



Finanzmärkte und Klimawandel

Herausgegeben von
Dirk Schiereck und Paschen von Flotow

Anette von Ahsen
Robert Fraunhofer
Dirk Schiereck
(Hrsg.)

Wellenbrecher auf dem Weg zur Energiewende?

Zur Attraktivität von Energiespeicherung,
nachhaltiger Erzeugung und Verbrauchersteuerung

3

Wellenbrecher auf dem Weg zur Energiewende?

Finanzmärkte und Klimawandel

Herausgegeben von
Dirk Schiereck und Paschen von Flotow

Band 3

Anette von Ahsen
Robert Fraunhoffer
Dirk Schiereck
(Hrsg.)

Wellenbrecher auf dem Weg zur Energiewende?

Zur Attraktivität von Energiespeicherung,
nachhaltiger Erzeugung und Verbrauchersteuerung

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Umschlaggestaltung und Lichtbildwerk:
© Olaf Glöckler, Atelier Platen, Friedberg

Gedruckt auf alterungsbeständigem,
säurefreiem Papier.

ISSN 2190-3069
ISBN 978-3-631-64397-6 (Print)
E-ISBN 978-3-653-03500-1 (E-Book)
DOI 10.3726/978-3-653-03500-1

© Peter Lang GmbH
Internationaler Verlag der Wissenschaften
Frankfurt am Main 2013
Alle Rechte vorbehalten.

PL Academic Research ist ein Imprint der Peter Lang GmbH.

Peter Lang – Frankfurt am Main · Bern · Bruxelles · New York ·
Oxford · Warszawa · Wien

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

www.peterlang.de

Vorwort

Die „Energiewende“ hat inzwischen auch unübersetzt Eingang in den englischen Wortschatz gefunden und damit ein deutsches Projekt in den Blickpunkt der Welt gerückt. Dieser Exporterfolg steht allerdings einem erheblichen Spannungsverhältnis zu den Mühen der konkreten technischen und wirtschaftlichen „Hausaufgaben“ im Rahmen Umsetzung im Ursprungsland gegenüber.

So vermeldete im letzten Jahr die halbstaatliche Deutsche Energie-Agentur (Dena), dass auch im Jahr 2050 effiziente fossile Kraftwerke 60% der gesicherten Leistung zur Energieversorgung in Deutschland beitragen müssen, um die Versorgungssicherheit zu garantieren, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Dagegen können bei guten Wettervoraussetzungen erneuerbare Energien dann über 80 Prozent der benötigten Energie bereitstellen. Dieses Auseinanderfallen der Anteile erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch und an der gesicherten Leistung illustriert, wie bedeutsam Flexibilität im Energieverbrauch, Ressourceneinsparungen und intelligente Verbrauchssteuerungen sind.

Die Hoffnungen beruhen daher neben Energiespeichertechnologien auch auf der dezentralisierten Stromversorgung und intelligent gesteuerten Netzen, sogenannten Smart Grids. Ihr Beitrag kann mitentscheidend für die tatsächliche Umsetzung der politischen Energieziele im Markt sein. Inwieweit die Erwartungen in diese Bereiche des Energieverbrauchs und der Energieversorgung und ihrer Steuerung angesichts ihrer ökonomischen Erfolgspotentiale realistisch erscheinen, wurde erstaunlicherweise bislang nur wenig analysiert. Vor diesem Hintergrund sind die im vorliegenden Herausgeberband zusammengefassten Untersuchungen als ein Beitrag zur Analyse der betriebswirtschaftlichen Perspektive im Dienste eines Dialoges zwischen der Finanzwirtschaft und der Realwirtschaft sowie einer breiteren gesellschaftlichen Debatte einzuordnen.

Der Herausgeberband ist Teil des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Projekts „CFI - Climate Change, Financial Markets and Innovation“ (vgl. www.cfi21.org). Im Rahmen dieses CFI-Projekts arbeiten das Sustainable Business Institute (SBI) und das Fachgebiet Unternehmensfinanzierung der TU Darmstadt an neuen wissenschaftlichen Erkenntnissen über den Einsatz bekannter Finanzierungs- und Versicherungsformen für den Bereich der erneuerbaren Energien sowie an der Entwicklung entsprechender neuer, innovativer Konzepte. Der ganz überwiegende Teil der nachfolgenden Beiträge wurde mit finanzieller Unterstützung des BMBF und mit inhaltlicher Begleitung aller oben genannter Partner verfasst.

Allen Autoren und Mitarbeitern, die zum Gelingen und zur zeitnahen Veröffentlichung des Buches beigetragen haben, sowie den Mitgliedern des „Finanz-Forum: Klimawandel“ als Beirat des CFI-Projektes sei an dieser Stelle herzlichst gedankt. Ein besonderer Dank gilt dem Peter Lang Verlag für die Aufnahme des Bandes in sein Verlagsprogramm.

