einer lösungsorientierten Diskussion um die Entwicklung der Strompreise ist auch der Vergleich mit anderen Energieträgern zuträglich.

Abbildung 2: Teuerungsraten unterschiedlicher Energieträger



Dieser Vergleich macht sichtbar, dass die Strompreise nicht erst mit dem starken Zubau der erneuerbaren Energien steigen und viel wichtiger: Alle Preisindizes für Energieträger liegen deutlich über der allgemeinen Preissteigerung. Fossile Brennstoffe sind nun einmal endliche Ressourcen und die Antwort auf eine steigende Nachfrage sind seit jeher steigende Preise. Richtig ist, dass Strompreise bezahlbar bleiben müssen, allerdings sind erneuerbare Energien nicht der Katalysator für den Strompreisanstieg, sondern vielmehr die erforderliche Antwort. Die Energiewende ist nicht Ursache der Preissteigerung, sondern die Preisentwicklung ist ein wesentlicher Aspekt, weshalb eine Energiewende dringend erforderlich ist.

# Die Notwendigkeit

## 3.2 Die Energiewende

Die Diskussion über die Zukunft der erneuerbaren Energien kann nicht geführt werden, ohne auf das Thema Energiewende einzugehen. Diese Energiewende ist das wahrscheinlich größte Projekt (seit der Agenda 2010), an das sich eine Regierung herangewagt hat / einer Regierung aufgedrängt wurde. Es sollte eigentlich nicht verwundern, dass ein solches Projekt ohne Investitionen (auch in Form einer EEG-Umlage) nicht machbar ist. Die Frage ist allerdings nicht, ob diese Investitionen (beispielsweise in den Netzausbau) getätigt werden, sondern vielmehr wann. Ein Aufschieben führt in der Regel nicht zu einer kostengünstigeren Lösung und es bleibt dabei: Kohle und Öl sind endliche Ressourcen und die Nutzung der Kernenergie ist mit Risiken verbunden, die die Mehrheit der Menschen in Deutschland nicht mehr tragen möchte. Die Energiewende ist allerdings mehr als der Atomausstieg. Es geht vielmehr darum, zentrale Kraftwerke durch dezentrale Kraftwerke zu ersetzen. Die Dezentralisierung der Erzeugerkapazitäten wird zu einer Entflechtung des Strommarktes führen. Ohne volkswirtschaftliche Theorien zum Gegenstand dieser Kurzstudie zu machen, soll an dieser Stelle kurz auf den Begriff des „natürlichen Monopols“ eingegangen werden. Im Bereich netzbezogener Versorgungsdienstleistungen gibt es in der Regel keinen funktionierenden, d.h. wettbewerblich organisierten Markt: Schienennetz, Stromleitungen, Verkehrsinfrastruktur und Telekommunikation sind hier die klassischen Beispiele. Begründet werden natürliche Monopole durch negative Grenzkosten, d.h. vereinfacht: Der Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur (das bestehende Netz von A nach B wird durch die Strecke B nach C erweitert) durch den bestehenden Anbieter ist günstiger als der Neubau (der Gesamtstrecke von A nach B nach C) durch einen zweiten Anbieter. Folglich gibt es dauerhaft nur einen Anbieter – zum Nachteil der Verbraucher.

Durch die Entflechtung der Produktion und des eigentlichen Netzmonopols kann auch in den genannten Infrastrukturbereichen Wettbewerb entstehen. Das eigentliche Monopol wird staatlich reguliert (Bundesnetzagentur), während die Produktion wettbewerblich organisiert ist und das regulierte Netz grundsätzlich nutzbar ist.

In Ansätzen funktioniert diese Entflechtung des Strommarktes, weshalb die Zahl der Stromanbieter in der Regel zum Vorteil des Kunden steigt. Allerdings besteht weiterhin das Problem, dass die Stromerzeugung nicht dezentralisiert wird, d.h. die vielen Strom(tarif)anbieter kaufen den Strom bei wenigen Erzeugern ein. Eine echte Wettbewerbssituation wird erst dann entstehen, wenn die Erzeugerkapazitäten dezentralisiert werden und dann besteht auch eine gute Chance, dass sinkende Gestehungskosten in Zukunft nicht nur an Großverbraucher, sondern auch an private Haushalte weitergegeben werden.

Vor diesem Hintergrund ist die Energiewende mehr als der Atomausstieg. Es geht vielmehr um die Neustrukturierung des Strommarktes: eine Regionalisierung der Versorgung und der Produktion ist ein durchaus denkbarer Weg und dezentrale grundlastfähige Kraftwerke sind ein wesentlicher Baustein.

### 3.3 PV und Speicher: Dezentralisierung vs. Fragmentierung?

Im Kleinanlagensegment stehen Speicher kurz vor der Marktdiffusion. Wichtigster Treiber für den privaten Endkunden ist der Wunsch nach mehr Unabhängigkeit. Eine Förderung für Kleinspeicher setzt hier zusätzliche Anreize.

Die viel wichtigere Frage ist jedoch: Machen viele Inselsysteme überhaupt Sinn? Sollten sich in Zukunft mehr und mehr Verbraucher aus dem Netz verabschieden, würde dieses entsprechend in kleine (losgelöste) Einheiten fragmentiert werden. Diese Fragmentierung wird jedoch nicht mit einer nennenswerten Netzentlastung einhergehen: Auch der Nachbar, der zufällig keine PV-Anlage auf dem Dach hat, braucht Strom. In einem solchen Szenario würden sich die Kosten für das Netz entsprechend auf eine abnehmende Zahl von Nutzern verteilen.

Der Gedanke, die Abhängigkeit von den Energieversorgern zu lockern, ist aus Sicht der PV-Kunden durchaus attraktiv. Es wird aus Sicht des Kunden allerdings kaum möglich sein, 100% des eigenen Bedarfs mit der PV-Anlage (wirtschaftlich) zu decken, da dies einen im Vergleich zur Anlage sehr großen Speicher erfordern würde. Wird weiterhin „Reststrom“ benötigt, ist die Annahme naheliegend, dass Strompreise in Zukunft gestaffelt werden und der Reststrom bzw. der Netzanschluss teuer wird. Bei allem Charme der Idee, stellt sich die Frage, inwiefern eine echte Unabhängigkeit im Alleingang tatsächlich erreicht werden kann: Energiewende bedeutet nicht, dass jeder Verbraucher den benötigten Strom auch selbst produziert.

# Die Notwendigkeit

Zentrale Großkraftwerke werden an Bedeutung verlieren, eine Fragmentierung der Netze gilt es zu vermeiden. Die Frage, die gestellt werden muss, ist die nach den optimalen Bilanzkreisen. Im Augenblick steht fest, dass es eine Regionalisierung und damit eine Verschiebung hin zu regionalen Stromversorgern mit eigenen Erzeugerkapazitäten geben wird. Auf kommunaler Ebene laufen zurzeit mit Blick auf intelligente Netze interessante Projekte – hier wird immer wieder auf die Gemeinde Wilpotsried verwiesen. Diese kommunale Erzeugung eröffnet Potentiale im Bereich der Speicher für Großkraftwerke. Ein häufig begangener Fehler ist, dass Netzausbau und der Aufbau von Speicherkapazitäten in Konkurrenz gebracht werden.

- » Der Netzausbau ist dann notwendig, wenn der Ort der Erzeugung und der Ort des Verbrauchs nicht übereinstimmen.
- » Speicher sind notwendig, wenn die Zeit der Erzeugung und die Zeit des Verbrauchs nicht übereinstimmen.

Da in keine der beiden Richtungen eine 100 prozentige Übereinstimmung erreicht werden kann, ist sowohl der Netzausbau als auch der Aufbau von Speicherkapazitäten erforderlich [Stadler, 2012]. Im Vergleich zu (Offshore) Windkraft ist PV allerdings räumlich flexibler, weshalb hier die zeitliche Überbrückung die größere Rolle spielen wird. Mittelfristig werden Speicher demzufolge zum Einsatz kommen.

