

# Der Einsatz dezentraler Stromspeicher in Verteilnetzen

Dipl.-Ing. Bernhard Fenn, HEAG Süd Hessische Energie AG, Darmstadt, bernhard.fenn@hse.ag  
Prof. Dr.-Ing. Dieter Metz, Hochschule Darmstadt, Darmstadt, metz@eit.h-da.de  
Dipl.-Ing. (FH), MSc Thorsten Fiedler, Hochschule Darmstadt, Darmstadt, fiedler@eit.h-da.de  
Dipl.-Ing. (FH) Andreas Röglin, Hochschule Darmstadt, Darmstadt, roeglin@eit.h-da.de

## Kurzfassung

In diesem Beitrag sind die Einsatzmöglichkeiten dezentraler, stationärer Batteriespeicher im Verteilnetz dargestellt und die Vorgehensweisen zur Dimensionierung beschrieben. Stationäre Batteriespeicher können vielfach positiv wirken: Sie bieten zuverlässig schnelle Reserven für Leistung und Energie, können Spitzenbelastungen senken, Spannungen stabilisieren, machen Investitionen in den Netzausbau verschiebbar und erhöhen die Volllaststunden von RES-Anlagen deutlich. Verkehrssimulationen zeigen, dass die mobilen Speicher der Elektroautos dieses bei den noch zu kleinen Batteriekapazitäten kaum leisten können. In 2011 werden die ersten stationären Batteriespeicher pilotmäßig im Verteilnetz der HSE-AG installiert und die Vorteile im Betrieb verifiziert. Hier könnte ein neues Geschäftsmodell entstehen: Negative Strompreise in Zeiten des Windstromüberschusses hätten schnelle Amortisierungszeiten der Batterieanlagen zur Folge. Ein Nebeneffekt: Die Speicher würden moderierend auf den Strompreis wirken.

## 1 Einführung

Den politischen Klimavorgaben und Empfehlungen der Verbände entsprechend wird die Stromversorgung in Europa in den nächsten Jahren erhebliche Änderungen erfahren. Für Südhessen wird die Versorgung von der HEAG Süd Hessischen Energie AG (HSE) in Darmstadt bereitgestellt. Unter Beibehaltung der gewohnten Zuverlässigkeit ist das Ziel gesetzt, den Strom nachhaltig und umweltschonend aus regenerativen Quellen (RES) zu beziehen. Im Jahre 2020 sollen es etwa 30% der Jahresarbeit sein. Dazu werden gemeinsam mit Firmen und Institutionen Konzepte erarbeitet, in RES-Quellen innerhalb und außerhalb des Netzgebietes investiert, Pilotprojekte durchgeführt und das Kommunikations- und Datenmanagement erweitert. Innerhalb des 7. Rahmenprogramms der EU wird u. a. das Forschungsprojekt Web2Energy gefördert, bei dem die HSE die Leitung eines europäischen Konsortiums übernommen hat, um beispielsweise zahlreiche Kleinerzeuger zu koordinieren, so dass eine planbare und dem Bedarf angepasste Erzeugerleistung vorhanden ist oder durch eine Speicherbewirtschaftung erreicht wird.

Bei diesem Projekt wird u. a. der Einsatz dezentraler Batteriespeicher (Akkumulatoren) im Verteilnetz getestet. Diese sollen mit einer Kommunikationsinfrastruktur auf Basis der Norm IEC 61850 zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschaltet werden und können Netzregelungsaufgaben übernehmen.

Die Hochschule Darmstadt bearbeitet hier insbesondere die Frage, welche Fluktuationen der RES auftreten können, welche Speichergrößen erforderlich sind, wo die Speicher installiert werden, was sie leisten können und welche Kosten damit verbunden sind. Das HSE-Netz wird so zu einem SmartGrid entwickelt, zu einem Netz mit hohem RES-Anteil und intelligenter Steuerung. So-

wohl die Netzstruktur als auch die Aufgaben der Netzführung werden erheblich verändert. Dieser Beitrag will über die Aufgaben, Konzepte und ersten Erfahrungen mit Pilotanlagen berichten.