Darmstadt im Frühjahr 2013,

Anette von Ahsen Robert Fraunhoffer Dirk Schiereck Paschen von Flotow

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	v
--------------	---

Optimierung der Verbraucherknotten und finanzwirtschaftliche

Herausforderungen der Energiewende	1
---	----------

Verfasser: Dirk Schiereck

1. Das Pressebild zur Energiewende	2
2. Der erhoffte Beitrag der folgenden Beiträge	4
3. Literaturverzeichnis	6

Wirtschaftlichkeitsanalysen für Plus-Energie-Häuser und dezentrale

Energiespeicher mit Hilfe des Life Cycle Costing	7
---	----------

Verfasser: Anette von Ahsen

1. Einleitung	8
2. Plus-Energie-Häuser und die Rolle dezentraler Energiespeicher in Plus-Energie-Häusern	9
3. Life Cycle Costing für dezentrale Energiespeicher	12
4. Life Cycle Costing für Plus-Energie-Häuser	16
5. Erweiterung der Lebenszyklusbetrachtung um ökologische Aspekte	20
6. Fazit und Ausblick	23
7. Literaturverzeichnis	25

Der deutsche Privatkundenmarkt für Smart-Grid-Anwendungen: Status

Quo und Potentiale	31
---------------------------------	-----------

Verfasser: Anna Hinrichsen und Dimitri Likholat

1. Einleitung	32
2. Status Quo	32
3. Die Wertschöpfungskette des Strommarktes	36
4. Potenziale von Smart Metern aus Sicht der Energieversorger.....	39
5. Potenziale von Smart Metern aus Sicht der Endverbraucher.....	52
6. Fazit	60
7. Literaturverzeichnis.....	63

**Demand Response in Deutschland: Das wirtschaftliche und praktische
Potential einer flexiblen Stromnachfrage 67**

Verfasser: Johannes Wagner, Bernhard Pfirrmann und Günther Schermer

1. Einleitung	68
2. Potential von Demand Response in Deutschland.....	69
3. Empirische Untersuchung des Potentials von Demand Response	87
4. Fazit	101
5. Literaturverzeichnis.....	103

Zur Attraktivität der Energiegewinnung aus Abwasser 109

Verfasser: Martin Steiner

1. Einleitung	110
2. Die Technik der Abwasserwärmenutzung	111
3. Rechtliche Grundlagen zur Abwasserwärmenutzung	117
4. Investitionsanalyse	123
5. Fazit und Ausblick.....	140

6. Literaturverzeichnis	143
-------------------------------	-----

Effizienzperspektiven aus der Rekommunalisierung der deutschen

Energieversorgung	147
--------------------------------	------------

Verfasser: Philipp Meyer-Gohde und Dirk Schiereck

1. Einleitung	148
2. Öffentliche Daseinsvorsorge, Konzessionsvergaben und Rekommunalisierung.....	149
3. Die Elektrizitätsversorgung in Deutschland und die Anreizregulierung der Netzbetreiber	151
4. Verfahren zur Kaufpreisfindung	153
5. Die Beispiele der Gemeindewerke Umkirch und Stadtwerke Landsberg..	156
6. Kosten von kommunalen Netzbetreibern	158
7. Die Kostenstruktur von kommunalen Netzbetreibern.....	161
8. Zusammenfassung und Ausblick	164
9. Literaturverzeichnis	166

Wertschöpfungspotentiale des Smart Grid aus Konzernsicht..... 169

Verfasser: Robert Fraunhofer und Steffen Peine

1. Einleitung	170
2. Grundlagen	171
3. Wertschöpfungspotentiale	177
4. Marktanalyse aus Konzernsicht.....	185
5. Herausforderungen	190

6. Fazit und Ausblick.....	197
7. Literaturverzeichnis.....	200

Cost Effectiveness Analysis of a Hybrid Photovoltaic Diesel Generator ...203

Verfasser: Christian Babl und Kai-Christian Deecke

1. Introduction	204
2. Objective.....	204
3. Hybrid System Design.....	205
4. Methodology.....	206
5. General Data.....	210
6. Case Study	216
7. Conclusion.....	223
8. References	225

Optimierung der Verbrauchernoten und finanzwirtschaftliche Herausforderungen der Energiewende

Dirk Schiereck

1. Das Pressebild zur Energiewende

Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) schätzt die Kosten für eine weltweite Vollversorgung durch erneuerbare Energien bis 2050 auf gigantische 68.000 Mrd. Euro (vgl. Stoltenberg 2012). Der Anteil, der davon auf Effizienztechnologien entfallen soll, wird stark wachsen und im Jahr 2050 einen Anteil von über einem Drittel ausmachen, in absoluten Größen dann allein jährlich über 1.000 Mrd. Euro. Doch die „Post-Fukushima-Euphorie“ als Start in eine globale Wende zur Energieerzeugung mit Hilfe von erneuerbaren Energien und einem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie ist zunehmend einer Ernüchterung gewichen. In Deutschland ist die Diskussion um die Umsetzung einer Energiewende zweifellos weiter fortgeschritten als in den allermeisten anderen Ländern, und die Bereitschaft, sich auf diese vorbildlose Transformation einzulassen, ist insgesamt immer noch sehr groß. Aber die Begeisterung verfliegt auch hierzulande mit den Verzögerungen im Netzausbau und mit der Diskussion über Kosten und Berichte über Schwierigkeiten und Verlierer bei der Energiewende.