## 3.4 Netzentlastung

Wenn der Wind weht und die Sonne scheint, droht der Blackout, weil die Netze überlastet sein könnten. Vor allem an Feiertagen steigt das Risiko des Stromausfalls durch Netzüberlastung. Dass der Ausbau der erneuerbaren Energien die Versorgungssicherheit gefährde, ist in der Diskussion um den Ausbau ein gerne angebrachtes Argument. Die Statistik über Versorgungsausfälle stützt diese Aussage zumindest nicht: Lag die durchschnittliche Nichtverfügbarkeit 2006 noch bei 21,53 Minuten, sind es 2011 nur 14,90 Minuten [BNetzA 2012].

Auch wenn kein Blackout droht, verändert der voranschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien die bisherigen Beziehungen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Fluktuierende erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik erzeugen Strommengen, die nicht verbrauchsorientiert sind. Dieses Ungleichgewicht führt zu Abschaltungen von EEG Anlagen, was die Daten der 50 Hertz Transmission belegen. Für die Jahre 2010 bis 2012 ist ein extremer Zuwachs an marktbezogenen Anpassungen nach EnWG § 13.2 in Verbindung mit § 11 EEG zu konstatieren – es wurden also EEG-Anlagen abgeschaltet, um der Netzüberlastung vorzubeugen. Während in 2010 gerade 4 GWh an marktbezogenen Anpassungen vorgenommen wurden, hat sich die Summe der Eingriffe in 2011 mit 45 GWh um den Faktor 11 erhöht. Auch im aktuellen Jahr ist ein weiterer Anstieg festzustellen: Bis Ende Oktober 2012 wurden 107 GWh an marktbezogenen Anpassungen in der Regelzone der 50 Hertz Transmission durchgeführt. Insgesamt wird sich der Trend von Eingriffen der Netzbetreiber zukünftig mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien erhöhen. Gemessen an der Regellast der 50 Hertz Transmission von 75 TWh sind diese Eingriffe noch als gering zu betrachten. Dennoch besteht, um den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieträger sicherzustellen, eine langfristige Notwendigkeit zur Netzentlastung. Speicher werden hier eine wesentliche Rolle einnehmen.

## 4. Speicher für PV-Großkraftwerke – Stand der Technik



## 4.1 Technologieübersicht

Generell wird in Bezug auf Stromspeicher zwischen mechanischen, elektrochemischen und elektronischen Technologien differenziert. Als meist genutzte Speichertechnologie hinsichtlich der Anwendung zur Speicherung großer Energiemengen gelten die mechanischen Speicher, unter denen Pumpspeicher mit einem globalen Marktanteil von 99% zu subsumieren sind. Daneben finden sich Druckluftspeicher und Schwungradspeicher als prominente Vertreter dieser Speicherklasse. Diese Speicherlösungen sind als technisch ausgereift anzusehen.

Im Bereich der elektrochemischen Speichertechnologien werden sowohl alle Arten von Akkumulatoren als auch Technologien wie die Brennstoffzelle verstanden. Die Wirkungsweise des elektrochemischen Speichers zeichnet sich durch die Umwandlung der elektrischen Energie in einen chemischen Speicher und die Rückumwandlung in elektrische Energie aus. Die bekanntesten Akkumulatoren arbeiten auf der Basis von Blei, Nickel (NiMH, NiCd) und Lithium (Li-ion). Im Fall von Hochtemperatur-Akkumulatoren müssen stetig hohe Temperaturen (290°C bis 390°C) erzeugt werden, um die Elektroden im flüssigen Aggregatzustand zu halten. Der hohe energetische Wirkungsgrad macht einen besonderen Vorteil dieser Technologie aus. Als weiterer Vertreter der elektrochemischen Speicher werden Brennstoffzellen gesehen. Hierbei wird die Stromspeicherung mittels der Umwandlung in Wasserstoff vollzogen, was eine längerfristige Energiespeicherung ermöglicht. Die hohen Umwandlungsverluste von Strom in Wasserstoff bilden gegenwärtig eine hohe Hürde zur breiteren Anwendung dieser Technologie.

Die dritte Gruppe an Speichertechnologien bilden die elektrischen Stromspeicher, zu denen Doppelschichtkondensatoren und supraleitende Magnetspeicher (SMES) zählen. Doppelschichtkondensatoren, die auch als „Super Caps“ oder „Boost Caps“ bezeichnet werden, speichern elektrische Energie durch die Erzeugung eines elektrischen Feldes an ihrer Oberfläche. Wenngleich als technologisch reif angesehen, ist ihr Einsatz jedoch aufgrund der hohen Investitionskosten stark limitiert. SMES operieren mit Magnetfeldern, in denen die Energie gespeichert wird. Zur Vermeidung von Widerständen müssen die supraleitenden Spulen dauerhaft auf Temperaturen von minus 269°C gekühlt werden.

## 4.2 Anforderungen an die Speichertechnologie

### 4.2.1 Technische Parameter

Für die Eignung von Speichertechnologien für den Einsatz in Kombination mit PV-Großflächenanlagen sind verschiedene Faktoren relevant. Prominent sind hierbei Wirkungsgrad (Ladung und Entladung), Speicherdichte und Zyklenfestigkeit.

Vom Wirkungsgrad her zeigen sich bereits deutliche Unterschiede der einzelnen Speichertechnologien. Fortschrittliche Batterietechnologien wie Lithium Ion erreichen mit bis zu 95% die höchsten Wirkungsgrade. Andere Batteriekonzepte wie konventionelle Bleibatterien erreichen einen Wirkungsgrad von ca. 80%. Die niedrigste Effizienz im Lade- und Entladevorgang weist die Umwandlung in Wasserstoff auf.

## Stand der Technik

In der Elektrolyse sind bereits ca. 35% der Energie als Umwandlungsverlust zu verzeichnen. Je nach eingesetzter Rückverstromungstechnologie erreicht der Gesamtwirkungsgrad der Umwandlung und Speicherung in Wasserstoff sowie dessen Rückwandlung in elektrische Energie Wirkungsgrade zwischen 20% und 50% [ifeu2009].

Über die Speicherdichte wird angegeben, wie viel Energie pro Volumeneinheit gespeichert werden kann. Diese Angabe lässt somit auch Rückschlüsse zum Flächenverbrauch des Speichers zu, was für die direkte Kombination von PV-Großflächenanlage und Speicher eine wesentliche Komponente ist. Die höchste Speicherdichte besitzen fortschrittliche Batteriekonzepte wie Lithium-Ionen. Die geringste Speicherdichte hingegen herrscht bei Pump- und Druckluftspeichern vor. Die Spanne zwischen den einzelnen Technologien ist enorm, so erreichen Pumpspeicherkraftwerke bei einer mittleren Fallhöhe von 360m eine Energiedichte von 1 kWh/m<sup>3</sup>. Eine Lithium Ionen Batterie kann bis zu 400 kWh/m<sup>3</sup> speichern.

Über die Zyklusfestigkeit sind Lebens- bzw. Einsatzdauer der einzelnen Speichertechnologien definiert, wobei hier die jeweilige Entladetiefe wesentlichen Einfluss besitzt. Wird für eine Bleibatterie von 1.200 Zyklen bei 80% Entladetiefe ausgegangen, leisten gängige Lithium-Ionen Batterien 2.000 Zyklen bei einer Entladetiefe von 100% [Schlick2012]. Die Entladetiefe ist hierbei zugleich als Maßstab für die Dimensionierung des Speichers anzusehen, wobei geringere Entladetiefen die benötigte Speichergröße vergrößern. Mechanische Lösungen wie Pumpspeicher oder CAES weisen eine hohe Lebensdauer auf und sind typischerweise 50 Jahre und länger in Betrieb. Auch Vertreter der elektrochemischen Speicher wie Redox Flow Batterien besitzen eine hohe Zyklusfestigkeit von jenseits 10.000 Zyklen. Gleiches trifft auf die rein elektrischen Speicher wie Caps und Supercaps zu.