## 2 MicroGrid, SmartGrid, Super-Grid - Struktur der künftigen Stromversorgung

Für die neuen Netzstrukturen sind die Begriffe MicroGrid, SmartGrid und SuperGrid entstanden. Da noch keine verbindlichen Definitionen vorliegen, verwenden die Verfasser diese Terminologie in einer Ebenen-Netzstruktur technisch wie folgt: Das künftige Stromnetz ist zellenartig strukturiert, dabei sind

-**MicroGrids** kleine Netzzellen, z.B. ein Speisebereich eines 110/20-kV Leistungstransformators einer Umspannanlage mit einigen 10 MW Spitzenlast.

-**SmartGrids** die übergeordnete Einheit, bestehend aus der Menge der z.B. in einer Stadt zu überwachenden MicroGrids, also im Leistungsbereich von typischerweise mehreren 100 MW. Die bestehenden Leitstellen der Stadtwerke können die Aufgaben der Netzführung im SmartGrid übernehmen. Wichtige Daten hinsichtlich der momentanen Leistungsbilanz und der Prognose werden einer übergeordneten Leitstelle, die der Regelzone, gemeldet. Dort kann ein Leistungs- und Energieausgleich zwischen den SmartGrids über eine Handelsplattform erfolgen.

-**SuperGrids** sind neue, dem 400-kV Drehstromnetz übergeordnete Gleichstromnetze (HGÜ), die einen weiträumigen Stromaustausch europaweit ermöglichen. Sie sollen von einer neu zu schaffenden UCTE-Leitstelle überwacht werden. Der Energieaustausch erfolgt über

die Netze, Bieter und Käufer arbeiten über eine Handelsplattform zusammen.

Die SmartGrids bilden die Kernzellen des künftigen Netzes. Innerhalb des SmartGrids sind viele dezentrale RES-Einspeisungen integriert, entsprechend der Möglichkeiten im Netzgebiet: Windkraftanlagen, PV-Anlagen und (Biomasse-)Gaskraftwerke, meist in KWK-Technik. Auch RES-Beteiligungen an großen Offshore Windparks außerhalb der Netzgebiete liefern über den Verbund in die SmartGrids hinein. In einigen Jahren ist auch mit einer großen Zahl kleinerer Einspeiser im Haushaltbereich vom Typ „Volkskraftwerk“ zu rechnen, von denen viele an virtuellen Kraftwerken teilnehmen werden, ein entsprechendes Marktmodell vorausgesetzt.

Außerdem werden Speicher integriert sein, die es zu bewirtschaften gilt, um jederzeit die Lastdeckung zu gewährleisten. Es gilt, Ausfälle und Prognoseabweichungen für Leistung und Arbeit zumindest teilweise intern auszuregulieren und damit weitergehende Systemdienstleistungen bereitzustellen.

Im SmartGrid stellen sich insbesondere zwei Aufgaben: Die Lastdeckung und die Netzführung. Zunächst zur Lastdeckung, eine Aufgabe des Energieanbieters: Die internen RES-Einspeisungen sind über das EnWG aufzunehmen. Zur weiteren Deckung sind Verträge für RES- oder konventionelle Leistungsbänder und Stundenblöcke abgeschlossen und/oder an der Strombörse geordert. Schließlich wird ein Bezugsprofil in der Regelzone als Fahrplan dem Übertragungsnetzbetreiber gemeldet. Prognose und Realität decken sich aber sowohl auf der Erzeugungs- als auf der Lastseite nicht immer: Die momentanen Abweichungen werden derzeit zur Erhaltung der Netzstabilität durch große Regelkraftwerke mit Primär- und Sekundärregelungen ausgeglichen. Ihre Bereitstellung, die kurzen Benutzungszeiten und die wechselnden Leistungen führen zu hohen spezifischen Regelenergiekosten. Bei wachsendem Anteil witterungsabhängig fluktuierender RES-Anlagen werden die Abweichungen größer und die Regelaufgabe schwieriger.

Zur Netzführung: Die Überwachung des Netzes, der Belastungen und der Transporte obliegt der Netzgesellschaft, die aus der Leitstelle über die Netzeingriffe, Umschaltungen und Reparaturen entscheidet. Mit den wachsenden Fluktuationen ändern sich wesentlich häufiger und deutlich schneller als bisher die transportierten Leistungen, oft auch die Lastflussrichtungen und damit auch die Verbraucherspannungen. Auch diese Aufgabe wird deutlich komplexer.