Für die Sicherung der Grundlast setzen die Industrienationen Mitteleuropas weiter auf traditionelle Energieträger. So beschloss im letzten Sommer die belgische Regierung, aus Mangel an alternativen Energiequellen eines der ältesten Atomkraftwerke des Landes zehn Jahre länger im Betrieb zu belassen (vgl. o.V. 2012a). Parallel vermeldete die halbstaatliche Deutsche Energie-Agentur (Dena), dass auch im Jahr 2050 effiziente fossile Kraftwerke 60% der gesicherten Leistung stellen müssen, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint (vgl. o.V. 2012b). Entsprechend listet Tenbrock (2012) neun große im Bau befindliche und zehn im Planungsstadium stehende Kohlekraftwerke auf, und Bundesumweltminister Peter Altmeier lobt bei der Inbetriebnahme der neuen Blöcke BoA 2&3 des Braunkohlekraftwerks in Neurath diese traditionelle Energieform, weil mit dem Start der beiden Blöcke Altanlagen vom Netz gehen, so dass der jährliche CO₂-Ausstoß sich um 6 Mio. Tonnen reduziert (vgl. Heitker 2012). Die neuen Kraftwerksblöcke zeichnen sich zudem durch hohe Produktionsflexibilität aus. Innerhalb von 15 Minuten können sie ihre Leistung um 500 MW variieren. Braunkohle ist gerade auch bei den derzeitigen Preisen für Emissionszertifikate die günstigste Form der fossilen Energieerzeugung und nimmt bspw. im Energiemix der RWE AG mit über 36% den größten Anteil ein.

Die bevorzugte Einspeisung der erneuerbaren Energien führt dazu, dass bspw. im ersten Halbjahr 2012 die deutschen Großkraftwerke nicht einmal zu 50% ausgelastet waren und damit ihre Fixkosten kaum decken konnten. Insbesondere Gaskraftwerke gehen aus Rentabilitätsgründen vom Netz, Planungen für

Neubauten werden aufgegeben oder nur durch die verstärkte staatliche Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung attraktiv (vgl. Gericke und Heitker 2012; o.V. 2012c; o.V. 2012d). Aber auch neue Steinkohlekraftwerke können derzeit nicht wirtschaftlich betrieben werden, wie etwa das Stadtwerkebündnis Trianel beklagt (vgl. o.V. 2013a). Diese Kostenstruktur und die damit einhergehenden erodierenden Gewinnmargen gefährden die weitere Transformation der Energiewirtschaft in Deutschland, denn auch im Jahr 2030 sollen nach einer Studie der Dena zwar 80% des gesamten Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien kommen, aber nur 24% der gesicherten Leistung stellen. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit kann deshalb die konventionelle Kraftwerksleistung nur um 14% reduziert werden (o.V. 2012b). Zudem stellen sich saisonale Herausforderungen bei etwaiger verringerter Sonneneinstrahlung oder Windverfügbarkeit, wodurch kurzfristige Differenzen in der Stromversorgung durch erneuerbaren Energien ausgeglichen werden müssen (Scheven & Hoffmann 2013).

Das Auseinanderfallen der Anteile erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch und an der gesicherten Leistung illustriert eindrucksvoll, wie bedeutsam Flexibilität im Energieverbrauch, Ressourceneinsparungen und intelligente Verbrauchssteuerungen sein können. Dazu zählen zum einen Energiespeichertechnologien, die laut der Dena-Studie immerhin 9% der gesicherten Leistung beisteuern können, aber zum zweiten ruhen die Hoffnungen auch auf der dezentralisierten Stromversorgung und den intelligent gesteuerten Netzen, den Smart Grids (vgl. Asendorpf 2012). Klaus Dietrich stellte im November 2012 dazu treffend fest, dass die Machbarkeit der Energiewende nicht nur eine Frage des Übergangs von Kohle- und Atomkraftwerken zu erneuerbaren Energien sei. Vielmehr hänge auch viel davon ab, inwieweit es gelingt, Effizienzpotentiale zu realisieren, indem Gebäude und Betriebsstätten als „Verbraucherknoten“ genutzt werden. Sie sollen künftig nicht nur weniger Energie effizienter verbrauchen, sondern auch erzeugen, wodurch das Energieversorgungssystem der Zukunft dezentral und intelligent wird. Vor knapp zwei Jahren feierte Ulli Gericke (2011a) diesen Umbau der Energiewirtschaft noch als Demokratisierung der Stromproduktion und setzte große Hoffnungen auf Smart Grids zur Glättung der Verbrauchsspitzen, wenn flexible Stromverbraucher wie Waschmaschinen gegebenenfalls ausgeschaltet würden. Zudem postuliert er, dass viele kleine Erzeuger allgemein anerkannt und gewünscht seien und eine „demokratische Energieerzeugung“ die große Chance biete, dass sich die abwendenden Bürger wieder für ihr Gemeinwesen engagieren (Gericke 2011b).

