

# Einsatzpotential von kleinen dezentralen Speichern

Gaswirtschaft, Kapazitätsmanagement, Regelernergie, Speichereinsatz

Christoph Aretz, Hartmut Müller und Bernd Waschulewski

*Der vorliegende Artikel beschäftigt sich mit den veränderten Rahmenbedingungen, durch die sich das Einsatzpotential von kleinen dezentralen Speichern verändert hat. Die Gesamtunternehmenssicht ist aufgrund der neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen durch das EnWG und dessen Konkretisierungen (insbesondere GABi), aber auch durch die weitgehende Trennung von Netz und Markt immer weiter in den Hintergrund gerückt worden und die früher gleichgerichteten Interessen laufen mittlerweile auseinander. Auswirkungen dieser Entwicklung und Perspektiven für dezentrale Speicher werden nachfolgend beleuchtet und abschließend werden Handlungsempfehlungen gegeben.*

## The application potential of small decentralized gas storages

*This article deals with the altered basic conditions which causes changes in the application potential of small decentralized gas storage. Due to the new legal framework of the EnWG and its concretisations (especially GABi) the entire business perspective gets further into the background and previously parallel interests are running apart. Another reason is the extensive separation of grid and market. Impact of these developments and prospects for decentralized gas storage are explained below, and finally recommendations are given.*

## 1. Einleitung

Viele Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit dezentrale Speicher, wie bspw. Röhrenspeicher oder Kugelspeicher erbaut. Aus Gesamtunternehmenssicht wurden sie zur Lastregulierung, Bezugsoptimierung und ggf. zur Wahrung der Netzstabilität eingesetzt.

Im Gegensatz zu den großen untertägigen Speichern dienen die dezentralen Speicher dazu, in schwachlastigen Zeiten Gas aufzunehmen (Einspeicherung) und in laststarken Zeiten Gas (Ausspeicherung) abzugeben (untertägige Fahrweise). Das Ziel war i. d. R. die Reduzierung der höchsten Stundenlast an einem oder mehreren Wintertagen. Dies hatte nicht nur den Vorteil, dass das Gasversorgungsunternehmen finanzielle Vorteile gegenüber dem Gaslieferanten erzielen konnte, sondern auch aus technischer Sicht das vorgelagerte System weit weniger beansprucht wurde. Ein ähnliches Instrument mit gleicher Wirkung ist aus vertrieblicher Sicht der abschaltbare Kunde.

Es gibt heute Netzbetreiber, die aus Netzstabilitätsgründen auf den Speicher oder auf die Abschaltung von Kunden nicht verzichten können, da das vorgelagerte Netz die volle Kapazität nicht zur Verfügung stellen kann.

Durch veränderte Rahmenbedingungen (GABi-Gas) hat sich auch das Einsatzpotential von kleinen dezentralen Speichern verschlechtert. Die Gesamtunterneh-

menssicht ist aufgrund der neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen durch das EnWG und dessen Konkretisierungen (insb. GABi), aber auch durch die weitgehende Trennung von Netz und Markt immer weiter in den Hintergrund gerückt worden und die früher gleichgerichtete Interessen laufen mittlerweile auseinander. Auswirkungen dieser Entwicklung und Perspektiven für dezentrale Speicher werden nachfolgend beleuchtet. Dabei wird auch auf die Ende Mai 2009 von der BNetzA vorgelegten Eckpunkte zur Konsultation „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“ eingegangen.

## 2. Veränderte Rahmenbedingungen der Gaswelt durch GABi-Gas

Mit der Einführung von GABi-Gas versorgen Weiterverteiler in der Regel überwiegend Kunden, die als Tagesbänder bilanziert werden. Damit liegen auch nur Abrechnungsdaten auf Tagesbandbasis vor, so dass der Transportkunde (Stadtwerk) und der Vorlieferant nicht wie in der Vergangenheit eine maximale Stundenleistung vereinbaren, sondern dieses in eine maximale Tagesleistung umwandeln müssen.

Hat der Speicherbetreiber (oftmals der Vertrieb) in der Vergangenheit unter Nutzung von untertägiger Ein- und Ausspeicherung gegen die höchste Stundenleistung optimiert, kann er heute bei entsprechender Vertragsgestaltung nur noch die Tagesleistung optimieren.