Beide Aufgaben hängen eng zusammen, schließlich müssen die Leistungen, die zeitlich an ganz unterschiedlichen Orten entstehen, durch das Netz transportiert und die Systemdienste geleistet werden. Erschwerend wirkt sich das Unbundling durch Trennung der Aufgaben aus. Auch stellt sich die Frage, inwieweit ein Smart Grid auch zur Sekundenreserve beitragen kann, wenn bei-

spielsweise durch Batterie-Wechselrichtersysteme eine schnelle Leistung aktivierbar ist

### 3 Die Aufgabe: Netzstabilität

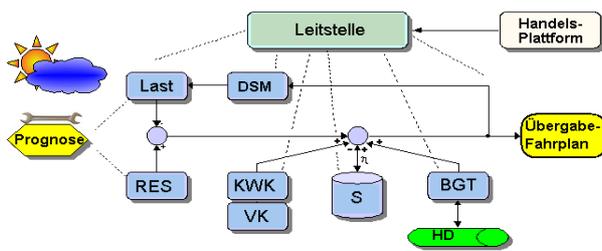
Die Netzstabilität erfordert schnelle Reserveleistungen (Primär- und Sekundärregelung) zur Frequenzstabilität und Reserveenergie. Die wetterbedingten RES-Fluktuationen sind ein Problem für die Netzstabilität. Dieses Problem kann durch einen großräumigen Austausch vermindert werden, denn irgendwo in Europa weht (fast) immer Wind oder scheint die Sonne. Das bestehende UCTE Übertragungsnetz ist jedoch in seiner Kapazität begrenzt, schon jetzt zeitweise und gebietsweise überlastet und begrenzt damit den Ausgleich und auch den freien Handel. Es soll durch ein neu geplantes HGÜ-SuperGrid ergänzt werden, auch um Ferntransporte des Solarstroms aus Nordafrika zu ermöglichen. Der großräumige Ausbau des europäischen Netzes auf jede mögliche Einspeisesituation ist aber sehr teuer, abgesehen von den gesellschaftspolitischen Schwierigkeiten der Realisierung neuer Leitungen.

Es gibt eine Alternative dazu: Aufwändige Netzausbauten könnten vermieden werden, wenn „Lokalität“ ein Grundprinzip der Stabilität künftiger Zellen sein wird: Die lokal entstehenden Fluktuationen und Defizite sind zunächst im SmartGrid - zumindest teilweise - auch lokal abzufangen. Ein Ansatz ist, häusliche „Energieagenten“ mit nachbarschaftlichem Austausch und steuerbare Lasten einzusetzen. Das stößt aber bei Verbrauchern auf Vorbehalte, z.B. im Bereich des Datenschutzes, und schafft einen hohen Kommunikationsbedarf. Unsicher bleibt auch die Systemreaktion der teilnahme(un)willigen Kunden und Endgeräte. Dagegen wirken dezentral installierte Stromspeicher, beispielsweise auf Batteriebasis eher verlässlich und sind gut planbar. Sie können beides bereitstellen, schnelle Leistungsreserve und Reservearbeit. Es bleibt den Marktgesetzen überlassen, ob dafür Betriebsmittel der Netzgesellschaft oder von Teilnehmern an einer Handelsplattform eingesetzt werden.

Vergessen wir für einen Augenblick das Unbundling: Eine operative Aufgabe im SmartGrid besteht darin, auf die Fahrplan-Abweichungen zu reagieren. Es sind Entscheidungen zu treffen, mit welchen Maßnahmen und Steuerungen der internen und externen Komponenten der Ausgleich erfolgt und welche Transporte dafür notwendig und realisierbar sind. In Bild 1 ist die Aufgabe visualisiert: Die Abweichungen können beispielsweise intern über Eingriffe auf virtuelle Kraftwerke (KWK-VK), auf Batteriespeicher (S), auf Biogasanlagen (BGT) mit/ohne Gasnetzanbindung (HD) oder über Laststeuerung (DSM) erfolgen. Auch spontane Geschäfte über eine Handelsplattform sind möglich. An dieser können auch eigene, disponible Speicherinhalte angeboten werden. Wasserkraftwerke und Biogas-Anlagen können viel zur Stabilität beitragen, sie sind relativ gut planbar und flexibel einsetzbar. Schon eine Kombination von

Windkraftwerken, Fotovoltaik-Systemen und Biogas-Anlagen schafft höhere Stabilität. Nach dem Einspeisegesetz dürfen Biogas-Anlagen gereinigtes Gas im HD-Gasnetz puffern, was einen weiteren Energiespeicher bereitstellt.