Doch auch im Bereich der Effizienztechnologien und mit Blick auf die „Demokratisierung“ der Energieversorgung werden Erwartungen geweckt, die kaum kurzfristig zu halten sind. So prägen die Schlagworte Smart Grid, Re-kommunalisierung, dezentrale Energiespeicher und Energie-Plus-Häuser zwar

aktuell die Diskussion in der Tagespresse, aber technologisch denkbare und ökonomisch vorteilhafte Lösungen liegen vielfach recht weit auseinander. Der vorliegende Herausgeberband folgt der Diskussion und gibt einen Überblick zum Stand der praktischen Umsetzung, den noch offenen Herausforderungen in der Finanzierung und den Grenzen beim gegenwärtigen Stand der Technik.

2. Der erhoffte Beitrag der folgenden Beiträge

Die Effizienzpotentiale in den „Verbrauchsknoten“ und Speichertechnologien sollen bis 2030 immerhin 9% der gesicherten Energie in Deutschland beisteuern. Energiespeicher und Verbrauchsglättung senken zwar nicht den Energieverbrauch, bieten aber der Produktion geringere Nachfrageschwankungen, sorgen damit für ökonomisch attraktivere Perspektiven in der fossilen Stromerzeugung und schaffen dadurch privatwirtschaftlich bessere Investitionsbedingungen für den traditionellen Kraftwerksneubau. Die Erneuerung des Kraftwerkbestands trägt dann nicht nur zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes im Vergleich zu Altanlagen bei, sondern auch zur Abmilderung des absehbaren langfristigen Strompreisanstiegs. Dementsprechend sind Fortschritte im Bereich der Energiespeicher, der Nutzung bislang vernachlässigter, (grundlastgeeigneter) erneuerbarer Energiequellen und der Steuerung des Energieverbrauchs bedeutsame Bausteine in der Umsetzung der Energiewende, von denen nachfolgend einige ausgewählte hinsichtlich ihres zu erwartenden Ergebnisbeitrags diskutiert werden. Darüber hinaus vollzieht sich in der deutschen Energiewirtschaft ein Trend hin zu einer dezentralen Eigentumsstruktur, geleitet vom Schlagwort der Rekommunalisierung. Der Frage, ob dieser vom politischen Demokratieverständnis getriebene Trend in der Strombereitstellung auch ökonomisch einen positiven Beitrag zum Erfolg der Energiewende beisteuern kann, wie es auf der Nachfrager- und Verbraucherseite abzusehen ist, wird hier ebenfalls nachgegangen.

Um zu verdeutlichen, wo das gegebene institutionelle Umfeld heute bereits attraktive Marktlösungen auf der Anbieterseite bereitstellt, bleibt die Perspektive der Analysen in den nachfolgenden Beiträgen weitestgehend auf dominante betriebswirtschaftliche Fragestellungen fokussiert. Die Dokumentation der ökonomischen Vorteilhaftigkeit einzelwirtschaftlicher Angebote wird somit als hinreichend guter Indikator angesehen, um eine Umsetzung im gesamtwirtschaftlich wünschenswerten Umfang in Aussicht zu stellen. Diese bewusste Reduktion auf betriebswirtschaftlich ausgerichtete Fragestellungen trägt der Idee Rechnung, vorrangig privatwirtschaftlich agierenden Akteuren Denkanstöße zur Weiterentwicklung der Energiewende zu liefern, die heute schon kurzfristig und konkret umgesetzt werden können bzw. aus Sicht der Verfasser auch Irrwege aufzeigen, denen besser keine unangemessene Beachtung zuteil werden sollte.

Zwar wird damit Abstand davon genommen, Empfehlungen an staatliche Akteure abzuleiten. Allerdings ist hier ein gesamtwirtschaftlich nicht unbedeutender und vor allem auch politisch relevanter Effekt zu bedenken. Wenn durch geglättete Verbrauchsstrukturen Investitionen in konventionelle Kraftwerke attraktiver werden, sollte auch das Drängen der großen Energieversorger nach einer Subventionierung der Kapazitätsbereitstellung und damit der Ruf nach weiteren staatlichen Eingriffen in den Energiemarkt kleiner werden.

In die gleiche Richtungweisend, zielen alle hier aufgezeigten Ansätze mit der Reduktion der insgesamt verbrauchten Energiemenge, der Substitution von aus fossilen Brennstoffen gewonnener Energie durch Energie aus erneuerbaren Quellen und der Glättung des Stromverbrauchs über den Tag auch auf das kritisch diskutierte Thema der Übertragungsnetzstabilität, für das bspw. Schmidthaler et al. (2012) volkswirtschaftliche Kosten bestimmen, wenn denn diese Stabilität nicht gegeben ist und es zu Stromausfällen kommt.

In der Konsequenz bedeutet die privatwirtschaftliche Fokussierung auch, dass in diesem Band die Frage der Optimierung staatlicher Fördermaßnahmen, wie sie bspw. allgemein Hübner et al. (2012) und spezifisch Vorholz (2013) zuletzt mit der Frage nach der Sinnhaftigkeit einer finanziellen Förderung von dezentralen Energiespeichern aufgeworfen haben, nicht aufgegriffen wird. Auch eine Grundsatzdiskussion über die generelle Sinnhaftigkeit der von einer breiten Mehrheit der Bevölkerung getragenen Energiewende wird nachfolgend nicht geführt. Vielmehr stellt sich die Frage, ob der gut dokumentierte Wunsch in der deutschen Wählerschaft nach einer Neuaufstellung des Umgangs mit Energie auf der Erzeuger- wie auch auf der Verbraucherseite bereits heute auf dezentraler Ebene mit kleinen, individuell ökonomisch attraktiven Produkten und Prozessen begleitet werden kann, um die fortschreitende Energiewende weiter voranzutreiben.