Neben den direkten Speichereigenschaften ist die Skalierbarkeit von Speicherlösungen eine wesentliche Voraussetzung für den flächendeckenden Einsatz. Pump- und Druckluftspeicher besitzen minimale Installationsgrößen von etwa 100 MW. Eine beliebige Skalierung bis auf wenige MW ist hierbei technologisch nicht vorgesehen.

Speicher auf Basis von Batterien sind skalierbar, aktuelle Anwendungen lassen die Installation von 1 MW Speichern auf Lithium-Ionen Basis bereits zu. Demonstrationsanlagen belegen die hohe Skalierbarkeit von Batterielösungen in Großspeichern. Die Redox Flow Technologie bietet den einfachsten Weg der Skalierung, die sich je nach Befüllung der Tanks mit Elektrolytlösung entsprechend modellieren lässt [ICT2011].

## 4.2.2 Technologische Reife und Verfügbarkeit als Großspeichertechnologie

Als technologisch ausgereift lassen sich aus heutiger Sicht lediglich Pump- und Druckluftspeicher sowie aus dem Bereich der elektrochemischen Speicher Bleibatterien bezeichnen. Im Kontext technologischer Verfügbarkeit sind heute einzig Pumpspeicherkraftwerke als Großspeicher einsatzfähig. Dies spiegelt sich auch in den globalen Installationen wider, die zeigen, dass 99% der installierten Speicherkapazität in Pumpspeicherkraftwerken gebunden ist [BMU2007]. Wenngleich technologisch weitgehend ausgereift, sind auf globaler Ebene erst zwei Druckluftspeicherkraftwerke in Betrieb. Einige weitere Projekte zum Einsatz von Druckluftspeichern befinden sich noch in der Bauphase. Unter anderem das von einem Unternehmensverbund unter der Beteiligung von RWE geführte Projekt „Adele“ in Sachsen-Anhalt [RWE2012].

Im Fall von Pumpspeicher- und Druckluftkraftwerken ist die besondere Standortgebundenheit zu berücksichtigen. Für Pumpspeicherkraftwerke müssen geografische Voraussetzungen im Sinne von Höhenunterschieden zwischen Ober- und Unterbecken gegeben sein. Darüber hinaus stellen oberirdische Pumpspeicherkraftwerke zumeist einen starken Einschnitt in die Natur dar. Ebenso für Druckluftspeicher besteht die Notwendigkeit eines Druckbehälters zur Komprimierung der Luft. Hier können insbesondere ehemalige Salzstöcke oder Kavernenspeicher genutzt werden. In Bezug auf das Angebot an nutzbaren Speicherstätten besteht zudem noch eine Konkurrenzsituation zu Erdgas- und CO<sub>2</sub>-Speicherung. Die Standortabhängigkeit der Pump- als auch Druckluftspeichertechnologie weist somit auf eine zentralisierte Struktur hin, was dem Einsatz von dezentralen Speichern entgegenwirkt.

Wenngleich von technologischer Seite die Eignung diverser Batterietechnologien als Großspeicher umsetzbar ist, steht die Kostenbetrachtung dagegen. Redox-Flow Batterien bieten eine gute Eignung für den großtechnischen Einsatz. Da die Elektrolyttanks auch unterirdisch verbaut werden können, ist der Flächenverbrauch als relativ gering anzusehen [Sauer2006]. Die hohen Investitionskosten von ca. 2.500 €/kW verhindern jedoch in absehbarer Zeit den Einsatz als Großspeicher.

Die Natrium-Schwefel-Zelle (NaS) als prominenter Vertreter der Hochtemperatur-Akkumulatoren wird bereits seit den 1980er Jahren u.a. in Speicherkraftwerken angewendet. Die notwendigen Betriebstemperaturen von 290°C bis 390°C der NaS-Batterie bergen jedoch ein Betriebsrisiko, was in der Vergangenheit immer wieder zu Bränden geführt hat [Spiegel2011].

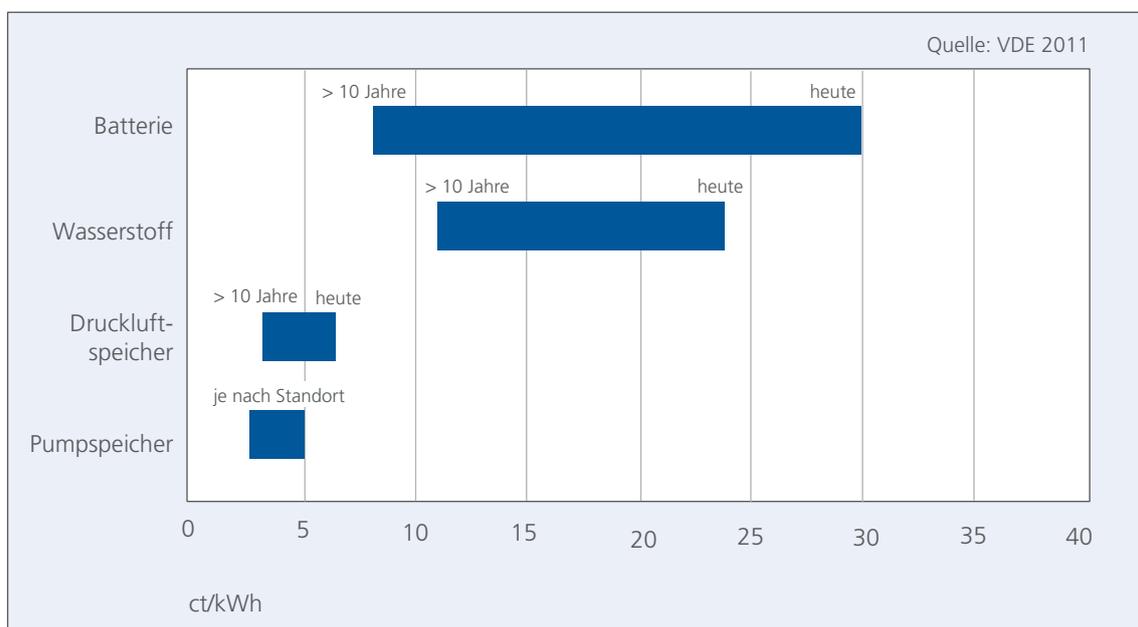
## Stand der Technik

Die Grundbedingung von Energiespeichern für mobile Anwendungen, d.h. hohe Energiedichten und geringes Gewicht besitzen für stationäre Anwendungen keine Relevanz, so dass konventionelle und fortschrittliche Batteriekonzepte wie Lithium-Ionen über die Kostenseite bewertet werden. Aufgrund des starken Nachfragedrucks im Bereich der Mobilität und der beginnenden Nachfrage zur Anwendung in Kleinanlagen sind zeitnah deutliche Preissenkungen zu erwarten. Dennoch ist auch mit dem erwarteten Preisniveau eine Anwendung als Großspeicher über Demonstrationsprojekte hinaus nicht als relevant zu betrachten.

Die Umwandlung und Speicherung in Wasserstoff greift auf die Elektrolyse zurück, deren Anwendung in industriellen Maßstäben schon seit Jahrzehnten genutzt wird. Geringere Wirkungsgrade, insbesondere bei Rückverstromung, offenbaren den allerdings noch hohen Forschungsbedarf dieser Technologie.

Die Gegenüberstellung der Speicherkosten verschiedener Technologien belegt, dass Pumpspeicher gegenwärtig die mit Abstand günstigste Speichertechnologie darstellen. Druckluftspeicher besitzen das Potential, innerhalb von mindestens 10 Jahren ähnlich niedrige Speicherkosten zu erreichen. Alle anderen Technologien wie Batterielösungen oder Wasserstoff werden prognosegemäß in vergleichbaren Zeiträumen kein vergleichbares Kostenniveau erreichen.