Das genannte Prinzip der Lokalität erfordert, bei Fahrplan-Abweichungen die fehlende oder überschüssige Leistung und Arbeit auch möglichst lokal auszugleichen. Dies kann mit im Netz installierten Batteriespeichern (S) erfolgen, eine bewährte Technologie, die sich in Notstromanlagen und bei USV-Anlagen bewährt hat. Sie können eine schnelle Leistungsreserve bereitstellen, je nach Größe auch Reservearbeit und wirken - mit moderner Leistungselektronik ausgerüstet - spannungsstabilisierend. Dezentral eingesetzt stabilisieren sie großräumig die Spannung und vermeiden weite Transporte. Regelungen, Wechselrichterleistung und Speichergöße hängen von den Forderungen ab, welche Aufgaben und welchen Anteil an den Reserven die Batteriespeicher übernehmen sollen. Da sie heute noch recht teuer sind geht es auch darum, mit möglichst wenig Speicher auszukommen, also sie für den jeweiligen Einsatz im Netz zu optimieren.



**Bild 1** SmartGrid Aufbau mit den Energie-Regelungsmöglichkeiten

## 4. Dezentrale Batteriespeicher

Dezentrale Batteriespeicher können in verschiedenen Varianten eingesetzt werden.

**Batteriepaks** sind Kleinanlagen im kWh-Bereich (in Kühlschranksgröße) in der Niederspannung. Sie sind netzgeführte Speicher, die von der Leitstelle über die Signale Aus, Laden und Entladen angesteuert werden. Man kann sie in NS-Trafostationen, in Kellern öffentlicher Gebäude oder in Haushalten einbauen.

**Mittelgroße bis große Speicher** liegen im Bereich einiger 100 kWh bis zu einigen MWh, die in Umspannwerken eingesetzt werden können. Sie werden als geregelte Speicher ausgeführt, die beispielsweise auch einen Übergabewert der Leitstelle ausregeln können.

**Mobile Speicher** in Elektrofahrzeugen (V2G) liegen heute im Bereich von 10-20 kWh. Auch wenn es in der Presse vielfach anders dargestellt wird, zeigen Verkehrssimulationen, dass die Pufferung der Energie mit mobilen Stromspeichern der Elektroautos wegen der noch recht kleinen Batteriekapazitäten und der wechselnden Anschlussorte vorerst kaum gelingt. Eher tauchen zusätz-

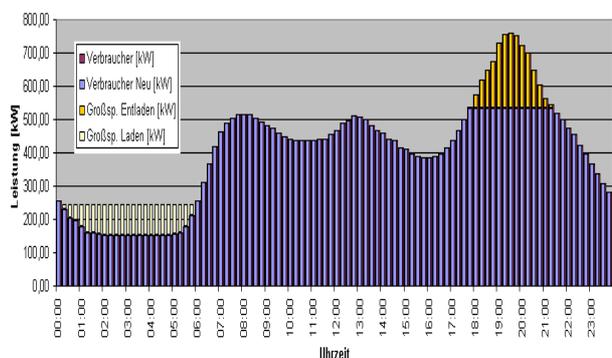
liche Lastspitzen auf, wenn alle Fahrzeuge ladewillig und unregelt zu Bürobeginn in der Innenstadt Strom nachtanken wollen. Mit deutlich größeren Speichern wird das viel besser gelingen, wobei die Geschäftsgrundlagen dafür noch festzulegen sind. Insbesondere die stationären Batteriespeicher können bei geeigneter Positionierung folgende Effekte erzielen:

- Glättung der Fluktuationen von Verbrauch und RES-Erzeugungen
- Vermeidung des Bezugs von teurem Spitzenstrom
- Vermeidung von Netzausbauten durch Abpufferung während der Hochlastzeiten.
- Bereitstellung einer Sofortreserve
- Erhöhung der Volllaststunden und Wandlung einer RES-Anlage zu einem 24-h-Kraftwerk
- Spannungsstabilisierung mit moderner Leistungselektronik
- Überdimensionierung einer RES-Anlage bezüglich der Netzanbindung

Zwei Anwendungsbeispiele sollen hier beispielhaft näher betrachtet werden.

