

tigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitstudie 2010“. BMU, FKZ 03MAP146. Bonn; [http://www.fvee.de/fileadmin/politik/bmu\\_leitstudie2010.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/politik/bmu_leitstudie2010.pdf) (download 3.12.15)

*Pape, C.; Arbach, S.; Gerlach A.-K. et al.*, 2013: Entwicklung der Windenergie in Deutschland. Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen. Kurzstudie. Berlin

*Perrin, M.; Lemaire, E.; Bourien, Y.M. et al.*, 2015: Requirements for Test Procedures (WP IV). In: Doetsch, C.; Droste-Franke, B.; Mulder, G. et al. (Hg.): Electric Energy Storage – Future Energy Storage Demand. Final Report to International Energy Agency (IEA), ECES26. Paris

*Preiss, P.; Friedrich, R; Klotz, V.*, 2008: Report on the Procedure and Data to Generate Averaged/Aggregated Data and Respective Data Sheets. Deliverable 1.1 RS3a, IP NEEDS, project no. 502687, Sixth Framework Programme. Brüssel

*Schlesinger, M.; Hofer, P.; Kemmler, A. et al.*, 2010: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Prognos AG, EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturfor-schung mbH (GWS). Basel et al.

*Steger, U.; Achterberg, W.; Blok, K. et al.*, 2002: Nachhaltige Entwicklung und Innovation im Energiebereich. Wissenschaftsethik und Technikfolgenbeurteilung Bd. 18. Berlin/Heidelberg

## Kontakt

Dr.-Ing. Dipl.-Phys. Bert Droste-Franke  
EA European Academy of Technology and  
Innovation Assessment GmbH  
Wilhelmstraße 56, 53474 Bad Neuenahr-Ahrweiler  
Tel.: +49 (0) 26 41 973-324  
E-Mail: [bert.droste-franke@ea-aw.de](mailto:bert.droste-franke@ea-aw.de)



## Speicher im Stromsystem der Energiewende

Eine Flexibilitätsoption im Wettbewerb

von **Christoph Brunner und Bernhard Heyder, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe**

**Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien muss auch mehr für den Ausgleich der wetterabhängigen Erzeugung aus Wind und Sonne im Stromsystem getan werden. Um den steigenden Anteil schwankender Erzeugung zu integrieren, kommen unter anderem Speicher infrage. Aber auch Maßnahmen auf der Erzeugungs- und auf der Nachfrageseite sowie der regionale Ausgleich über das Stromnetz selbst können zu einer weiteren Flexibilisierung des Energiesystems beitragen. Welche Kombination dieser Flexibilitätsoptionen sich durchsetzt, hängt von ihren Kosten, dem energiewirtschaftlichen Rahmen, aber auch von den Bedürfnissen der Kunden ab. Der Artikel skizziert, wie ein kosteneffizientes Zusammenspiel von Flexibilitätsoptionen auch ohne genaue Kenntnis ihrer zukünftigen Entwicklung möglich wird. Eine Schlüsselrolle spielt dabei die kontinuierliche Weiterentwicklung des Strommarktdesigns. Der Energiemarkt in seiner heutigen Form ermöglicht bereits in umfangreichem Maße den effizienten Einsatz bestehender Flexibilitätsoptionen. Am Beispiel von Batterien ist jedoch zu sehen, dass Preissignale des Marktes bei einigen Akteuren teilweise von weiteren Umlagen und Entgelten überlagert werden, sodass der Einsatz dieser Flexibilitätsoption derzeit unwirtschaftlich ist. Dies ist eine Erkenntnis, die auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in seinem kürzlich veröffentlichten Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ aufgegriffen hat und das in ersten Ansätzen aufzeigt, wie zukünftig weitere Flexibilitäten erschlossen werden sollen.**

*Due to the development of renewable technologies it is also necessary to do more for the balancing of the weather-dependent production from wind and sun in the electricity grid. Storage units are a way to integrate the gradually growing*

*use of fluctuating production. But also measures on the supply and demand side as well as the regional compensation through the electricity grid can contribute to an increased flexibility of the energy system. Which combination of these flexibility options will prevail depends on the costs, the energy-economic frame as well as the needs of consumers. Our contribution outlines how a cost efficient interplay of flexibility options is possible without exactly knowing their future development. A key role hereby is the continuous development of the design of the electricity market. In its current form, the energy market already enables the extensive use of existing flexibility options. Yet, as the example of batteries shows, price signals of the market are partly overlain by allocations and fees, making the use of this flexibility option uneconomic at the moment. This insight is also shared by the Federal Ministry of Economic Affairs and Energy, which just published the white paper "An electricity market for Germany's energy transition" showing first approaches how to develop future flexibilities.*

## 1 Energiewende braucht Flexibilität

Das Stromversorgungssystem in Deutschland war lange Zeit gekennzeichnet durch große Kraftwerke, die nahe der gewachsenen Verbrauchszentren errichtet wurden. Ein Schwerpunkt bestand dabei im industriellen Westen und Süden des Landes. Entsprechend wurde das Stromnetz so konzipiert, dass die Energie über das Übertragungs- und Verteilnetz bis zum Kunden transportiert werden konnte. Heute haben der technologische Fortschritt und Klimaschutzbedürfnisse zu einer großräumigen Verteilung der Erzeugung mit erheblicher Dezentralisierung der Leistungen geführt. Auch das Einspeiseverhalten hat sich geändert. Bisher folgten die Kraftwerke mit ihrer Erzeugung dem Verbrauch der Kunden, weil im Stromsystem aus physikalischen Gründen zu jedem Zeitpunkt genau so viel Energie erzeugt werden muss, wie verbraucht wird. Je mehr die erneuerbare Erzeugung konventionelle Kraftwerke zur Lastdeckung ablöst, umso mehr schwankt neben dem Verbrauch in Zukunft auch die Erzeugung. Große Teile der Erzeugung folgen bereits heute dem Verlauf von Sonne und Wind. Damit