Abbildung 3: Kostenvergleich von Speichertechnologien



### 4.3 Best Practice

Verschiedenste Speichertechnologien werden auf globaler Ebene als Großspeicher in Demonstrationsprojekten erprobt. Die NaS Batterietechnologie wird weltweit in Pilotanlagen eingesetzt, wobei von 365 MW weltweit installiertem Speicher die größte Anlage mit 48 MW Leistung in Abu Dhabi installiert wurde. Mit einer Kapazität von 40 MWh wurde über einen Zeitraum von 10 Jahren die größte Speicheranwendung auf Basis von Bleibatterien in den USA betrieben [Doughty2010].

Die größte Anwendung von Lithium-Ionen Batterien wurde Ende 2011 im chinesischen Zhangbei installiert. 36 MWh Speicher sind hier mit 100 MW Windenergie und 40 MW Solarenergie kombiniert. Die Kosten von über 500 Millionen Dollar weisen jedoch auf den Pilotcharakter des Projektes hin [PV Magazine2012].

Am Standort Deutschland wird aktuell in einem Verbundprojekt mit dem „Lithium Elektrizitäts Speicher System (LESSY)“ ein Großspeicher auf der neuartigen Lithium-Keramik Basis gebaut. Mit diesem 2 MW Speicher soll die technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit getestet werden, um zukünftig hier einen Großspeicher bereitstellen zu können, der skalierbar auch in größeren Anwendungen einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien leisten kann [Evonik2012].

### 4.4 Das ökonomische Potential

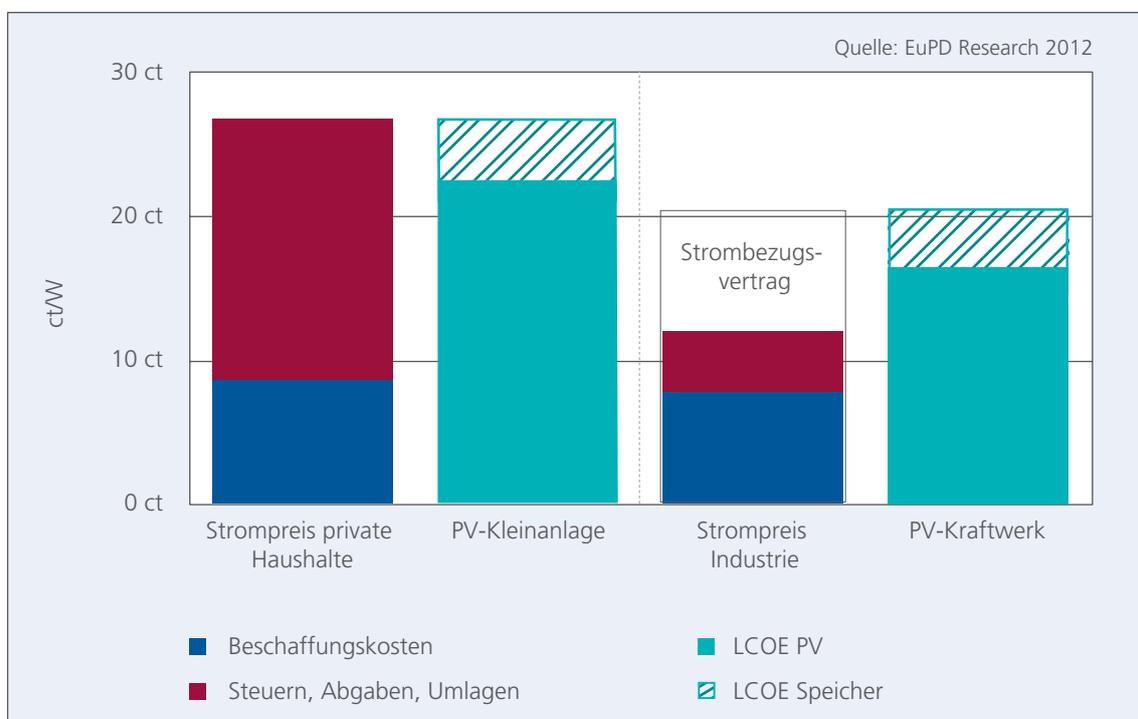
Gegenwärtig beginnt sich ein Absatzmarkt für Speicherlösungen im Segment der privaten Kleinanlagen herauszubilden. Der Einsatz des Speichers fokussiert hier die Erhöhung des Eigenverbrauchs des generierten PV-Stroms. Je mehr Strom direkt bzw. zeitversetzt durch die Zwischenspeicherung genutzt werden kann, desto weniger Strom muss aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden. Der eingesparte Strombezug wirkt somit direkt als Kostenersparnis beim Anlagenbetreiber.

Der Stromerzeugung in PV-Kraftwerken stehen kein direkter Eigenverbrauch und damit die Option der Kostenersparnis gegenüber. Das Geschäftsmodell der PV-Kraftwerke ist auf Stromerzeugung und -lieferung ausgerichtet. Entsprechend können die Speicherkosten in PV-Kraftwerken nur über einen höheren Verkaufspreis des PV-Stroms refinanziert werden. Der Speicher bietet hierbei bspw. die Option, das fluktuierende Angebot an PV-Strom zu verstetigen und somit mittellastfähigen Strom anzubieten.

## Stand der Technik

Am Beispiel Deutschlands wird in der Gegenüberstellung der Speichernutzung in privaten Kleinanlagen und PV-Kraftwerken ersichtlich, dass sich in privaten Haushalten bereits heute der Einsatz von Speichern aufgrund der hohen Strompreise für private Haushalte auszahlt. Als Kenngröße der Stromlieferung des PV-Kraftwerkes wird der Industrie-Strompreis angenommen. Die Stromerzeugung des PV-Kraftwerkes konkurriert mit der Erzeugung anderer erneuerbarer Energien wie Wind oder Biomasse und muss sich gleichzeitig an der Stromlieferung aus konventionellen Energien messen lassen. Einerseits liegen in 2012 die Stromgestehungskosten des PV-Kraftwerkes noch über dem Industrie-Strompreis. Andererseits verursacht die Anwendung von Speichern zusätzliche Kosten, die die Stromgestehungskosten des PV-Kraftwerkes zusätzlich erhöhen. Der als Vergleichswert angesetzte Strombezugsvertrag (PPA) muss somit aktuell etwa 21 ct/kWh betragen, um für PV-Kraftwerke kostendeckend zu sein.

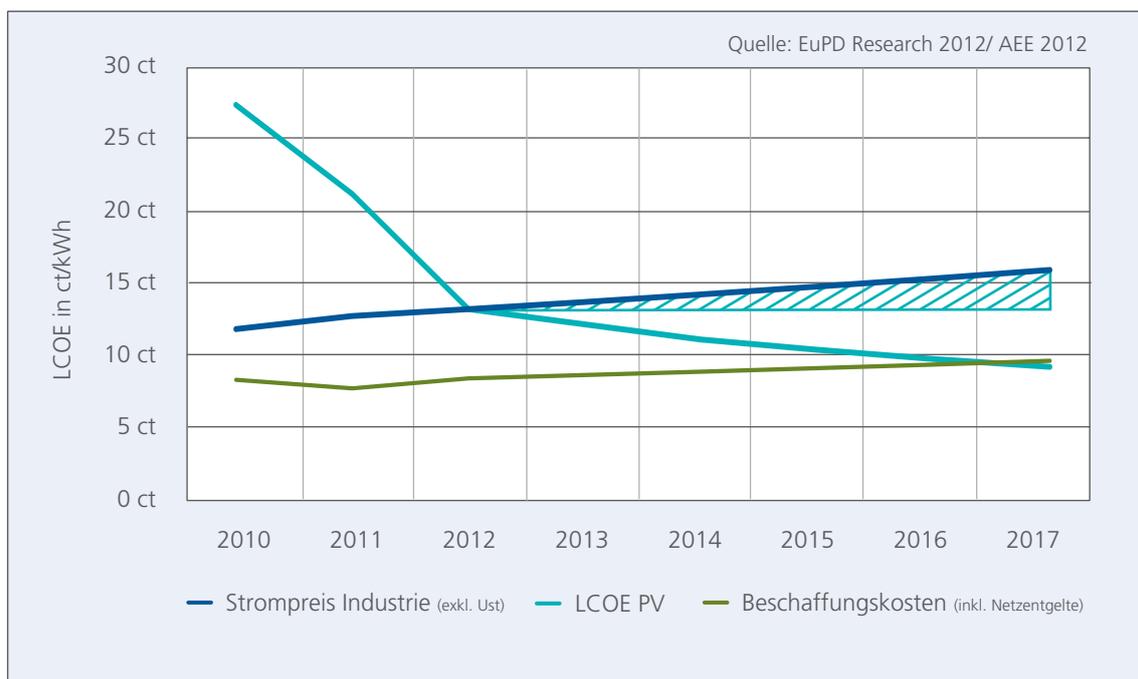
Abbildung 4: Anwendung von Speichern in Kleinanlagen und PV-Kraftwerken in Deutschland in 2012