3. Literaturverzeichnis

- Asendorpf, Dirk (2012): Mit schlauer Power, in: Die Zeit, 16.08.2012, S. 31.
- Dietrich, Klaus (2012): Ressourcen schonen und Kunden begeistern, in: Börsen-Zeitung, 09.11.2012, S. 8.
- Gericke, Ulli (2011a): Umbau der Energiewirtschaft, in: Börsen-Zeitung, 19.04.2011, S. 8.
- Gericke, Ulli (2011b): Energiewende wagen, in: Börsen-Zeitung, 31.05.2011, S. 8.
- Gericke, Ulli, Heitker, Andreas (2012): Neue Kraftwerke lohnen sich in Deutschland nicht mehr, in: Börsen-Zeitung, 01.05.2012, S. 8.
- Heitker, Andreas (2012): Braunkohle, mon amour! in: Börsen-Zeitung, 16.08.2012.
- Hübner, Malte, Schmidt, Christoph M., Weigert, Benjamin (2012): Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13, S. 286-307.
- o.V. (2012a): Belgien lässt Atomkraftwerk länger am Netz, in: Börsen-Zeitung, 05.07.2012, S. 13.
- o.V. (2012b): Fossile Kraftwerke bleiben Rückgrat der Stromversorgung, in: Börsen-Zeitung, 23.08.2012.
- o.V. (2012c): Gaskraftwerke von Eon sollen vom Netz, in: Börsen-Zeitung, 15.05.2012, S. 13.
- o.V. (2012d): Rheinenergie investiert halbe Milliarde in Gaskraftwerk, in: Börsen-Zeitung, 21.06.2012.
- Scheven, Alexander von & Hoffmann, Arnaud (2013): Die Kurz der Dezentralität, in: η green, 15, S. 14-17.
- Schmidthaler, Michael, Reichl, Johannes, Schneider, Friedrich (2012): Der volkswirtschaftliche Verlust durch Stromausfälle: Eine empirische Analyse für Haushalte, Unternehmen und den öffentlichen Sektor, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 13, S. 308-336.
- Vorholz, Fritz (2013): Dunkle Sonne: Vor der Wahl macht die Bundesregierung der Solarbranche ein Millionengeschenk – zulasten der Verbraucher, in: Zeit Online, 26.01.2013.

Wirtschaftlichkeitsanalysen für Plus-Energie-Häuser und dezentrale Energiespeicher mit Hilfe des Life Cycle Costing

Anette von Ahsen

1. Einleitung

Der Primärenergieverbrauch privater Haushalte in Deutschland ist zwar deutlich rückläufig, dennoch betrug er im Jahr 2010 gut ein Drittel des gesamten Primärenergieverbrauchs und damit fast die Hälfte des Verbrauchs sämtlicher Produktionsbereiche zusammen.¹ Wenn die Energiewende gelingen soll, besteht daher ein wichtiger Ansatzpunkt in der Weiterentwicklung so genannter Plus-Energie-Häuser, die mehr Energie generieren, als ihre Bewohner verbrauchen.² Ermöglicht wird dies insbesondere durch energieeffizientes Bauen sowie durch die Nutzung erneuerbarer Energien.

Eine ausschließliche Fokussierung auf die Energieeffizienz von Gebäuden greift jedoch zu kurz, wenn es nicht bei einzelnen Pilotprojekten bleiben soll, sondern das Ziel darin besteht, eine so weite Verbreitung solcher Häuser zu erreichen, dass ein wirklicher Beitrag zur Energiewende geleistet wird. Vielmehr müssen dann auch die wirtschaftlichen Aspekte berücksichtigt werden. Dies gilt sowohl für das gesamte Gebäude als auch für die verschiedenen Komponenten: „Die zentrale Herausforderung für die Entwicklung von ‚Plusenergiehauskonzepten‘, die Aussicht auf eine dominierende Marktstellung haben, ist somit eine ökonomische, denn eine Erschließung des Neubaumarktes mit Plusenergiehäusern kann nur erfolgreich sein, wenn diese wettbewerbsfähig sind, ohne dass entstehende Kosten in den allgemeinen Versorgungsbereich ausgelagert werden.“³

Aufgrund der langen Lebensdauer von Häusern sind dabei nicht nur ihre Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten zu berücksichtigen. In die Überlegungen einbezogen werden müssen sämtliche Kosten, die in den verschiedenen Phasen des Lebenszyklus eines solchen Hauses anfallen. Ein Ansatz, der dies ermöglicht, ist das Life Cycle Costing.