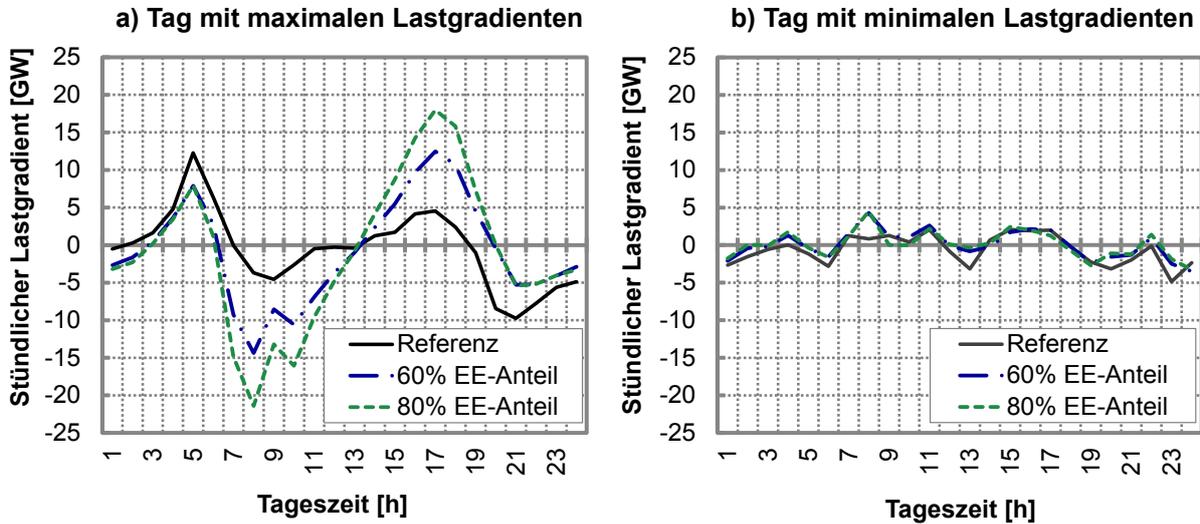
das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch bei zunehmender wetterabhängiger Erzeugung auch zukünftig gesichert ist, muss das Energiesystem deutlich flexibler werden.

Systemflexibilität definiert die Internationale Energieagentur (IEA) als die allgemeine Fähigkeit, auf Schwankungen von Erzeugung und Nachfrage reagieren zu können (IEA 2011, S. 35). Um diese Fähigkeit im Folgenden genauer zu charakterisieren, eignet sich der Begriff der Residuallast. Dieser bezeichnet die verbleibende Nachfragelast, die nach Abzug der Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vom restlichen Erzeugungspark noch zu decken ist (BMW 2015a, S. 13). Die Residuallast war in der Vergangenheit durchweg positiv. Heute gibt es in sonnen- und windreichen Stunden bereits regionale Überangebote aus erneuerbarem Strom und somit kommt es auch vereinzelt zu Situationen mit negativer Residuallast, d. h. zu einer Überspeisung des Verbrauchs. In Zukunft wird sich dieser Effekt verstärken. Müller und Brunner (2015, S. 6) haben beispielhaft in drei Szenarien mit unterschiedlichen Anteilen von erneuerbaren Energien (EE) an der Stromerzeugung gezeigt, dass der stündliche Lastgradient mit steigenden EE-Anteilen deutlich wächst, wie der Vergleich der Tage mit maximalen Lastgradienten in Abbildung 1a verdeutlicht.

Brunner und Müller (2015, S. 55f.) legen zudem dar, dass nicht nur die maximale positive und negative Residuallast von Bedeutung ist, sondern auch die zeitliche Verteilung ihrer Schwankungen. Wie Abbildung 2 exemplarisch verdeutlicht, leiten sie aus der vielfältigen Kombination von ständig wechselnder Nachfrage und wetterabhängiger Erzeugung vier verschiedene Flexibilitätsbedarfe ab. In Abhängigkeit des Verlaufs der Residuallast ergibt sich eine Unterteilung in Zeiten mit negativer oder positiver Residuallast, je nachdem ob ein momentanes EE-Überangebot oder ein EE-Defizit vorherrscht. Zum anderen ist eine Differenzierung bezüglich der zeitlichen Änderung der Residuallast in Phasen mit steigenden bzw. fallenden Lastgradienten möglich.

Der in Zukunft erforderliche Flexibilitätsbedarf kann dabei auf sehr vielfältige Weise bereitgestellt werden. Wie in Abbildung 3 skiz-

Abb. 1: Alte und neue Energiewelt: a) Tag mit maximalen und b) Tag mit minimalen Lastgradienten der Residuallast in Deutschland für drei Szenarien mit unterschiedlichem Anteil an EE-Erzeugung

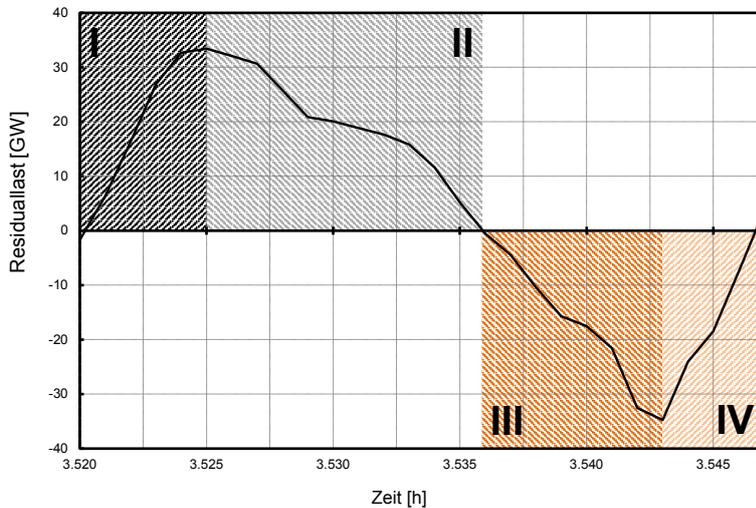


Quelle: Müller/Brunner 2015, S. 6

ziert, kommen hierfür der Um- und Ausbau der Übertragungsnetze ebenso in Frage wie Maßnahmen auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite oder die Erschließung zusätzlicher Speicher. Entsprechend ihrer Wirkweise können die genannten Flexibilitätsoptionen (FO) grundsätzlich in räumliche und zeitliche Verschiebung sowie in flexible Betriebsweise von Erzeugungs- und Nachfrageeinheiten unterteilt werden.