Dies ist in sofern ein Nachteil, da die dezentralen Speicher für diese Art der Optimierung schlichtweg zu klein sind. Der Speicher kann an einem Tag nur ausspeisen und am nächsten Tag nur einspeisen oder ruhen. Bei dieser Betrachtung liefert der Speicher ein Band, welches in Summe viel weniger Leistung reduzieren kann, als vergleichsweise bei Stundeneinsatz. Somit ist der Vorteil aus der Tagesleistungsoptimierung um ein vielfaches kleiner als vorher. Dadurch sinkt der finanzielle Vorteil (Kostenvermeidung) erheblich und die Wirtschaftlichkeit des Speichers ist gefährdet.

Ebenso wird die Einsatzplanung zunehmend erschwert, weil der Zeitraum, in dem ausschließlich aus dem Speicher entnommen wird, erheblich größer ist als bei der Optimierung der Stundenleistung. Mit der Dauer nimmt auch die Güte von Wetterprognosen ab. Im Extremfall kann mittels Einsatz des Speichers keinerlei einsparende Effekte erzielt und es können beschaffungsseitige Pönalen fällig werden.

### 2.1 Bewertung des Regelenergiebedarfs und -marktes

Zur Umwandlung von Stundenlastgängen in Tageslastgängen wurde in GABI-Gas von der BNetzA eine Regelenergieumlage definiert.

Der Transportkunde kann seine Speicher in den Regelenergiemarkt einbringen und somit ganzjährig eine Verwendung sicherstellen. Im Vordergrund steht bei dieser Betrachtung sicherlich das Preisniveau auf dem Regelenergiemarkt.

Das Regelenergiepreisniveau ist derzeit sehr niedrig und auch beim Wechsel in die aktuelle Umlageperiode sind keine Preissprünge zu beobachten gewesen. Die auf den Internetseiten der Bilanzkreisnetzbetreiber veröffentlichten Preise sind letztendlich die Preisobergrenzen zu der ein Regelenergielieferant Regelenergie im Zuge einer Ausschreibung anbieten kann. In diesem Betrag sind nicht nur die Kosten des Regelenergielieferanten, sondern auch die Kosten für die Systemdienstleistungen des Bilanzkreisnetzbetreibers enthalten, die schätzungsweise 1/5 bis 2/5 des Preises betragen.

Derzeit ist der Regelenergiemarkt für kleine dezentrale Speicher praktisch nicht zugänglich, da die ausgeschriebenen Lose die Kapazitäten von Speicher dieser Baugröße bei weitem überschreiten. Es ist abzuwarten, inwiefern sich dies zukünftig ändern und nach unten korrigieren wird und welcher Aufwand im operativen Betrieb anfällt. Die Beteiligung am Regelenergiemarkt stellt somit kein alleiniges, sondern immer nur ein Betätigungsfeld bei der Speicherbewirtschaftung dar.

### 2.2 Speichereinsatz aus Netzbetreibersicht

Aus Netzbetreibersicht kann der Speicher ebenfalls weiterhin genutzt werden. Zum einen als Netzpuffer, wenn dies aufgrund von Netzrestriktionen notwendig ist, aber auch zur Kappung von Leistungsspitzen, um die Kapazi-

tätsbestellung beim vorgelagerten Netz entsprechend zu reduzieren. Das regulatorische Umfeld (BNetzA) ist derzeit dieser Vermarktungsmöglichkeit nicht wohlgesonnen, so dass für die Netzbetreiber wenig Anreize für diese Einsatzmöglichkeit bestehen.

### 2.3 Speichereinsatz aus Vertriebsicht

Der Übergang von der Stunden- auf die Tagesbetrachtung im Rahmen der Bilanzierung hat auch für die Speichereinsatzplanung erhebliche Auswirkungen. Bei der Minimierung der maximalen Tagesmenge erhöht sich der Zeitraum, in dem aus dem Speicher ausschließlich entnommen wird, gegenüber der Stundeneinsatzoptimierung erheblich. Sind es bei der Stundeneinsatzoptimierung ca. drei bis vier Tage, in denen im Saldo mehr aus dem Speicher entnommen als eingespeist wird, kann dieser Zeitraum bei der Tagesoptimierung erheblich länger dauern. Daher wird zur Optimierung der Tagesmengen auch ein deutlich größeres Speichervolumen benötigt und die Anforderungen an die Qualität der Einsatzplanung sind höher. An einem Beispiel soll das Potenzial zur Kappung der maximalen Bezugsleistungen für die stündliche bzw. tägliche Optimierung dargestellt werden.