Der vorliegende Beitrag diskutiert Ansätze, Chancen und Probleme des Life Cycle Costing sowohl für dezentrale Energiespeicher als auch für Plus-Energie-Häuser insgesamt. Dabei wird zunächst kurz einerseits auf Plus-Energie-Häuser und andererseits die Rolle dezentraler Energiespeicher innerhalb solcher Konzepte eingegangen und es werden die Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten von Wirtschaftlichkeitsanalysen in diesem Zusammenhang aufgezeigt (Abschnitt 2). Der dritte Abschnitt geht dann ausführlicher auf den Ansatz des

1 Vgl. Statistisches Bundesamt (2013).

2 Das Fraunhofer-Institut für Bauphysik (2011, S. 6) verwendet in diesem Zusammenhang den Begriff Effizienzhäuser-Plus, weist aber darauf hin, dass häufig auch von Plus-Energie-Häusern gesprochen wird.

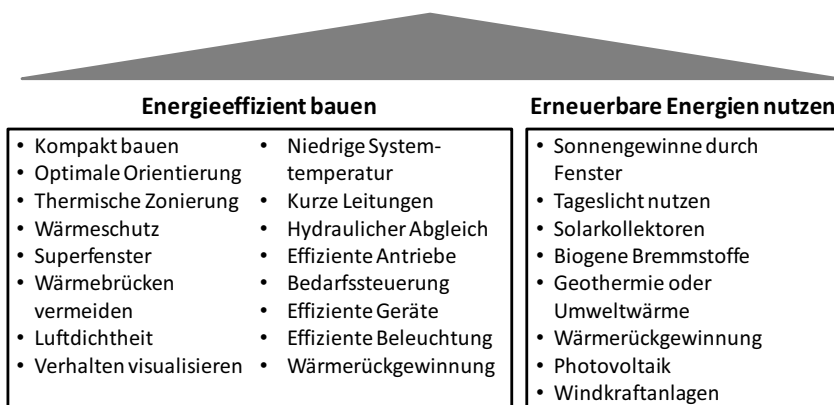
3 Lüking/Hauser (2012), S. 1 f.

Life Cycle Costing für dezentrale Energiespeicher ein. Im vierten Abschnitt wird der Fokus auf das gesamte Plus-Energie-Haus ausgeweitet, bevor die lebenszyklusbezogene Bewertung noch um eine ökologische Analyse ergänzt wird (Abschnitt 5). Der Beitrag schließt mit einem kurzen Fazit.

2. Plus-Energie-Häuser und die Rolle dezentraler Energiespeicher in Plus-Energie-Häusern

Plus-Energie-Häuser erzeugen mehr Energie, als ihre Bewohner verbrauchen. Um dies zu ermöglichen, sind insbesondere drei Ansatzpunkte relevant: die Nutzung erneuerbarer Energien, das energieeffiziente Bauen und die Senkung des Energiebedarfs durch Haushaltsprozesse, wie Abbildung 1 verdeutlicht.

Abbildung 1: Die energetischen Säulen eines Plus-Energie-Hauses (Quelle: Fraunhofer-Institut für Bauphysik (2011), S. 8)



Inzwischen existiert in Deutschland eine Reihe von Plus-Energie-Häusern,⁴ die teilweise recht unterschiedlich ausgestaltet sind: „Das Effizienzhaus-Plus ist nicht an eine bestimmte Technologie gebunden, sondern es kann vielfältig durch eine intelligente Kombination von energieeffizienten Bautechnologien und erneuerbaren Energiegewinnsystemen realisiert werden. Dadurch stellt es einen

4 Vgl. zu einer Übersicht Bundesministerium für Verkehr, Städtebau und Stadtentwicklung (2013).

technologieoffenen Ansatz dar.“⁵ Dies bedeutet auch, dass im Hinblick auf die verschiedenen Elemente Analysen erforderlich sind, mit denen die Vorteilhaftigkeit alternativer Ausgestaltungen beurteilt werden kann.

Wie Abbildung 1 bereits verdeutlicht, besteht ein wichtiges Merkmal von Plus-Energie-Häusern in der Nutzung regenerativer Energie, die entweder am Haus selbst oder in seiner direkten Nähe in der Regel mittels Photovoltaik-, in manchen Fällen zum Beispiel auch mittels Kleinwindanlagen produziert wird. Allerdings besteht hierbei das Problem, dass die Energieerzeugung häufig nicht mit dem Energiebedarf zusammenfällt:

- Regenerative Energie weist in der Regel eine hohe Volatilität auf. Der Wind weht unregelmäßig, die Sonne wird zeitweise von Wolken verdeckt usw.
- Der Energieverbrauch fällt ebenfalls ungleichmäßig an. Es besteht zwar die Möglichkeit, Anreize für Privathaushalte zu schaffen, um hier Einfluss zu nehmen. Dennoch wird eine wirkliche „Steuerung“ der Verbräuche kaum möglich sein und ist voraussichtlich von den Betroffenen auch zukünftig nicht erwünscht⁶.