Die räumliche Verschiebung umfasst sowohl die Möglichkeit der Verteilung regionaler EE-Überangebote innerhalb Deutschlands als auch deren Export in Nachbarländer. Der Netzausbau ermöglicht einen großräumigeren Ausgleich der wetterabhängigen Erzeugung und der Nachfrage, durch den sich die Gradienten der Residuallast indirekt reduzieren lassen. Folglich können Netze als passive FO angesehen werden,

Abb. 2: Die Residuallast als Differenz von Nachfrage und Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Erzeugung kennzeichnet die Anforderungen an Flexibilitätsmöglichkeiten für das zukünftige Energiesystem



	Residuallast	Lastgradient
I	Positiv	Steigend
II		Fallend
III	Negativ	Fallend
IV		Steigend

Quelle: Brunner/Müller 2015, S. 56

die sowohl auf der Erzeugungs- als auch der Nachfrageseite wirken.

Die zeitliche Verschiebung kann mithilfe von Energiespeichern und Anpassungen auf der Nachfrageseite erfolgen. Es gibt verschiedene Speichertechnologien, die Energie in chemischer, mechanischer oder elektrischer Form speichern können. Im Gegensatz zur indirekten Ausgleichsfunktion der Netze, stellen die Nutzung und der Zubau von Speichern eine direkte FO dar, um steigende Anteile erneuerbarer Energie in das zukünftige Energiesystem zu integrieren. Die Flexibilisierung der Nachfrage (Demand Side Management) ist eine weitere Möglichkeit zum aktiven Ausgleich fluktuierender EE. Sie kann in Nachfrageerhöhung, Lastverschiebung und Lastabschaltung unterschieden werden. Bei der Lastverschiebung wird der Energiebezug in Abhängigkeit vom Energieangebot in einen früheren oder späteren Zeitpunkt verlagert. Hierfür verweisen Brunner und Müller (2015, S. 56) beispielhaft auf Kühllhäuser oder Nachtspeicheröfen. Für die Lastabschaltung werden Prozesse in der energieintensiven Industrie genannt, die im Gegensatz zur Lastverschiebung dadurch gekennzeichnet sind, dass der reduzierte Verbrauch weder vorgezogen noch nachgeholt wird. Darüber hinaus wurden in den vergangenen Jahren Lösungen entwickelt, neue Nachfrage für EE-Überangebote zu schaffen, indem man sie in andere Energieträger umwandelt. Aus Strom kann beispielsweise ein Erdgassubstitut (Power-to-Gas) oder Wärme (Power-to-Heat) erzeugt werden. Bei flexibler Betriebsweise können beide Anwendungen genutzt werden, um die Nachfrage in Stunden negativer Residuallast gezielt zu erhöhen.

Derzeit wird die fluktuierende Einspeisung vor allem durch den konventionellen Kraftwerkspark ausgeglichen. Sein Fahrplan orientiert sich an der Prognose für die wetterabhängige Erzeugung und bedeutet für thermische Kraftwerke in der Energiewende höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, niedrigere Minimallast und kürzere Anfahrzeiten als früher. Des Weiteren sinkt durch den EE-Zuwachs ihre Auslastung. Daher werden thermische Kraftwerke langfristig vor allem als Reservekapazitäten benötigt. Mittels Erhöhung oder Senkung der Stromerzeugung

in Abhängigkeit der jeweiligen Lastgradienten können thermische Kraftwerke allerdings nur Flexibilität bereitstellen, wenn die Residuallast positiv ist. Eine Möglichkeit zur Erhöhung der Systemflexibilität, die bei negativer Residuallast genutzt werden kann, ist das Abregeln von EE-Überangeboten. Wie in Brunner und Müller (2015, S. 56) ebenfalls beschrieben, kann ein Teil der genannten FO, z. B. Lastabschaltung, konventionelle Erzeugung oder Abregelung, entweder bei EE-Erzeugungsdefiziten oder bei EE-Überangeboten verwendet werden. Im Gegensatz dazu können andere FO, wie Netze, Speicher und Lastverschiebung, in beiden Situationen zum Einsatz kommen. Da all diese FO auf verschiedene Bereiche des Energiesystems wirken, weisen sie Unterschiede in Bezug auf folgende Restriktionen auf:

- nutzbares Gesamtpotenzial,
- zeitliche Verfügbarkeit,
- mögliche Ausübungshäufigkeit,
- technische Nutzungsdauer,
- Wirkungsgradverluste.

Diese unterschiedlichen Einsatzcharakteristika beeinflussen letztlich auch die Kostenstruktur der jeweiligen FO, d. h. die Aufteilung der fixen und variablen Kosten.

## 2 Kosten von Flexibilität im Vergleich

Für die differenzierte Kostenbetrachtung ist es notwendig, für jede FO Fixkosten und Einsatzkosten getrennt zu analysieren. Brunner und Müller (2015, S. 56f.) nutzen in ihrer Untersuchung die Begriffe Aktivierungs- (AK) und Initialisierungskosten (IK). Danach spiegeln die AK die kurzfristigen und IK die langfristigen Kosten zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs wider. Die IK setzen sich aus den Investitionen, die beim Bau oder der Erschließung einer FO anfallen, und den jährlichen Fixkosten zusammen, die unabhängig vom tatsächlichen Einsatz einer FO sind. Zu letzteren zählen z. B. Wartungs- und Instandhaltungskosten (Abb. 4).