Weiterhin sinkende Preise für PV-Anlagen und Speichertechnologien sowie der fortschreitende Anstieg der Stromkosten des Energiemixes, werden die Attraktivität des Einsatzes von Speichern zukünftig erhöhen. In Relation zum Anlagenpreis sind die Kosten des Speichers im Fall des PV-Kraftwerks jedoch überdurchschnittlich groß. Aufgrund der deutlich höheren Stromgestehungskosten bei PV-Kleinanlagen wirkt sich hier die Anwendung einer Speicherlösung weniger stark auf die Erhöhung der Gesamtkosten aus.

Die folgende Abbildung zeigt den Vergleich der Stromgestehungskosten eines PV-Kraftwerkes zu den Strompreisen der Industrie und deren Beschaffungskosten. Ab 2013 liegen die Stromgestehungskosten von PV-Kraftwerken unter dem Industrie-Strompreis. Wird dieser Strompreis als Maß für die Höhe eines Strombezugsvertrages zum Verkauf des erzeugten PV-Stroms herangezogen, bildet die grün schraffierte Fläche somit den rechnerischen Überschuss für eine Anlage im Jahr 2013. Die Stromgestehungskosten der im Jahr 2012 installierten PV-Anlage sind über den gesamten Zeitraum konstant, weshalb für diese PV-Anlage nur der Preisunterschied zwischen den Stromgestehungskosten zum Zeitpunkt der Anlageninstallation und den Industriestrompreis als rechnerischer Überschuss erzielt werden kann. Die weiter sinkenden Stromgestehungskosten wirken sich jeweils nur für die neu installierten Anlagen aus.

Abbildung 5: Netzparität für Industriestrom in Deutschland

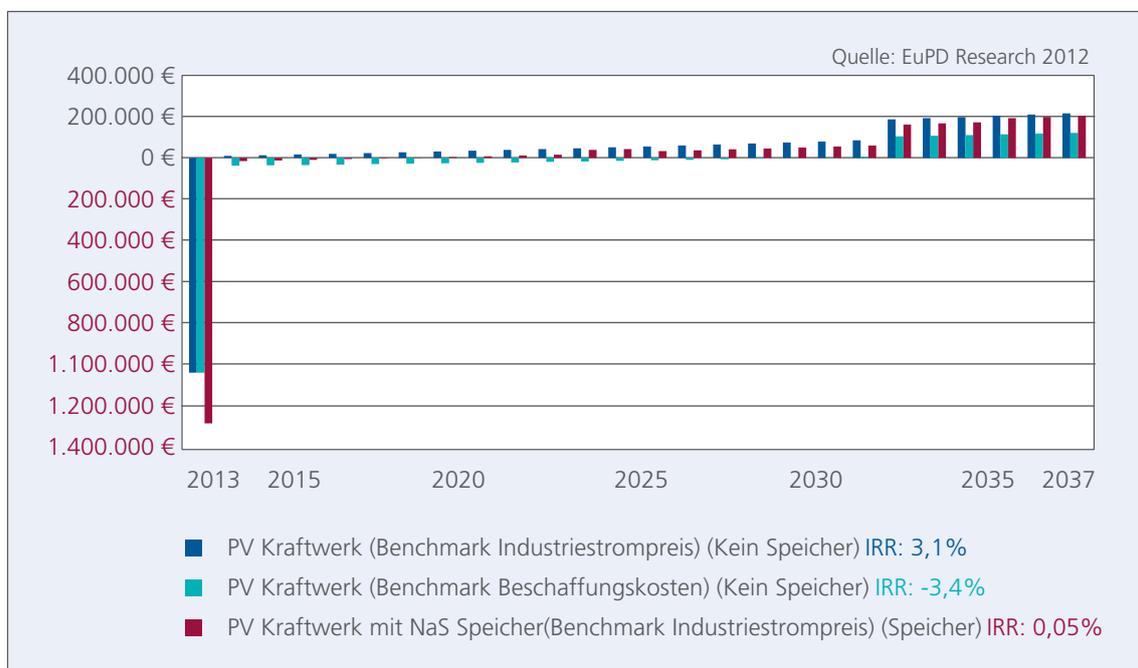


## Stand der Technik

Unter der Annahme, dass der Verkaufspreis auf jährlicher Basis angepasst wird, wächst der Abstand zwischen LCOE des PV-Kraftwerks und dem Industrie-Strompreis bis zum Ende der Betriebsdauer nach 25 Jahren auf 15,2 ct/kWh.

Das in Abbildung 6 dargestellte Rechenbeispiel eines 1 Megawatt PV-Kraftwerks mit Installationsjahr 2013 zeigt die unterschiedlichen Zahlungsströme für jeweils das gleiche PV-Kraftwerk mit unterschiedlichen Annahmen zum Stromverkauf in Höhe des Industriestrompreises (blaue Balken) oder der Beschaffungskosten des Industriestrompreises (grüne Balken). Die roten Balken stellen das gleiche Kraftwerk mit der Erweiterung um einen Speicher (0,35 MWh NaS-Batterie) dar.

Abbildung 6: Cash Flow eines 1 MW Kraftwerkes in Deutschland



Dient der Industriestrompreis als Benchmark für den Stromverkauf so wird eine positive Rendite von 3,1% erwirtschaftet (blaue Balken). Wird das PV-Kraftwerk um einen Speicher, hier eine NaS-Batterie, ergänzt, erhöht sich die Kostenbasis. Entsprechend fallen höhere Investitionskosten an, nach 12 Jahren muss ein Austausch des Speichers vorgenommen werden und im

Speichervorgang treten Verluste auf, die die Energieausbeute des Systems vermindern. Mit einem Speichervolumen von 0,35 MWh verringert sich die Rendite (Benchmark Industriestrompreis) auf 0,05% (rote Balken).

Für den Fall, dass als Benchmark für den Stromverkauf lediglich die Beschaffungskosten des Industriestrompreises herangezogen werden, sinkt die Einnahmenseite deutlich, was zur Folge hat, dass hierbei (grüne Balken) nur eine negative Rendite von minus 3,4% erzielt wird. Aus heutiger Perspektive rechnen sich Speicher damit nicht. Zudem kann die punktuelle Netzüberlastung über das Abschalten von Erzeugerkapazitäten geregelt werden – auch hier werden Speicher nicht gebraucht. Sind Speicher damit keine Geschäftsgrundlage? Aus heutiger Perspektive sicherlich nicht, allerdings macht Deutschland gerade den (notwendigen) Schritt hin zu einer umgestalteten Energieversorgung. Aus diesem Grund sollte das Potential auch nicht aus heutiger, sondern aus zukünftiger Perspektive analysiert werden. Dieser Ausblick ist aus zweierlei Gründen schwierig. Erstens ist die Entwicklung der Speicherpreise nur schwer absehbar (Abbildung 3), zweitens wird auch die Frage nach dem Preisbenchmark neu gestellt werden.