Um hier einen Ausgleich zu schaffen, sind Plus-Energie-Häuser an das elektrische Versorgungsnetz angeschlossen; dadurch wird der Teil des Energiebedarfs, der nicht (zum Zeitpunkt, zu dem die Energie benötigt wird) selbst gedeckt werden kann, bedient. In der Jahresbilanz wird der aus dem Netz bezogene Strom durch Einspeisungen in das Netz (in Zeiten, in denen zum Beispiel die Photovoltaik mehr Energie produziert als benötigt wird) überkompensiert.⁷

In einigen Konzepten für Plus-Energie-Häuser wird überschüssig produzierter Strom, der nicht unmittelbar verbraucht werden kann, für den späteren Verbrauch gespeichert: Mittels dezentraler Energiespeicher kann eine Lastverschiebung zwischen den verschiedenen Einspeise- und Verbrauchszeiten erreicht werden.⁸ Diesem Aspekt kommt mit einer zunehmenden Verbreitung des Einsatzes volatiler regenerativer Energieträger eine große Bedeutung zu: Diese kann dazu führen, dass zu bestimmten – zum Beispiel sehr sonnenintensiven – Zeiten so viel überschüssige Energie in die Netze eingespeist wird, dass es zu Überlastungen der Leitungen und Transformatoren kommt. Hier können Energiespeicher einen wichtigen ausgleichenden Beitrag leisten. Darüber hinaus wird die Speicherung und spätere eigene Nutzung von Energie in Plus-Energie-

5 Fraunhofer-Institut für Bauphysik (2011), S. 4.

6 Vgl. aber zu entsprechenden Überlegungen hierzu die Beiträge von Hinrichsen und Likholat sowie Wagner et al. in diesem Buch.

7 Vgl. Lüking/Hauser (2012), S. 9.

8 Vgl. Kleinmaier (2009), S. 174-181; Kanngiesser et al. (2011).

Häusern im Zusammenhang mit der so genannten Netzparität von Photovoltaikstrom im Hinblick auf den Haushaltskundenstrompreis deutlich interessanter.⁹

In welchem Umfang Energie maximal gespeichert werden kann, hängt unter anderem von der maximal verfügbaren Energiemenge eines Speichers, aber auch von Wandlungs- und Standby-Verlusten ab, die bei verschiedenen Speicherarten sehr unterschiedlich ausgeprägt sein können. Bisher kommen in Plus-Energie-Häusern am ehesten Batterien als Energiespeicher zum Einsatz. Deren Vorteil besteht insbesondere in der ausgereiften Technologie, als Nachteile werden dagegen zum Beispiel eine niedrige Leistungsdichte und die Tatsache, dass die Batterie im entladenen Zustand nicht lagerfähig ist, betrachtet; bei Blei-Säure-Batterien kommt es zum Beispiel zu einer irreversiblen Sulfatbildung an den beiden Elektroden.¹⁰

Diskutiert werden in diesem Zusammenhang neben elektrochemischen Speichern zum Beispiel auch kinetische Energiespeicher (auch als Schwungmassenspeicher bezeichnet),¹¹ deren Kapazität und Leistung grundsätzlich vergleichbar ausgelegt werden kann. Kinetische Energiespeicher sind seit langem zum Beispiel bei Dampfmaschinen und Verbrennungsmotoren bekannt. Sie werden zur Speicherung elektrischer Energie im Bereich von unterbrechungsfreien Stromversorgungen eingesetzt; verschiedene Anwendungen beispielsweise als Rekuperationsspeicher bei Hafenkränen, U- und Straßenbahnen oder zur zentralen Netzstabilisierung im großen Maßstab sind hauptsächlich in den USA in der Erprobung.¹²

Die Entscheidung für einen Energiespeicher wird häufig in besonderem Maße von seinen Anschaffungskosten beeinflusst. Gerade bei technischen Produkten sollten jedoch auch die Folgekosten, die erst in der Betriebs- oder Entsorgungsphase anfallen, berücksichtigt werden, da sie in manchen Fällen einen beachtlichen Teil der gesamten Produktlebenszykluskosten ausmachen können. Darüber hinaus sind die Kosten des Energiespeichers seinem Nutzen gegenüberzustellen. Hierunter fallen insbesondere die vermiedenen Kosten des Bezugs von Strom und die Vergütung des in das Stromnetz eingespeisten Stroms, die durch die Nutzung des Speichers ermöglicht werden.

Ein Instrument für eine solche umfassende Analyse ist das Life Cycle Costing (LCC), auf das in den folgenden Abschnitten näher eingegangen wird.

9 Vgl. Hollinger et al. (2013).

10 Vgl. Rummich (2009), S. 154 f.

11 Vgl. Schaede et al. (2011).

12 Vgl. z. B. Werfel (2009); Vycon Energy (2009); Beacon Power Corporation (2009); Arseneaux (2010).

3. Life Cycle Costing für dezentrale Energiespeicher

Mit dem Life Cycle Costing werden einem Produkt sämtliche Kosten und Erlöse, die im Verlauf seines gesamten Produktlebenszyklus anfallen, zugeordnet.¹³ Entsprechende Modellanalysen ermöglichen dabei auch Transparenz im Hinblick auf die Interdependenzen zwischen den Kosten und Erlösen, die in den verschiedenen Phasen anfallen. Auf dieser Basis besteht dann die Möglichkeit, unterschiedliche Handlungsalternativen zu bewerten: So können häufig durch Investitionen in bestimmte (hochwertige) Einsatzmaterialien, die zu höheren Anschaffungspreisen führen, die Instandhaltungs- und Reparaturkosten in der Betriebsphase oder auch die Verwertungskosten verringert werden. Letztlich geht es darum, ein Gesamtoptimum über sämtliche Phasen des Produktlebenszyklus hinweg zu erreichen.¹⁴