Um die Flexibilitätskosten der verschiedenen FO miteinander vergleichen zu können, haben Müller und Brunner (2015, S. 9ff.) IK und AK auf Basis von Literaturangaben ausgewertet

**Abb. 3: Möglichkeiten der Systemflexibilisierung und Abgrenzung der Einsatzbereiche**



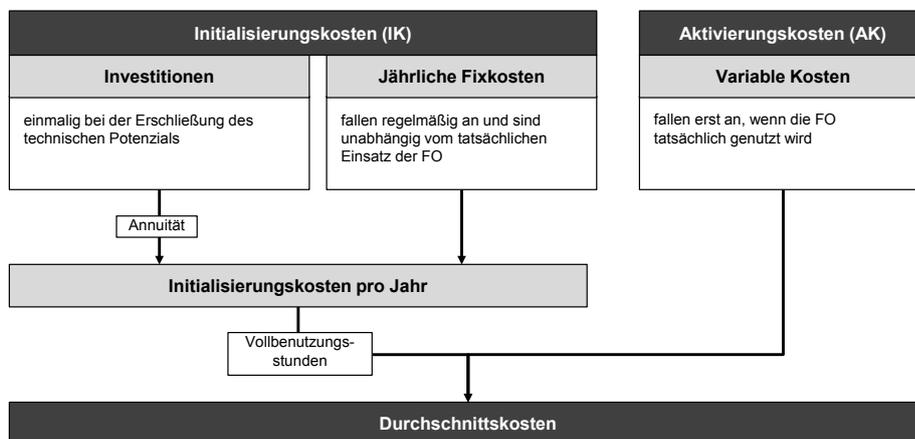
Quelle: Brunner/Müller 2015, S. 56

und je FO Spannbreiten für die IK und die AK mit oberen und unteren Werten ermittelt. Die Autoren verdeutlichen u. a., dass Netze verhältnismäßig geringe IK und AK aufweisen. Sie sind somit eine vergleichsweise kostengünstige FO. Aufgrund ihres passiven Charakters (Abb. 3) werden neben Netzen aber auch weitere FO benötigt, um tägliche und saisonale Schwankungen von Nachfrage und EE-Erzeugung aktiv ausgleichen zu können. Für verschiedene Flexibilitätsbedarfe kommen häufig mehrere FO-Alternativen infrage. Zur Vermeidung von Erzeugungsdefiziten im System können z. B. Spitzenlastkraftwerke oder Lastabschaltung genutzt werden. Des Weiteren kann ein Überangebot durch Nachfrageerhöhung oder Abregelung ausgeglichen werden. Außer-

dem kann eine zeitliche Verschiebung mithilfe von Speichern und Lastverschiebung erfolgen. Damit stehen die genannten Beispiele jeweils in direkter Konkurrenz zueinander und zum Netzausbau. Unabhängig von der relativen Wirtschaftlichkeit der FO zueinander – ganz ohne Netzausbau kann die Energiewende allerdings kaum gelingen. Im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BWMi 2015a, S. 19) wird die entscheidende Bedeutung leistungsfähiger Netze denn auch entsprechend betont. Gut ausgebaute Stromnetze können speziell bei gekoppelten Märkten national unterschiedlich verfügbare Technologien verbinden. Genannt werden z. B. Wasserkraftspeicher in den Alpen und in Skandinavien, um fluktuierenden EE-Strom aus Deutschland besser in das europäische Verbundsystem zu integrieren (BWMi 2015a, S. 14).

Beim Vergleich der beiden Kostenparameter IK und AK zeigen Müller und Brunner (2015, S. 11ff.), dass diese sich zwischen den miteinander konkurrierenden FO z. T. entgegengesetzt verhalten. Diese Beispiele verdeutlichen, dass

**Abb. 4: Kategorisierung und Herleitung der Kosten von Flexibilitätsoptionen**



Quelle: Brunner/Müller 2015, S. 57

für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit einer FO sowohl die AK als auch die IK entscheidend sind. In Bezug auf die IK ist zudem die Einsatzdauer relevant, da mit zunehmenden Vollbenutzungsstunden der Einfluss der IK auf die Gesamtkosten der FO abnimmt. Daher vergleichen Brunner und Müller (2015, S. 57ff.) auch noch die Durch-

schnittskosten aus IK und AK in Abhängigkeit der jährlichen Vollbenutzungsstunden. Dabei stellen sie, wie in Abbildung 5 a–c zu sehen, jeweils die FO gegenüber, die für gleichen Flexibilitätsbedarf, d. h. ähnliche Kombinationen von fluktuierender Einspeisung und schwankender Nachfrage, eingesetzt werden können und damit in Konkurrenz zueinander stehen.

### 3 Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen

Die Autoren vergleichen in Abbildung 5a mit Lastabschaltung und konventioneller Erzeugung zunächst zwei Optionen zum Ausgleich von Erzeugungsdefiziten. Danach zeigt sich die FO Lastabschaltung als kostengünstiger, solange hohe Lastspitzen in weniger als 50 Stunden des Jahres auftreten. Bei höheren Vollbenutzungsstunden wird der Bau eines neuen Kraftwerks zunehmend zur kostengünstigeren Alternative. Aus dem Verlauf der Kostenbandbreiten wird außerdem deutlich, dass die Nutzung der FO Lastabschaltung auf wenige Stunden des Jahres beschränkt ist.

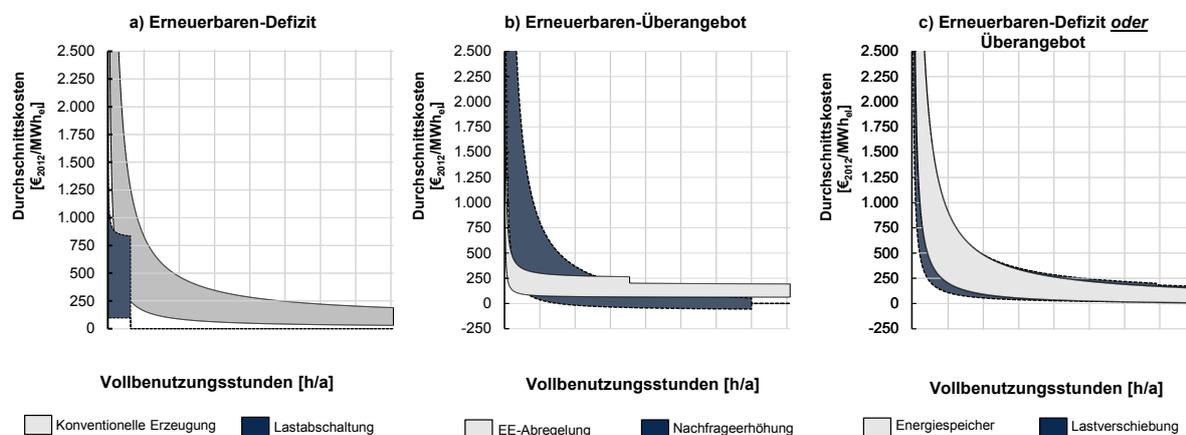
Nachfrageerhöhung und das Abregeln erneuerbare Energien (EE-Abregelung) sind die beiden nächsten FO, die in Abbildung 5b verglichen werden. Beides sind Optionen für die Reaktion auf Überangebote. Hier zeigt sich ebenfalls eine starke Abhängigkeit von den jährlichen Vollbenutzungsstunden. Treten Überangebote nur wenige Stunden im Jahr auf, ist es