Für ein Verteilnetz und ein Jahr wird in einer Ex-post-Betrachtung das Potenzial zur Kappung der maximalen Bezugsleistung in Abhängigkeit des Speichervolumens dargestellt. Dabei handelt es sich um den Jahresbedarf der Letztverbraucher von insgesamt ca. 3000 GWh/a bei ca. 3200 Vollbenutzungsstunden. Neben Heizwärme besteht ein größerer Bedarf an Prozesswärme im industriellen Bereich (**Bild 1**).

Zur direkten Gegenüberstellung ist die jeweilige maximale Kappungsleistung auf die jeweils maximale Leistung bezogen (**Bild 2**).

Wie zu erwarten war, ist das Potenzial zur Kappung der Leistung bei einer stündlichen Betrachtung erheblich größer als bei der Tagesbetrachtung. So kann unter den Randbedingungen beispielsweise bei einem Speichervolumen von 1,5 Mio. kWh die stündliche Leistung

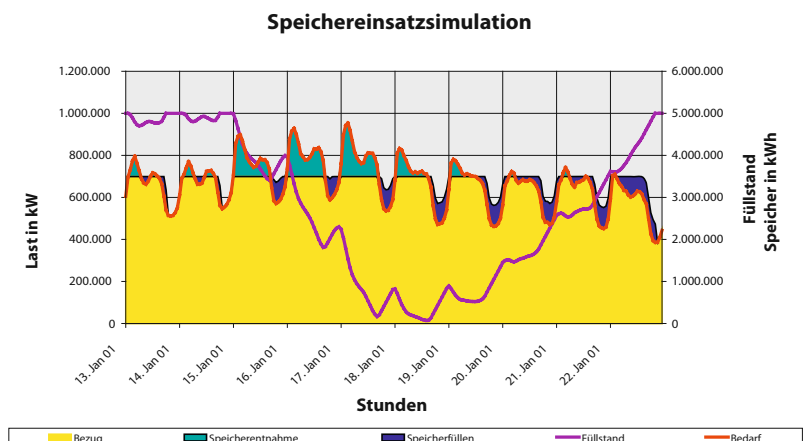
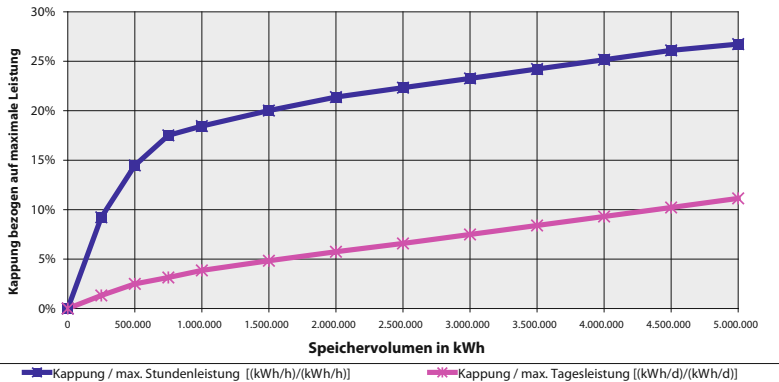


Bild 1. Beispiel Speichereinsatzsimulation.

**Kappung der Leistung bezogen auf die maximale Bezugsleistung eines Weiterverteilers**  
ex-post-Betrachtung



**Bild 2.** Potenzial der Leistungskappung bezogen auf die maximale Bezugsleistung in Abhängigkeit des Speichervolumens.

um 20% reduziert werden, während die Tagesmenge lediglich um 5% reduziert werden kann.