## 4.5 Die ökonomische Perspektive

Aus heutiger Sicht sind der Beschaffungsstrompreis bzw. in einem PPA Modell der Bezugsstrompreis von kommerziellen Endkunden der Richtwert an dem sich PV zu orientieren hat. Mittelfristig wird jedoch darauf hingearbeitet, dass auch Haushaltsstrompreise in einer logischen Beziehung zu den Stromgestehungskosten stehen<sup>1</sup>. Von dieser Koppelung würden wohl nicht nur Haushalte, sondern auch (dezentrale) Energieerzeuger in Form von höheren Preisen profitieren können, der dann für die Direktvermarktung erzielt wird.

Im Augenblick ist die Projektion der Wirtschaftlichkeit von Speichern ein Gedankenspiel – aber als solches hätte man vor zehn Jahren wohl auch ein Szenario mit 50% erneuerbaren Energien abgetan, das aus heutiger Sicht zumindest denkbar ist. Für das mittel- bis langfristige Potential von Speichern ist allerdings weniger die ökonomische Analyse aus heutiger Sicht ausschlaggebend, sondern die Notwendigkeit des weiteren Zubaus.

<sup>1</sup> Im Augenblick sinken die Beschaffungspreise, während der Endkundenstrompreis steigt (siehe Abbildung 2).

# 5. Speicher für PV-Großkraftwerke – das Potential



## 5.1 Speicher für solare Großkraftwerke: Im Augenblick noch Vision

Insgesamt konkurriert der Einsatz von Speichertechnologien mit der Stromerzeugung bspw. durch konventionelle Energien. Die Kombination eines solaren Großkraftwerkes mit einem Speicher verändert das Angebotsprofil des Kraftwerkes und erhöht gleichzeitig die Kostenbasis. Wenngleich der Mehrwert des Einsatzes dezentraler Speicher auf volkswirtschaftlicher Ebene durch Entlastung der Netzstrukturen nicht von der Hand zu weisen ist, verhindern aktuell hohe Kosten und notwendiger Forschungsbedarf in den Speichertechnologien deren praktische Anwendung.

Die Anbindung von solaren Großkraftwerken an bestehende oder neu zu errichtende Pumpspeicherkraftwerke bietet heute die Chance der Anbindung an diese technologisch ausgereifte, kosteneffiziente Speichertechnologie. Die Anforderungen des Strommarktes in Deutschland zeigen, dass der Verkauf über die Strombörse unter Ausnutzung von tageszeitlichen Schwankungen oder das Vorhalten von Reserveleistung Einkünfte erbringt, die mit minimalen Speicherkosten, d.h. in der Größenordnung von 1-2 ct/kWh, verbunden sind. Bei einer durchschnittlichen Preisdifferenz von 3 ct/kWh zwischen Nachtstrom und Spitzenpreis am Tag lassen sich moderne Pump- und Druckluftspeicher heute wirtschaftlich betreiben [KfW2011]. Diese Preisdifferenz stellt zugleich die aktuelle Referenzgröße für den Einsatz von Großspeicherlösungen in Deutschland dar.

Der Haken ist allerdings, dass Pumpspeicherkraftwerke nicht zu einer Dezentralisierung des Strommarktes führen werden. Setzt man ausschließlich auf zentrale Speicher, wird sich die Struktur des Strommarktes nicht ändern können. Die Frage, inwiefern ein Markt in der aktuellen Struktur mit wenigen dominierenden Playern zu sinkenden Preisen führen kann, ist nicht abschließend zu beantworten. Es soll an dieser Stelle ausreichen, diese Frage in den Raum zu stellen.

## 5.2 Speicher für solare Großkraftwerke: Die Umsetzung der Vision

Auf Basis der bestehenden Fakten und unter Berücksichtigung der aktuellen Machbarkeit, erscheinen Pumpspeicherkraftwerke der einzig gangbare Weg zu sein. Das Festhalten an bzw. der Ausbau dieser Technologie ist jedoch Status quo-orientiert: Pumpspeicher mögen machbar sein, sie sind aber – anders als die Energiewende an sich – nicht visionär.

Das Thema Speicher für erneuerbare Energien war bisher weitestgehend im Bereich Forschung und Entwicklung zu verorten. Eine kommerzielle Anwendung ist erst in der Entstehung und vor diesem Hintergrund kann es auch nicht überraschen, dass noch keine kommerziellen Lösungen am Markt sind, was jedoch nicht bedeutet, dass diese nicht entstehen.

## Das Potential

Aktuell wird an der Universität des Saarlandes an der Weiterentwicklung von Luft-Zink Batterien gearbeitet. Vorteile werden im höheren Energieeffizienzgrad der Batterien sowie in der Verfügbarkeit der Rohstoffe gesehen. Im Augenblick steckt die Technologie noch in der Entwicklung, allerdings könnte diese Entwicklung durch entsprechende Investitionen einen Schub bekommen. Das Gemeinschaftsprojekt verschiedener Hochschulen und Unternehmen wird mit 2,4 Millionen Euro gefördert.

Im Vergleich zu Luft-Zink Batterien sind Druckluftspeicher einen Schritt weiter und haben die Labore verlassen, allerdings werden hier bis dato – vor allem auf Grund thermischer Verluste – nicht die notwendigen Wirkungsgrade erreicht. Grundsätzlich wird bei Komprimierung von Gasen Wärme freigesetzt<sup>2</sup> und im Falle von Druckluftspeichern steht diese entweichende Wärmeenergie nicht mehr als elektrische Energie zur Verfügung. Technisch ist die Speicherung via Druckluft ein diabatischer Prozess: die Verdichtungswärme geht hier verloren. Gelingt es allerdings, diese Verdichtungswärme zu nutzen – man spricht dann von einem adiabatischen Prozess – kann der Wirkungsgrad entsprechend erhöht werden. Prominentestes Beispiel ist der bereits angesprochene Speicher ADELE. Der Nachteil<sup>3</sup> von ADELE – und anderen adiabatischen Anwendungen – ist allerdings die Standortabhängigkeit und damit der zentrale Anwendungscharakter.

Eine andere Möglichkeit thermische Verluste zu vermeiden und damit den Wirkungsgrad zu erhöhen sind isothermische Anwendungen. Diese zielen darauf ab, Temperaturschwankungen in der Kompressions- bzw. Expansionsphase zu vermeiden. Hier hat das amerikanische Unternehmen SustainX ein Pilotprojekt in der ersten Jahreshälfte 2013 angekündigt. Das Projekt wird voraussichtlich auf 2 MW dimensioniert sein. Die Anwendung ist skalierbar und kann damit auf die Größe der PV-Anlage abgestimmt werden. Herzstück des Speichers ist die Kurbelwelle eines MAN Schiffsmotors. In der Speicherphase wird diese Kurbelwelle über einen Elektromotor (wie er in Windturbinen verwendet wird) angetrieben und in den Zylindern wird die Luft komprimiert. Die Kühlung findet über Wasserdampf statt. In der Expansionsphase findet der umgekehrte Vorgang statt und das Aggregat wird über die Kurbelwelle betrieben. Die Speicherung der komprimierten Luft erfolgt in Rohrleitungen.

<sup>2</sup> Diese Wärmeentwicklung im Alltag sichtbar, bspw. beim Aufpumpen eines Reifens. Hier erwärmen sich Luftpumpe und Ventil. Wenn man so möchte ist dies ein Wirkungsgradverlust.

<sup>3</sup> Inwiefern Standortabhängigkeit und ein zentraler Charakter ein Nachteil sind, hängt natürlich von der subjektiven Sicht des Betreibers ab.