günstiger, die Einspeisung zu begrenzen als die Nachfrage zu erhöhen. Erst bei häufigerem Auftreten von Überangeboten zeigen die von den Autoren errechneten Bandbreiten Kostenvorteile für FO zur flexiblen Nachfrageerhöhung wie die in Kapitel 1 erwähnten Verfahren Power-to-Heat oder Power-to-Gas.

Anders als in den vorherigen Beispielen ergibt sich aus Abbildung 5c, dass die Vorteilhaftigkeit der FO Energiespeicher und Lastverschiebung von den Vollbenutzungsstunden unabhängig ist. Da ihre AK und IK eine ähnliche Struktur aufweisen, überschneiden sich die ermittelten Kostenbandbreiten in großen Teilen. Daher sind für die Frage, welche dieser beiden FO zum Einsatz kommt, nicht primär ihre Kosten entscheidend, sondern Beschränkungen bezüglich ihrer Verfügbarkeit und weitere technische Restriktionen. Beispielsweise schwankt das verfügbare Potenzial von Lastverschiebung saisonal und täglich durch Änderungen im Verbraucherverhalten und/oder der Außentemperatur, sodass die maximale Verfügbarkeit nur selten erreicht wird.

Die von Brunner und Müller (2015, S. 59) gezeigten Bandbreiten für Flexibilitätskosten zeigen exemplarisch, dass die Einsatzentscheidung der konkurrierenden FO letztlich nur über ihre Kosten in einem Markt getroffen werden können. Dass die abgeleiteten AK und IK in starkem Maße von den getroffenen Annahmen abhängen, die zahlreichen Einflussparametern,

Abb. 5a–c: Flexibilitätskosten nach Erzeugungssituation und Einsatzdauer



Quelle: Brunner/Müller 2015, S. 59

wie der konjunkturellen Entwicklung, Brennstoffpreisen oder strukturellen Veränderungen im Stromsystem unterliegen, ist für die Grundaussage unerheblich.

### 3.1 Flexibilität organisieren

Um die zukünftig erforderliche Systemflexibilität zu den geringstmöglichen Gesamtkosten zu erreichen, ist ein entsprechender Wettbewerb zwischen allen FO notwendig. Damit sich die optimale Mischung aus unterschiedlichen Maßnahmen einstellt, ist ein Marktdesign erforderlich, das sowohl die individuellen Besonderheiten und Restriktionen der einzelnen FO berücksichtigt als auch den zeitabhängigen Wert von Flexibilität widerspiegelt, der sich aus den verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten von schwankender Nachfrage und wetterabhängiger Erzeugung ergibt. Bei der Weiterentwicklung des Strommarktes ist jedoch zu berücksichtigen, dass dieser aktuell ein Konstrukt aus unterschiedlichen Märkten darstellt, das von zahlreichen Regelungen flankiert wird (s. Abb. 6). Wie in Brunner 2014 ausführlich beschrieben, ist dies vor allem auf konkurrierende Anforderungen einer modernen Energieversorgung (energiepolitisches Zieldreieck bestehend aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit) und die Verflechtung zwischen nationaler und europäischer Gesetzgebung zurückzuführen.

In seiner heutigen Ausprägung ermöglicht der Strommarkt bereits einen umfangreichen

Wettbewerb zwischen den etablierten FO. Der vorzügige und untertägige Stromhandel, z. B. an der EPEX Spot, setzt Preisanreize für den effizienten Einsatz von Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten. Auch die Integration erneuerbarer Energie findet heute schon über den Spothandel überwiegend marktbasierend statt.

Seine aktuelle Funktionsfähigkeit hat der heutige Strommarkt insbesondere während der Sonnenfinsternis in Deutschland am 20. März 2015 zwischen 9:30 und 12:00 Uhr eindrucksvoll gezeigt. Was ist an diesem Vormittag geschehen? Bei klarem Himmel über Süddeutschland betrug die Photovoltaik-Einspeisung bereits zu Beginn der Sonnenfinsternis rund 13.000 MW und deckte damit rund 20 Prozent des deutschen Stromverbrauchs. Die Einspeisung von Sonnenstrom sank mit zunehmender Beschattung durch den Mond auf etwa 6.000 MW. Danach stieg sie innerhalb von rund 75 Minuten wieder um 13.000 MW auf etwa 19.000 MW an. Zum Vergleich: Ein solcher Anstieg entspricht der Zuschaltung von etwa 13 Großkraftwerken. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber balancierten diesen Anstieg gemeinsam mit zuvor beschaffter Energie aus anderen, flexiblen Kraftwerken aus. Aufgrund der hohen Veränderungsgeschwindigkeit wurden insbesondere schnell regelfähige Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt, wie sie z. B. im Südschwarzwald installiert sind. In der Spitze wurden rund 3000 MW Regelleistung benötigt, um die Veränderung der Einspeiseleistung abzuf puffern. Damit konnten Frequenzabweichungen, die ein untrügliches Indiz für größere Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch sind, während der gesamten Sonnen-

finsternis im üblichen Bereich zwischen 49,97 und 50,05 Hertz gehalten werden (Transnet-BW 2015).