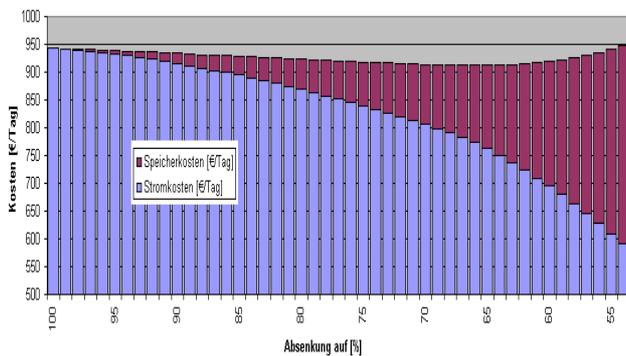
### 4.1 Glättung von Lastfluktuationen mit Stromspeichern

Ein erstes Beispiel: Eine Modell-Lastgruppe von 1000 Haushaltskunden erzeugt einen (synthetischen) Lastgang, wie in Bild 2 dargestellt, mit einer Lastspitze von ca. 750 kW. Zur Deckung der Lastspitze sollen einige Gruppen dezentraler Batteriespeicher und ein regelbarer Großspeicher eingesetzt werden. Die Kleinspeicher werden gruppenweise aktiviert. Der Großspeicher regelt den Bezug der Lastgruppe aus. Die Sollgröße der Leistung wird über eine Kommunikationseinheit von der Leitstelle vorgegeben. Abhängig von der Batteriekapazität kann die Lastspitze unterschiedlich abgesenkt werden (Bild 2). Welche Batteriekapazität ist kostenoptimal? Die Ergebnisse verschiedener Kapazitäten sind in Bild 3 als Gesamtkosten in Abhängigkeit der erreichten Absenkung dargestellt.



**Bild 2** Batteriesystem mit Ausregelung des Lastgangs, Lastgang original und geglättet

Die optimale Batteriekapazität für minimale Gesamtkosten führt zu einer Spitzenlast, die bei etwa 70% des ursprünglichen Wertes liegt.



**Bild 3** Gesamtkosten in Abhängigkeit der Absenkung der Lastspitze auf [%]

Zur Kappung der Bezugsspitze werden einige Gruppen dezentraler Batterien (je 8 kWh) und ein regelbarer Großspeicher mit in Summe ca. 460 kWh und einer maximalen Leistung von 250 kW eingesetzt. Damit wird die Lastspitze zwischen ca. 18 und 21 Uhr von den Batterien abgefangen; sie werden in der folgenden Nacht zwischen 0 und 6 Uhr wieder aufgeladen. Durch Wegfall der Lastspitze verringern sich die Strombeschaffungskosten dieses Tages bei angenommenen EEX-Preisen für 9734 kWh von 942 € (ohne Batterien) auf 914 € (incl. Batteriekosten). Die Einsparung hängt vom Spread der Strombörse ab. Die kürzlich aufgetretenen, hohen Negativpreise erhöhen die Ertragsvorteile noch.

## 4.2 Glättung von RES-Fluktuationen

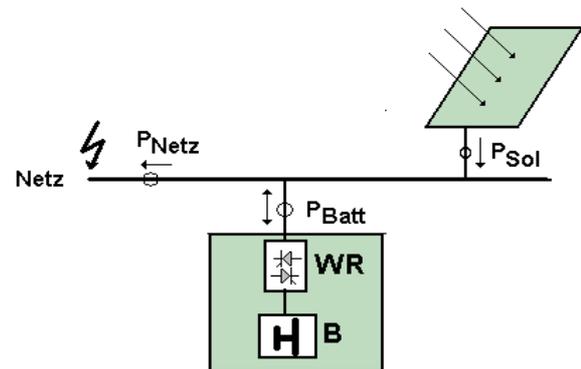
Ein zweites Beispiel: Mit Batteriespeichern als Puffer lassen sich die Volllaststunden von RES-Einspeiseanlagen erhöhen. Die Leistung einer PV-Anlage  $P_{\text{peak}}$  kann in Hinblick auf die Netzanbindung mit  $P_{\text{netz}}$  „überdimensioniert“ werden, siehe Bild 4. Tagsüber wird ein Teil der Energie in der Batterie gepuffert und nachts ins Netz eingespeist. Theoretisch kann sogar ein 24 h Kraftwerk entstehen. Eine hier nicht dargestellte Ableitung ergibt den Faktor  $K$  für die Überdimensionierung der PV-Anlage sowie die erforderliche Kapazität  $W_B$  der Batterie