Im Folgenden wird exemplarisch diskutiert, inwieweit das Life Cycle Costing angewandt werden kann, um die Kosten zu ermitteln, die einerseits für Batterien und andererseits für kinetische Energiespeicher im Rahmen von Plus-Energie-Häusern anfallen. Dabei werden die Produktlebenszyklusphasen der Anschaffung des Speichers, seiner Nutzung und der Verwertung bzw. Entsorgung unterschieden. Sämtliche Zahlungsströme werden auf den Zeitpunkt der Anschaffung diskontiert, um so die zeitlichen Unterschiede ihres Anfalls über die gesamte Projektlaufzeit zu berücksichtigen.¹⁵

Der Vergleich der Lebenszykluskosten dieser beiden Alternativen zeigt auch einen weiteren Vorteil des Life Cycle Costing: Es kann die ökonomische Vorteilhaftigkeit von Produkten mit sehr unterschiedlichen Kostenstrukturen verglichen werden. So führen kinetische Energiespeicher im Vergleich zu herkömmlichen Blei-Säure-Batterien zu wesentlich höheren Anschaffungskosten – zugleich kann jedoch von einer durchschnittlichen Lebensdauer von etwa 20 Jahren ausgegangen werden, während diese bei Blei-Säure-Batterien lediglich wenige Jahre beträgt.

13 Vgl. auch zu Folgendem Dunk (2012).

14 Vgl. Chel et al. (2008); Mueller (2009).

15 Das im Folgenden skizzierte Life Cycle Costing für einerseits zwei alternative Konzepte für Schwungmassenspeicher und andererseits eine herkömmliche Blei-Säure-Batterie für ein exemplarisches Plus-Energie-Haus erfolgte in einem Kooperationsprojekt zwischen dem Institut für Mechatronische Systeme im Maschinenbau (IMS) und dem Fachgebiet Rechnungswesen, Controlling und Wirtschaftsprüfung (RCW) der Technischen Universität Darmstadt. Vgl. ausführlich Ahsen et al. (2011).

Von zentraler Bedeutung ist im Life Cycle Costing die Frage, welche Informationen über die Zahlungsströme aus welchen Quellen für die Analysen herangezogen werden können. Die Prognose der Zahlungsströme stellt in der Regel die schwierigste Aufgabe im gesamten Prozess des Life Cycle Costing dar; dies gilt natürlich immer dann in besonderem Maße, wenn es sich um innovative Produkte handelt.

Ein methodischer Ansatz, um dieses Problem zu adressieren, besteht darin, die Produktstruktur herunter zu brechen und die Kosten für die verschiedenen Module jeweils separat zu bestimmen, um dann im Anschluss die Ergebnisse zusammen zu führen.¹⁶ Dies ermöglicht es häufig, einen Teil der Kosten mit größerer Sicherheit zu bestimmen, weil bereits mehr Erfahrungswerte vorliegen oder auch bereits einige Module am Markt erhältlich sind. Bei kinetischen Energiespeichern sind zum Beispiel die Gehäuse, Lager, Frequenzumrichter und Vakuumpumpen standardisierte Teile, deren Preise aus anderen Anwendungsfeldern bekannt sind. Problematisch ist dagegen die Ermittlung der Kosten für den Motor und das aktive Magnetlager: Hier handelt es sich hier um Sonderanfertigungen für das jeweilige Einsatzgebiet (in diesem Fall also das Plus-Energie-Haus mit seiner jeweiligen Auslegung im Hinblick auf Größe, Lage, energetisches Konzept etc.), die eine detaillierte Auslegung erfordern.¹⁷

Für solche innovativen Module können die Kosten insbesondere mittels zweier Ansätze ermittelt werden:¹⁸ Erstens kann die Kostenschätzung mittels der *Analogiemethode* erfolgen. Diese erfordert es, die Kosten eines Moduls oder Produktes auf Basis der (bekannten) Kosten ähnlicher oder analoger Module oder Produkte zu ermitteln. Dies ist dann möglich, wenn eine entsprechende Korrelation zwischen den Merkmalen des innovativen und des bekannten Produkts besteht. Durch eine technische Analyse der Ähnlichkeiten und Unterschiede zwischen beiden Systemen können dann die Kosten des bekannten Produktes „angepasst“ werden. Diese Anpassungen basieren somit auf Unterschieden von Kostentreibern, wie der Größe, Leistung, Technologie oder Komplexität der Produkte: “The cost estimator should identify the important cost drivers, determine how the old item relates to the new item and decide how each cost driver affects the overall costs.”¹⁹ Bezüglich kinetischer Energiespeicher stellen insbesondere die Anforderungen an die Kapazität und Leistung solche Kostentreiber dar.²⁰

16 Vgl. Dunk (2012).

17 Vgl. Schaede et al. (2013a).

18 Vgl. Leonard (2009); DIN EN 60300-3-3 (2005).

19 Leonard (2009), S. 108.

20 Vgl. Mauch et al. (2009).