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie spricht im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ denn auch davon, dass die partielle Sonnenfinsternis ein Test für

**Abb. 6: Einordnung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen in den heutigen Strommarkt**

Leistung	Langfristig	Reservekraftwerksverord.	EEG-Vergütung Marktprämie			Anreizregulierung
	Kurzfristig	Netz- u. marktbezogene Maßnahmen Übertragungsnetzbetreiber				Explizite/ Implizite Auktion
Arbeit	Kurzfristig	Regelenergiemarkt		Regelenergiemarkt Abschaltverordnung	EPEX Spot Auktion	
	Langfristig	CO <sub>2</sub> Zertifik.- Markt	EEG-Direktvermarktung		EEX Terminmarkt	
		Konventionelle Erzeugung	Regelbare Erneuerbare	Fluktuierende Erneuerbare	Nachfrage	Speicher

Quelle: Brunner 2014, S. 10

die Zukunft war. „In Zukunft wird Flexibilität deutlich wertvoller werden als heute. Aufgrund deutlich höherer Anteile von Wind- und Sonnenenergie im System werden zukünftig Einspeisesituationen, in denen hoher und kurzfristiger Flexibilitätsbedarf besteht, zum alltäglichen Geschäft gehören“ (BMW 2015a, S. 53). Um weitere Flexibilität zu mobilisieren, wird im Weißbuch außerdem vorgeschlagen, das Marktdesign weiterzuentwickeln: „Die Maßnahmen, die im Baustein 1 [im Kapitel 5 des Weißbuchs werden 20 konkrete Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarkts genannt, die in 3 sog. Bausteine unterteilt sind] zusammengefasst sind, stärken die bestehenden Marktmechanismen. Sie sorgen dafür, dass der Strommarkt die benötigten Kapazitäten vorhält und so weiterhin Versorgungssicherheit gewährleistet“ (BMW 2015a, S. 59). „Im angestrebten Strommarkt 2.0 senden Strompreise wichtige Investitionssignale“, und „die Marktakteure sollen sich darauf verlassen können, dass die Preisbildung frei bleibt und keine regulatorischen Preisgrenzen eingeführt werden“ (BMW 2015a, S. 60).

Im Baustein 2 wird zudem in Ansätzen skizziert, wie das bestehende Strommarktdesign im europäischen Kontext weiterentwickelt werden soll, um die für die Energiewende erforderliche, zusätzliche Systemflexibilität wettbewerblich zu erschließen. Viele Teilnehmer forderten bei der dem Weißbuch vorangegangenen Konsultation des Grünbuchs einen technologieneutralen Wettbewerb der FO. Ein freier Wettbewerb der FO sei kosteneffizienter als ein zentralplanerischer Ansatz (ebd., S. 13). Viele Teilnehmer stellen klar, dass dieser Wettbewerb adäquate Preissignale benötige und fordern daher den Abbau von Hemmnissen, die das Erschließen weiterer Flexibilität erschweren (BMW 2015a).

### **3.2 Fehlanreize beseitigen und mehr Flexibilität freisetzen**

Wie sich verfehlte Preissignale als Flexibilitätshemmnisse auswirken, kann man gut an der FO Batteriespeicher an unterschiedlichen Einsatzorten im Energiesystem feststellen. Es ist zunächst sinnvoll, grundsätzlich zwei Akteure bei Batterien im Energiesystem zu unterschei-

den: Netzbetreiber und Netzkunden. Zu letzteren gehören z. B. Nachfrager in den Bereichen Haushalte, Gewerbe und Industrie, aber auch Betreiber, die Großbatterien analog zu Pumpspeicherkraftwerken an den Großhandelsmärkten anbieten (wollen).

Ein Netzbetreiber darf unter dem derzeitigen Regulierungsregime keine Energie handeln, sodass Batterien für ihn nicht vorgesehen sind. Forschungsprojekten ist jedoch erlaubt, und zahlreiche Batterieforschungsprojekte von Netzbetreibern belegen das Interesse, die Möglichkeiten des Einsatzes und der Integration zur Sicherung des Netzbetriebs kennenzulernen. Die Netze BW GmbH setzt z. B. bereits heute eine Batterie in Sonderbuch, Kreis Reutlingen, als flexiblen Stromspeicher zur Glättung von Spannungsspitzen im Verteilnetz ein (Netze BW GmbH 2015).

Ein Netzkunde hingegen kann sehr unterschiedliche Interessen verfolgen, wirtschaftliche wie ideelle. Erstere kann er ausüben durch Handel mit Energie durch Teilnahme am vor-tägigen und untertägigen Stromhandel oder an den Regelenergiemärkten, wenn er über Marktzugang und notwendige Handelsmengen verfügt. Ein Geschäftskunde kann mit einem Speicher aber auch seine Lastgänge steuern und damit sowohl seine Leistungskosten der Netzentgelte wie auch seine Energiekosten laut Strombezugsvertrag senken. Auch Privatkunden können ihre Energiebezugskosten reduzieren, indem sie ihre Eigenproduktion von Photovoltaikstrom zur Selbstnutzung mithilfe von Batterien verlagern. Dies ist für sie vor allem dann attraktiv, wenn der selbstverbrauchte Solarstrom den Kunden weniger kostet als der mit Steuern und Abgaben belegte Strompreis des Energieversorgers. Außerdem können sie durch Speicher zusätzlich ideelle Interessen wie Autarkiebedürfnis bezüglich Energielieferung und Preisentwicklung oder nachhaltige Energieversorgung verwirklichen. Dies mag der Grund dafür sein, dass Ende 2014 bereits 15.000 Photovoltaik-Hausspeicher in Deutschland installiert waren (Reisch/Detscher 2015), obwohl diese Systeme nach eigenen Berechnungen heute nur unter günstigen Umständen für Haushaltskunden wirtschaftlich sind.