$$K = P_{\text{peak}} / P_{\text{netz}} = (T_{\text{rück}} / \eta + T_{\text{Speicher}}) / T_{\text{Speicher}}$$

$$W_B = (P_{\text{max}} * T_{\text{rück}}) \eta / k$$

$P_{\text{netz}}$	Maximale Leistung der Netzanbindung
$P_{\text{peak}}$	Spitzenleistung der PV-Anlage
$k$	Tiefenentladegrenze
$T_{\text{Speicher}}$	Ladezeit des Speichers
$\eta$	Wirkungsgrad Speicher
$T_{\text{Rück}}$	Entladezeit des Speichers

Weitere Vorteile entstehen durch die geringere und gleichmäßigere Netzeinspeisung und die Möglichkeit, über Blindleistung die Spannung zu stabilisieren.



**Bild 4** Batteriepuffer für eine PV-Anlage

## 4.3 Bestimmung optimierter Komponenten Konfigurationen im Smart Grid

Die Optimierung der Netzkomponenten und Speicher für ein gutes Zusammenspiel im SmartGrid erfolgt in mehreren Schritten. Basis ist eine Prognose der Lastspitze und Jahresarbeit für das Zieljahr. Entsprechend der energiepolitischen RES-Ziele wird die erforderliche RES-Jahresarbeit ermittelt. Diesen Zielgrößen stehen die bestehenden und künftigen internen und externen RES-Kraftwerke mit ihren Leistungen und Volllaststunden gegenüber. Zur Zielerreichung werden die internen RES-Potentiale genutzt und die externen Bezugsmöglichkeiten so festgelegt, dass das Ziel erreicht ist. Ein Beispiel: Für das Jahr 2020 werden für ein Stadtwerk eine Lastspitze von 830 MW und eine Jahresarbeit von 3,1 TWh prognostiziert. Der bereits bestehende und neu geplante Mix (aus Wasser, PV- und Windkraftwerken) interner und externer RES-Anlagen erzeugt mit den jeweiligen Volllaststunden in Summe 990 GWh. Der geplante 30% Anteil der RES-Jahresarbeit ist damit voll abgedeckt.

Danach sind die RES-Fluktuationen zu behandeln, deren Ausfälle und die Prognosefehler. Ein Beispiel: Risikoberechnungen zeigen, dass in einem SmartGrid der maximale Bedarf einer Reserveleistung von 90 MW für 4 Stunden und damit eine Researbeit von 360 MWh bestehen. Dieses Defizit soll hälftig auf 45 MW (Biomasse-) Gasturbinen und 45 MW dezentrale Kleinspeicher verteilt werden. Bei Speichergrößen von je 8 kWh und 3,5 kW Anschlussleistung sind ca. 22.000 Kleinspeicher im Netz erforderlich, wobei die Researbeit, nicht die Reserveleistung diese Zahl bestimmt.

Als weitere Reserve und für den Fluktuationsausgleich noch nicht ausgeschöpft wurden hier die Ansteuerung von virtuellen Kraftwerken zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme sowie das Demand-Side-Ma-

nagement mit den Last- Zu- und Abschaltungen, Spannungsmodifikationen und Tarifsteuerung. Die Batterieinvestitionen belasten den Strompreis mit weniger als 1 Cent je kWh, wenn sie zur Reserve dienen.

## 5. Passen die Energiewirtschaftsgesetze zu den Smart Grids?

Die Energiewirtschaftsgesetze (EnWG) basieren auf den EU-Richtlinien, mit den Wurzeln aus den 90-iger Jahren des letzten Jahrtausends und mit dem Ziel der Marktliberalisierung. Die Klimaziele hatten nicht den Stellenwert wie heute. Die Verfasser sehen in der Netzstruktur mit SmartGrids, bei der das Netz, die Erzeugung und die Speicher eine zu optimierende Zelle bilden, durchaus einen partiellen Widerspruch zum Unbundling. Schon heute hat man den Eindruck, dass (zu) viel Kapazität an Personal und EDV aufgewendet wird, um im komplexen Umfeld der Verträge und Marktteilnehmer die jeweils betriebswirtschaftlich günstigsten Lösungen zu finden.