Der Ansatz ist deshalb bemerkenswert, weil SustainX etablierte Komponenten verwendet. Das Rad wird hier nicht neu erfunden, sondern neu zusammengesetzt. Bis 2016 werden Speicherkosten von 3,8 Cent angepeilt. Mit Blick auf die direkten Speicherkosten wird ADELE damit die günstigere der beiden Optionen sein. Allerdings werden solche zentralen Speicher kaum dazu beitragen können, Netze an neuralgischen Punkten zu entlasten. Regionale Flexibilität und die Skalierbarkeit sind neben den Speicherkosten eine wesentliche Anforderung und sobald Speicherkosten im Bereich von 4 ct/kWh erreicht werden sind solche Systeme attraktiv. Diese ‚neuen‘ Speicher sind einerseits der fehlende Baustein hin zu einer dezentralen Energieversorgung, andererseits entsteht erst jetzt eine Anwendungsmöglichkeit für diese ‚neuen‘ Speicher. Unternehmen wie SustainX stehen aktuell vor der Herausforderung den proof of concept zu erbringen und sobald dies gelingt, werden hier Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle entstehen.

### 5.3 Speicher für solare Großkraftwerke: Neue Geschäftsmodelle

Mit Blick auf die künftigen Geschäftsmodelle stellt sich die Frage, ob Speicher und Erzeugerkapazität eine geschlossene Einheit oder Speicher ins Netz integriert sein werden und damit „Überschussstrom“ aus verschiedenen Erzeugerkapazitäten aufnehmen. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht die Entflechtung von Netzen und Erzeugern vor. Aktuell gelten Speicher als Erzeugerkapazitäten, weshalb diese nicht direkt durch den Netzbetreiber betrieben werden können.<sup>4</sup> Die aktuelle Gesetzeslage spricht deshalb eher für die geschlossene Einheit zwischen Erzeugerkapazität und Speicher. Kurz- bis mittelfristig ist diese Kopplung auch durchaus wahrscheinlich, da die Infrastruktur für die intelligente Integration regionaler Speicher noch fehlt. Je stärker die Einspeisevergütung sinkt und je höher die Differenzkosten zwischen Vergütung und Strombezugspreis sind, desto attraktiver wird es für den Anlagenbetreiber den produzierten Strom zu speichern. Das Geschäftsmodell des Anlagenbetreibers wird um die Komponente Stromverkauf erweitert.

Langfristig scheint die direkte Koppelung eines Erzeugers mit genau einer Speichereinheit – wie etwa bei der privaten Aufdachanlage – wenig sinnvoll und eine Fragmentierung des Netzes in viele voneinander losgelöste Einheiten aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht effizient. Dies widerspricht jedoch nicht der Entwicklung hin zu regionalen Speichereinheiten, allerdings werden diese regionalen Speicher netzseitig eingesetzt. Anders als bei Kleinanlagen werden Speicher und Netz damit eine logische Einheit bilden, auch wenn das rechtliche Zusammenspiel noch zu klären ist.

<sup>4</sup> Hierzu: § 6 des Energiewirtschaftsgesetz ([http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg\\_2005/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf))

## Das Potential

Erzeugerkapazitäten werden auf diese Einheit abgestimmt und mit Blick auf die Steuerung werden Erzeuger und Netz miteinander kommunizieren. Dennoch wird es eine logische Trennung zwischen Erzeugerkapazitäten auf der einen und Netz und Speicher auf der anderen Seite geben – zumindest langfristig.

Langfristig bestehen damit zwei Möglichkeiten für das Betreiben der Erzeugerkapazitäten. Denkbar ist, dass der (regionale) Netzbetreiber - bzw. ein assoziiertes Unternehmen - die Erzeugerkapazitäten (also das PV-Kraftwerk) betreibt. Die zweite Möglichkeit besteht darin, dass der Netzbetreiber einen Strombezugsvertrag mit dem Betreiber der PV-Anlage abschließt und den Strom zu einem vorab ausgehandelten Preis bezieht. In beiden Fällen gilt es die Kapazität von Erzeugerkapazitäten und den regionalen Verbrauch aufeinander abzustimmen.

Die zweite Möglichkeit bedeutet für den Netzbetreiber grundsätzlich weniger Kapitalbedarf und Risiko. Vor dem Hintergrund einer Entflechtung im Sinne des Energieversorgungsgesetzes gibt es für den Netzbetreiber damit wenige Gründe, die für ein Betreiben der Anlage sprechen. Im Vergleich zur EEG-Anlage wird sich für den Betreiber das Geschäftsmodell nicht wesentlich verändern. Der „einzige“ Unterschied: Die Vergütung wird nicht durch das EEG definiert, sondern zwischen Anlagen- und Netzbetreiber ausgehandelt. Damit werden Speicher das Geschäftsmodell der Direktvermarktung außerhalb des EEG fördern, da regionale Versorgungsunternehmen dann aus Sicht des Anlagenbetreibers als neue Kunden erschlossen werden können.<sup>5</sup> Da die Photovoltaik im Vergleich zur Windkraft regional flexibler einsetzbar ist, wird die Verfügbarkeit von Speichern den Markt für PV-Großanlagen beflügeln. Das Geschäftsmodell für die Anlagenbetreiber bleibt weitestgehend bestehen.

<sup>5</sup> Mehr zum Direktvermarktungsmodell in der Studie „Zukunft der Freifläche in Deutschland“ S. 25 ff.



# 6. Verzeichnisse



## Literaturverzeichnis

50HERTZ TRANSMISSION GMBH/ AMPRION GMBH/ TRANSNETBW GMBH/ TENNET TSO GMBH  
<https://www.regelleistung.net/ip/>

BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT: Zukunftsmarkt  
Elektrische Energiespeicherung  
<http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3448.pdf>

BUNDESNETZAGENTUR: Versorgungsqualität SAIDI-Wert 2010  
[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWert-Strom2010/SAIDIWertStrom2010\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWert-Strom2010/SAIDIWertStrom2010_node.html)

DOUGHTY, DANIEL H. et. al: Batteries for large-scale stationary electrical energy storage.  
[www.electrochem.org/dl/interface/fal/fal10/fal10\\_p049-053.pdf](http://www.electrochem.org/dl/interface/fal/fal10/fal10_p049-053.pdf)

EUROPEAN ENERGY EXCHANGE: Stundenkontrakte  
[www.eex.com/de/Marktdaten](http://www.eex.com/de/Marktdaten)

EUPD RESEARCH: Die Zukunft des PV-Freiflächensegments in Deutschland. Eine Potenzialanalyse bis 2017  
<http://www.wattner.de/fileadmin/download/2012-03%20Wattner%20-%20Studie%20EuPD%20Research%20-%20Die%20Zukunft%20des%20PV-Freiflaechensegments%20in%20Deutschland%20bis%202017.pdf>

EVONIK: LESSY – Lithium Elektrizitäts Speicher System  
[www.lessy.eu](http://www.lessy.eu)

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR CHEMISCHE TECHNOLOGIE: „Redox-Flow-Batterie“  
[http://www.ict.fraunhofer.de/content/dam/ict/de/documents/broschueren/ae\\_redox\\_flow\\_batterie.pdf](http://www.ict.fraunhofer.de/content/dam/ict/de/documents/broschueren/ae_redox_flow_batterie.pdf)

INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG GMBH: Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien: Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive  
[http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ifeu\\_kurzstudie\\_elektromobilitaet\\_wasserstoff.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ifeu_kurzstudie_elektromobilitaet_wasserstoff.pdf)

KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU: Stromspeicher – Einsatzbedingungen und Entwicklungsstand, KfW-Research Standpunkt Nr. 12, September 2011  
[http://www.kfw.de/kfw/de/III/Download\\_Center/Fachthemen/Research/PDF-Dokumente\\_Standpunkt/Standpunkt\\_Nr.\\_12\\_LF.pdf](http://www.kfw.de/kfw/de/III/Download_Center/Fachthemen/Research/PDF-Dokumente_Standpunkt/Standpunkt_Nr._12_LF.pdf)

# Verzeichnisse

---

PRICE, ANTHONY: Geschäftsmodelle für elektrische Energiespeicher innerhalb eines regulativen Rahmens im Stromsektor