Inadäquate Preissignale entstehen bei Verbrauchern an unterschiedlichen Stellen häufig durch ungeeignete Abgaben und Umlagen. Zum Beispiel kann ein Haushaltskunde nicht wie ein Gaskraftwerk Großhandelspreise als Signal für seinen Flexibilitätsbeitrag nehmen, solange er mit Endkundenabgaben wie Steuern und Umlagen belegt wird. Dabei spielt es keine Rolle, welche FO er einsetzt: eigene Erzeugung, Lastverschiebung oder Photovoltaikspeicher. Das Preissignal des Marktes kommt beim Haushaltskunden, wenn überhaupt, nur stark verzerrt an.

Die Beseitigung dieses Hemmnis greift das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Maßnahme 7 des Bausteins 2 „Flexible und effiziente Stromversorgung“ bereits auf: „Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte überlagern die Wirkung des Großhandelspreises. Im Strommarkt 2.0 sollen Marktakteure jedoch flexibel auf Preissignale reagieren können. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte werden daher schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende angepasst“ (BMWi 2015a, S. 69).

Das Weißbuch spricht als weiteren Fehlanreiz in Maßnahme 8 auch besondere Netzentgelte an, die hauptsächlich die Bezugsoptimierung von Geschäftskunden betreffen, wenn sie ihren Lastgang mittels Eigenerzeugung oder Speicher beeinflussen. Die derzeitigen Regelungen schränken das Flexibilitätspotenzial ein, weil sie starke Anreize für gleichmäßiges oder atypisches Abnahmeverhalten setzen (ebd., S. 70). Als Abhilfe soll die Stromnetzentgeltverordnung (§ 19 Abs. 2) angepasst werden und die besonderen Netzentgelte für mehr Lastflexibilität erweitert werden (ebd., S. 71).

Bei Preissignalen hat die EnBW indessen früh eigene Erfahrungen gemacht. Als erstes großes Energieunternehmen gewann die EnBW mit Partnern aus Industrie und Forschung in den Jahren 2009 bis 2012 in einem Feldtest mit 1.000 Kunden Erkenntnisse über das Potenzial, die Preiselastizität des Verbrauchs und das Verbraucherverhalten am Dargebot erneuerbarer Erzeugung auszurichten (EnBW 2015a). Danach konnte durch einen variablen Tarif mit den Stufen 0,15; 0,20 und 0,25 €/kWh eine Lastbeeinflussung von durchgängig 7 bis 12 Prozent

erzielt werden, sogar bei manueller Steuerung durch Kunden. Schon in diesem Projekt „Minimum Emission Regions“ (MeRegio) wurden auch Haushalts-Batteriespeicher integriert. Inzwischen gibt es eine Vielzahl von Anbietern, die Hausspeicher in Verbindung mit einem Energiemanagement anbieten. Große Aufmerksamkeit hat die Meldung von Teslamotors verursacht, Ende 2015 einen Hausspeicher mit 7 bzw. 10 kWh Energieinhalt auf dem deutschen Markt anzubieten (Teslamotors 2015). Teslamotors wirbt damit, „durch Verschieben von Stromverbrauchsprofilen reduzierte Stromgebühren, Vermeidung von Spitzenlasttarifen und Teilnahme am Strommarkt“ zu ermöglichen. Auch die EnBW bietet künftig in Zusammenarbeit mit der Deutsche ACCUmotive, einer Tochtergesellschaft der Daimler AG, Hausbesitzern ein ganzheitliches Energiemanagement an (EnBW 2015b). Dabei wird durch die Verbindung eines Energiemanagementsystems mit einem Lithium-Ionen-Speicher der Energieverbrauch optimiert, indem alle energiebezogenen Einrichtungen eines Haushalts, von der Photovoltaikanlage auf dem Dach, dem Ladepunkt für das Elektroauto, der Schnittstelle zur Haustechnik bis zum Energiespeicher im Keller miteinander kommunizieren. Das Energiemanagement soll erkennen, wann der selbst erzeugte Strom rentabel ins Verteilnetz eingespeist werden kann, besser für den Eigenverbrauch genutzt oder für seinen späteren Einsatz zwischengespeichert wird. Dafür greift die Plattform auch auf externe Informationen wie Wetterprognosen zurück. Ein solches Energiemanagement kann nach Kundenvorgabe ganz unterschiedliche Vorgaben zur Steuerung des Hausspeichers integrieren, z. B. den Solaranteil des Haushaltsstromverbrauchs erhöhen oder bei entsprechender Vergütung auch Engpässe im Stromnetz beseitigen helfen.

#### 4 Fazit

Die Energiewende ist ein Prozess auf ein Zielsystem hin, in dem 80 Prozent des Stroms in 2050 aus erneuerbaren Quellen gewonnen werden sollen (BMWi 2015b). Dass der Weg dahin sowie die konkrete Ausgestaltung des

zukünftigen Energiesystems jedoch noch offen sind, verdeutlicht unter anderem der komplexe Abstimmungsprozess zur Erstellung des jährlichen, ab 2016 zweijährlichen Netzentwicklungsplans Strom, der lediglich einen Ausblick für die nächsten 10 bis 20 Jahre gibt (ÜNB 2015). Die Schwierigkeit besteht vor allem darin, die möglichen technischen und wirtschaftlichen Entwicklungspfade in den unterschiedlichen Bereichen der Energiewirtschaft, die z. T. von langjährigen Investitionszyklen geprägt sind, abzuschätzen. Diese Unsicherheit spiegelt sich auch in der Bandbreite der Kostenschätzungen der gezeigten FO wider. Was auf lange Sicht volkswirtschaftlich günstiger ist – die Netze auszubauen, mehr flexible Kraftwerke vorzuhalten, Lasten zu verschieben, EE abzuregeln oder zusätzliche Speicher einzusetzen – wird dann der Markt beantworten. Daher braucht dieser komplexe Prozess eine kontinuierliche Verfolgung und Nachjustieren der Rahmenbedingungen, damit der steigende Flexibilitätsbedarf marktgetrieben und technologieoffen erfüllt werden kann.