Die Verfasser meinen: Die Trennung ist künstlich, führt zu unnötiger Komplexität, bietet Raum für Egoismen und erschwert die Aufgaben im Smart Grid. Die im EnWG geforderte Diskriminierungsfreiheit kann dennoch durch Aufsicht und geeignete Informations- und Handelsplattformen gesichert werden. Ansätze in diese Richtung sind in den USA heute schon durch die ISO-Handelszentren umgesetzt worden. Teile des EnWG könnten vor diesem Hintergrund neu diskutiert werden. Die künftigen Marktmodelle, die sich aufgrund der technischen Überlegungen zu Smart Grids entwickeln, sind auf Einhaltung des EnWG und des gültigen Ordnungsrahmens zu prüfen.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Von den RES-Anlagen bieten zwar einige Erzeugungsarten relativ konstante oder gar steuerbare Einspeiseverläufe, für die dominierenden Windkraftanlagen ist jedoch eine zeitlich teilweise stark fluktuierende Erzeugung typisch. Defizite und Überschüsse gegen die Netzlast haben bereits Auswirkungen auf den Strompreis, klar erkennbar am wachsenden Spread der EEX-Strombörse, an der bei Schwachlast und hoher Winderzeugung schon negative Preise gehandelt wurden.

Um die Netzstabilität nicht zu gefährden, müssten manche der Erzeugungsanlagen aberegelt werden, was im grundsätzlichen Widerspruch zum Einspeisegesetz

(EEG) steht. Bei dem geplanten, erheblichen Ausbau der fluktuierenden RES-Anlagen wird der Ausgleich mit konventionellen Methoden immer problematischer. Dezentrale Stromspeicher auf Batteriebasis können eine Lösung bieten, die Überschüsse aufzunehmen und die Fluktuationen zu glätten. Sie bieten schnelle Leistungsreserven in beide Richtungen und Reserveenergie. Sie wirken stabilisierend auf die Spannung und ausgleichend auf den Strompreis. Ein wachsender Spread belastet alle Marktteilnehmer mit höheren Risiken.

In der Ausarbeitung wurden die Einsatzmöglichkeiten der Batteriespeicher dargestellt und Vorgehensweisen zur Dimensionierung für zwei Einsatzbereiche beschrieben. Stationäre, dezentrale Batteriespeicher im Verteilnetz wirken vielfach positiv: Sie bieten Reserven für Leistung und Energie, können Spitzenbelastungen senken, machen Investitionen in den Netzausbau verschiebbar und erhöhen die Volllaststunden der RES-Anlagen deutlich. Mobile Stromspeicher der Elektroautos können das bei den noch zu kleinen Batteriekapazitäten vorerst kaum leisten.

Pilotanlagen im Labor der Hochschule Darmstadt funktionieren bereits. In 2011 werden die ersten stationären Batteriespeicher pilotmäßig im Verteilnetz der HSE-AG installiert und die Vorteile im Betrieb verifiziert. Hier könnte ein neues Geschäftsmodell entstehen. Hohe negative Strompreise in Zeiten des Windstromüberschusses hätten schnelle Amortisierungszeiten der Batterieanlagen zur Folge. Eine hohe Nachfrage hier würde dämpfend auf die Preise wirken.

## 6 Literatur

[1] [www.smartgrids.eu](http://www.smartgrids.eu)

SmartGrids - Europäische Forschungsplattform

[2] Fenn, B.; Metz, D.: Intelligente Netze und Anlagen der Zukunft – Ein Beispiel aus der Verteilnetzpraxis (2009), VWEW Jahrbuch 2009, VWEW-Verlag.

[3] Fenn, B.; Metz, D.: SmartGrids: Wege zu intelligenten Stromnetzen mit breitem Einsatz von Regenerativen Energien am Beispiel Darmstadt, Ringvorlesung der Hochschule Darmstadt, Januar 2009 <http://www.energie-fuer-die-zukunft.de/>

[4] Fenn, B.: SmartGrids mit dezentralen Speichern in Verteilnetzen (2010), VWEW Jahrbuch 2010, VWEW-Verlag.

[5] Fenn, B.; Metz, D., Fiedler, T., Röglin, A.: Einsatzmöglichkeiten stationärer und mobiler Stromspeicher in Verteilnetzen, 11. Symposium Energieinnovation der TU Graz, 10.-12.2.2010, Konferenzband-CD.