### 2.4 Eckpunkte zur Konsultation „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“

Ende Mai 2009 wurden von der BNetzA die Eckpunkte zur Konsultation „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“ vorgelegt. In diesem Papier werden Maßnahmen vorgestellt, mit denen die Nachfrage nach Transportkapazitäten besser befriedigt werden kann, um Markteintrittsbarrieren abzubauen. Ziel soll es sein, ein Maximum an Kapazitäten anzubieten, um vermeintliche „rote Ampeln“ in Zukunft zu reduzieren.

Das Eckpunktepapier fokussiert sich auf die Einspeise- und Netzkopplungspunkte und deren Kapazitäten und zeigt einen möglichen, jedoch nicht ganz unkomplexen Weg auf, wie diese Kapazitäten maximiert und im Markt platziert werden können. Es sind noch viele Fragen hierzu offen, dennoch kann man jetzt schon sagen, dass eine operative Umsetzung und Verankerung nicht ganz einfach werden wird.

Die BNetzA hat inzwischen erkannt, dass ein hinreichendes Angebot an Kapazitäten und damit auch an Liquidität der wesentliche Schlüssel zum Erfolg für einen wirksamen Wettbewerb ist. Interessant ist jedoch in diesem Zusammenhang, dass einerseits wieder mit viel Aufwand ein neues Regelkonstrukt geschaffen wird, jedoch andererseits die Nutzung von dezentralen Speichern teils unattraktiv gemacht wurde, dass man hier fast schon von einer Kapazitätsvernichtung sprechen kann.

## 3. Handlungsempfehlungen

Zunächst einmal ist es notwendig, die beteiligten Markrollen im Gesamt-EVU eindeutig zu identifizieren und zu

prüfen, ob der Speicher künftig unter den geänderten Rahmenbedingungen wirtschaftlich betrieben werden kann. Nach einer wirtschaftlichen Zuordnung des Speichers ergeben sich eine Vielzahl an operativen Tätigkeiten, die zwischen den einzelnen Markrollen zu organisieren und abzuwickeln sind.

### 3.1 Für Speicherbetreiber

Für den Speicherbetreiber ist es notwendig im neuen regulatorischen Umfeld neue Absatzmöglichkeiten für sein Produkt Speicher zu identifizieren, zu bewerten und zu vermarkten.

Für die Produktentwicklung sind nachfolgende Aspekte näher zu betrachten:

- Zuordnung des Speichers zum Anlagevermögen klären
- Betriebskosten des Speichers analysieren
- Technische Voraussetzungen hinsichtlich den Erfordernissen eines Bilanzkreismanagements prüfen
- Speicher- und Bilanzkreismanagement aufbauen: Nominierungs-Know how (auch zukünftig Prognose im 24-h-Raster)
- Speichermanagement aufbauen: Schnittstellenmanagement zwischen Beschaffung, Vertrieb und Netzleitstelle

Der Erfolg ist in großem Maße abhängig von der Größe des Speichers. Je größer der Speicher ist, desto mehr Produkte beinhaltet das Vermarktungsportfolio. Es ist davon auszugehen, dass die entwickelten Produkte kurzzyklischer werden. Das bedeutet, dass der Fokus zunehmend mehr auf Handelsgeschäfte und Portfoliooptimierung als auf dem „einmaligen“ Einsatz zur Kappung von Lastspitzen liegen wird. Der Speicherbetreiber sollte sein Produkt an Händler vermarkten, da hier das größte Erlöspotential für den Speicher oder für Speicheranteile zu erwarten ist.

### 3.2 Für Netzbetreiber

Nicht erst seit GABi-Gas, sondern bereits seit Einführung des Zweivertragsmodells sind (kleine) Erdgasspeicher für den Netzbetreiber von nachrangigem Interesse. Für den Fall, dass der Netzbetreiber den Speicher nicht zur Stabilisierung der Gasflüsse im Verteilnetz benötigt, ist kein Bedarf für den Netzbetreiber an Lastreduzierung vorhanden. Die Bundesnetzagentur verweigert derzeit noch die Anerkennung von Lastflusszusagen auf Verteilnetzebene. Somit würde hier ein wirtschaftliches und ein versorgungstechnisches Risiko bestehen, wenn der Netzbetreiber eine solche Lastflusszusage zur Reduzierung seiner vorgelagerten Netzkosten einkauft.