<http://www.swanbarton.com/downloads.html>

PV MAGAZINE: China launches large battery energy storage station

[http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/china-launches-large-battery-energy-storage-station\\_100005371/#axzz2CmBmnNSC](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/china-launches-large-battery-energy-storage-station_100005371/#axzz2CmBmnNSC)

RWE POWER AG: ADELE – Der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätserzeugung

<http://www.rwe.com/web/cms/de/365478/rwe/innovation/projekte-technologien/energiespeicher/projekt-adele/>

SAUER, DIRK U.: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromversorgung

[http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA-4\\_06\\_Sauer\\_Optionen\\_Speicher\\_layout.pdf](http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA-4_06_Sauer_Optionen_Speicher_layout.pdf)

SCHLICK, THOMAS ET. AL: Zukunftsfeld Energiespeicher – Marktpotenziale standardisierter Lithium-Ionen-Batteriesysteme

[http://www.rolandberger.com/media/pdf/Roland\\_Berger\\_Zukunftsfeld\\_Energiespeicher\\_20120912.pdf](http://www.rolandberger.com/media/pdf/Roland_Berger_Zukunftsfeld_Energiespeicher_20120912.pdf)

SPIEGEL ONLINE: Wasserkraft soll verpuffenden Strom speichern, 18.11. 2011

<http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/energie-verluste-wasserkraft-soll-verpuffenden-strom-speichern-a-798495.html>

STATISTISCHES BUNDESAMT: Daten zur Energiepreisentwicklung – Lange Reihen von Januar 2000 bis September 2012

(<https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html;jsessionid=CD1DE31D56AF415A61379306F219FD76.cae4>)

STADLER: Förderung, alte Märkte und neue Marktmodelle für Energiespeicher

[http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Symposium/Stadler\\_Speichersymposium\\_2012.pdf](http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Symposium/Stadler_Speichersymposium_2012.pdf)

## Abkürzungsverzeichnis

AKW	Atomkraftwerk
CAES	Compressed air energy storage (Druckluftspeicher)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunde
IRR	internal rate of return (Rendite nach der internen-Zinsfuß Methode)
kW	Kilowatt
LCOE	Levelized cost of electricity (Stromgestehungskosten)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NaS	Natrium-Schwefel
NiCd	Nickel-Cadmium
NiMH	Nickel-Metallhydrid
PPA	Power purchase agreement (Stromlieferabkommen)
PV	Photovoltaik
SMES	Superconducting magnetic energy storage (supraleitende Magnetspeicher)
TWh	Terrawattstunde

# Verzeichnisse

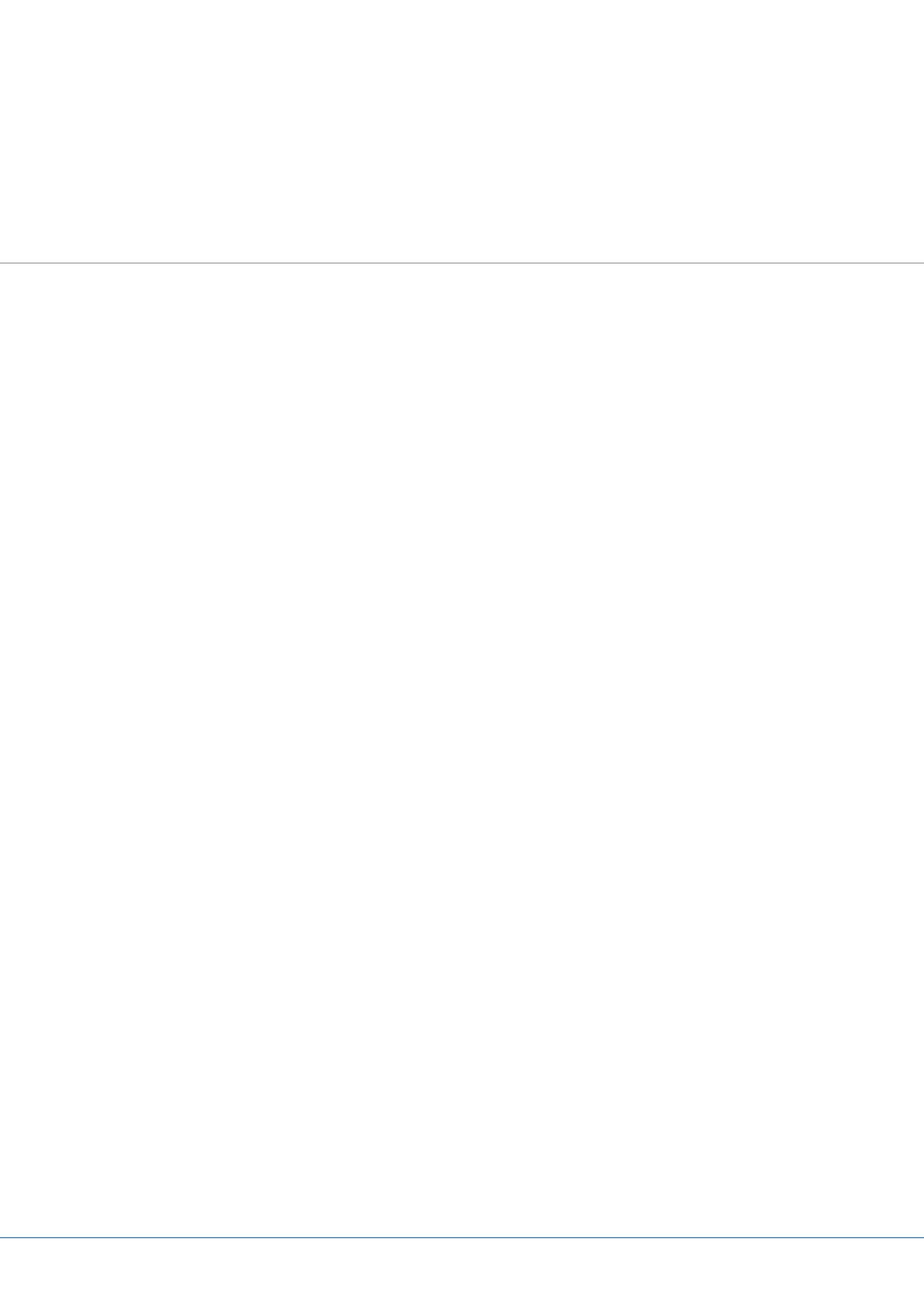
## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Strompreise in Deutschland	11
Abbildung 2: Teuerungsraten unterschiedlicher Energieträger	13
Abbildung 3: Kostenvergleich von Speichertechnologien	22
Abbildung 4: Anwendung von Speichern in Kleinanlagen und PV-Kraftwerken in Deutschland in 2012	24
Abbildung 5: Netzparität für Industriestrom in Deutschland	25
Abbildung 6: Cash Flow eines 1 MW Kraftwerkes in Deutschland	26

## Bildverzeichnis\*

fotolia.de   Solar energy panels against sunny sky – fisheye shot © vencav	Cover
fotolia.de   Solar panels in the Mojave Desert. © andreiorlov	S. 4
fotolia.de   Field and sky © Galyna Andrushko	S. 6
fotolia.de   Solarkraftwerk 02 © Kaubo	S. 10
fotolia.de   Solaranlagen © ChaotiC_PhotographY	S. 18
fotolia.de   Green planet - Earth © wajan	S. 28
fotolia.de   Solarkraftwerk 02 © Kaubo	S. 34

\* Die Rechte an den Bildern in dieser Studie liegen bei den oben genannten Fotografen. Eine Verwendung des Bildmaterials außerhalb dieser Publikation ist nicht gestattet





**EuPD Research**

| International Solar

**EuPD Research**

Adenauerallee 134 | 53113 Bonn | Telephone +49 (0) 228-971 43-0 | Fax +49 (0) 228-971 43-11  
welcome@eupd-research.com | www.eupd-research.com