Mit dem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (BMWi 2015a) hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie den Rahmen für die Weiterentwicklung des Marktes vorgegeben. Es skizziert, wie der steigende Flexibilitätsbedarf mittels volkswirtschaftlich effizienter Kombination unterschiedlicher FO – darunter auch Speicher – kostenminimal realisiert werden kann. Offen bleibt zum jetzigen Zeitpunkt, ob die darin vorgegebenen regulatorischen Flanken ausreichen, um langfristigen Wettbewerb für neue FO mit sehr unterschiedlichen Kostenstrukturen und Investitionszeiträumen anzureizen. Gelingt das nicht, erscheint es unwahrscheinlich, dass großtechnische FO mit hohem Investitionsaufwand und langfristigen Planungszeiträumen, wie Netzausbaumaßnahmen oder Pumpspeicherkraftwerke, zur weiteren Flexibilisierung des zukünftigen Energiesystems beitragen werden. Dies würde zum einen zu einer geringeren Vielfalt bei der Wahl und Kombination der Flexibilitätsoptionen führen. Zum anderen müsste der Flexibilitätsbedarf in diesem Fall vorrangig von dezentralen Einheiten bereitgestellt werden. Diese haben zwar

den Vorteil, dass sie aufgrund ihrer überschaubaren Anlagegröße in der Regel kürzere Investitionszyklen aufweisen und somit kurzfristige Planungsintervalle bei der Ausgestaltung des Marktdesigns ermöglichen. Die geringe Anlagenleistung führt allerdings auch dazu, dass dezentrale Flexibilitätsoptionen tendenziell höhere Kosten aufweisen sollten, da Skaleneffekte weniger stark zum Tragen kommen. Um abschließend zu beurteilen, ob dies aus volkswirtschaftlicher Sicht zu höheren oder niedrigeren Kosten führt, sind weitere Untersuchungen notwendig.

### Literatur

*BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, 2015a: Ein Strommarkt für die Energiewende: Ergebnispapier des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin

*BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, 2015b: Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes; [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Gesetze/Das\\_EEG/das\\_eeg.html](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Gesetze/Das_EEG/das_eeg.html) (download 25.7.15)

*Brunner, C.*, 2014: Berücksichtigung von Flexibilität im zukünftigen Strommarktdesign. In: et Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64/4 (2014), S. 8–13

*Brunner, C.; Müller, T.*, 2015: Kostenvergleich von unterschiedlichen Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems. In: et Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65/6 (2015), S. 55–60

*EnBW Energie Baden-Württemberg AG*, 2015a: MeRegio Abschlussbericht; [http://www.meregio.de/pdf/MeRegio\\_Abschlussbericht.pdf](http://www.meregio.de/pdf/MeRegio_Abschlussbericht.pdf) (download 27.7.15)

*EnBW Energie Baden-Württemberg AG*, 2015b: Energiewende für Fortgeschrittene: EnBW und Daimler wollen Häuslebesitzer mit neuem Komplettangebot nahezu energieautark machen (Pressemeldung vom 9. Juni 2015); [https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite\\_107136.html](https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_107136.html) (download 25.7.15)

*IEA – International Energy Agency*, 2011: Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge. Paris

*Müller, T.; Brunner, C.*, 2015: Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich. IEWT, 9. Internationale Energiewirtschaftliche Tagung, Wien, 11.–13.2.2015

Netze BW GmbH, 2015: Flexibler Stromspeicher glättet Spannungsspitzen; <http://www.netze-bw.de/netz-labor/index.html> (download 25.7.15)

Reisch, E.F.; Detscher, S., 2015: 15.000 Solarspeicher am Netz (Meldung vom 08.01.2015); <http://www.photovoltaik.eu>

Teslamotors, 2015: Powerwall, Energiespeicher für einen nachhaltigen Haushalt; [http://www.teslamotors.com/de\\_DE/powerwall](http://www.teslamotors.com/de_DE/powerwall) (download 7.12.15)

TransnetBW GmbH, 2015: Sonnenfinsternis: Transnet BW hat „Stresstest“ bestanden. Stuttgart; <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation?id=149> (Presseinformation vom 20. März 2015)

ÜNB – Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH), 2015: Wie funktioniert die Erstellung des Netzentwicklungsplans? <http://www.netzentwicklungsplan.de/wie-funktioniert-die-erstellung-des-netzentwicklungsplans> (download 25.7.15)

## Kontakt

Christoph Brunner  
[ch.brunner@enbw.com](mailto:ch.brunner@enbw.com)

Bernhard Heyder  
[b.heyder@enbw.com](mailto:b.heyder@enbw.com)

EnBW Energie Baden-Württemberg AG  
76131 Karlsruhe

« »

## System-based Integration of Electric Vehicles in an Electricity System

by Rusbeh Rezania, Wien Energie GmbH, Vienna, Austria

The support of alternative propulsion technologies like electric vehicles being integrated into transport and electricity systems must be based on efficient and economically reasonable implementation concepts. A successful integration of electric vehicles into an electricity system is affected by adequate business cases. The realisation of the mobility needs of vehicle users must be defined as a main constraint for each target function. The approach within this paper is based on systematic analysis of various charging (direction of electric current from grid to vehicle) and discharging (direction of electric current from vehicle to grid) concepts for electric vehicles, which are subdivided into: uncontrolled, controlled and intelligent charging and discharging strategies. The considered concepts are allocated to the controlled one. In all analysed applications, the discharging of batteries (in case of LiFePO<sub>4</sub> batteries) cannot achieve sufficient revenues. This makes an economical realisation of such concepts unfeasible. The main reasons are high battery capacity losses due to discharging and the associated battery degradation costs. Therefore, the calculated revenues of discharging concepts are not able to cover inverter costs and the investments needed for the communication and control infrastructure. In terms of economic analysis and the impact of a high penetration level of electric vehicles on low voltage grids, a system-relevant integration of EVs is subdivided into two different implementation stages.

*Die Förderung von alternativen Antriebstechnologien wie z. B. Elektrofahrzeugen, die in das Verkehrs- und Stromsystem integriert werden, muss auf effizienten und wirtschaftlich sinnvollen Umsetzungskonzepten basieren. Eine erfolgreiche Eingliederung von Elektrofahrzeugen in ein Stromsystem wird von geeigneten „Business Cases“ beeinflusst. Die Umsetzung der*