Abgesehen davon muss der Netzbetreiber weiterhin dafür Sorge tragen, dass der Speicher in einem technischen einwandfreien Zustand ist, sofern er Bestandteil seines Netzes ist. Perspektivisch sollte der Netzbetreiber den nichtregulierten Speicher aus dem regulierten

Netzbereich ausgliedern, da zusätzlich im Wettbewerb erwirtschaftete Erlöse der Regulierung zum Opfer fallen würden.

Nicht desto trotz hat der Netzbetreiber sich organisatorisch so aufzustellen, dass er von einem zukünftigen Gasspeicherbetreiber operative Einsatzfahrpläne entgegennehmen und gegebenenfalls durchführen kann.

### 3.3 Für den Vertrieb

Der Vertrieb sollte untersuchen, inwiefern ein Erdgasspeicher in das eigene Beschaffungsszenario integriert werden kann.

Um den Speicher aus Vertriebsicht nutzen zu können, muss der Speicher im Eigentum des Vertriebes bzw. gepachtet oder gemietet sein. Außerdem ist es notwendig, ein Speicher- und Bilanzkreismanagement aufzubauen. Im Fokus hierbei stehen die Prognose der Lastflüsse (EDM) und eine darauf aufbauende Kommunikation zum Bilanzkreis (BKM) und zum Speicher (Leitwarte).

Hierbei ist zu beachten, dass sich die Größe des Speichers proportional zur Einsatzmöglichkeit verhält. Es ist zu untersuchen, ab welcher kritischen Größe der Einsatz eines Speichers überhaupt Sinn macht und eine durch den Speichereinsatz strukturierte Beschaffung wirtschaftliche Vorteile darstellt.

## 4. Ausblick

Es wurde gezeigt, dass sich der Einsatz kleiner Erdgasspeicher nicht mehr als voll integriert zu betrachten ist. Durch den Übergang von der Stunden- auf die Tagesbilanzierung und die Verweigerung der Anerkennung von Lastflusszusagen durch die Bundesnetzagentur ist ein wirtschaftlicher Betrieb von lokalen Speichern kaum noch möglich. Es ist zu bedauern, dass in den Eckpunkten zur Konsultation „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“ das Potenzial der lokalen Speicher nicht einbezogen wird. Das Verschwinden von lokalen Speicherkapazitäten wird die Situation der knappen Netzkapazitäten auf der Transportebene verschärfen und sich negativ auf die Wettbewerbsentwicklung auf dem deutschen Gasmarkt auswirken.

Zur Rettung von lokalen Speicherkapazitäten ist es notwendig neue Produkte, auch für kleine Erdgasspei-

cher zu entwickeln und diese am Markt zu platzieren. Gerade vor dem Hintergrund geringer Volumina ist dies schwierig und im großen Maße von externen Faktoren, wie bspw. die Entwicklung des Regelenergiebedarfs und -marktes abhängig. Sofern die Chancen für den wirtschaftlichen Weiterbetrieb des Speichers bestehen, ergeben sich hieraus neue Herausforderungen, die sich Handel u. Vertrieb als zukünftige Speicherbetreiber stellen müssen. Es ist zu überlegen, inwiefern man mit anderen Erdgasspeichern kooperieren kann (Zusammenschluss zu einem virtuellen Speicher) oder ob im Rahmen der nächsten Gasausschreibung der eigene Erdgasspeicher als Optimierungsleistung an den Vorlieferanten vermietet wird.

### Autoren



Dipl.-Kfm. **Christoph Aretz**  
BET Büro für Energiewirtschaft und  
technische Planung GmbH |  
Aachen |  
Tel. +49 241 47062-419 |  
E-Mail: christoph.aretz@bet-aachen.de



Dipl.-Wirt.Ing. **Hartmut Müller**  
BET Büro für Energiewirtschaft und  
technische Planung GmbH |  
Aachen |  
Tel. +49 241 47062-425 |  
E-Mail: hartmut.mueller@bet-aachen.de



Dipl.-Ing. **Bernd Waschulewski**  
BET Büro für Energiewirtschaft und  
technische Planung GmbH |  
Aachen |  
Tel. +49 241 47062-413 |  
E-Mail: bernd.waschulewski@bet-aachen.de