

22. Juli 2015

Demand Side Management als Beitrag zur Gasversorgungssicherheit – Gemeinsamer Vorschlag von VIK, DIHK und VCI

Für die unterzeichnenden Verbände stellt ein funktionierender Erdgasbinnenmarkt die beste Basis für eine sichere Erdgasversorgung dar. Die aktuelle Debatte in Deutschland um zusätzliche Maßnahmen zur Krisenvorsorge für den Fall von Gasmangellagen beschränkt sich derzeit auf angebotsseitige Eingriffe in den Gasspeichermarkt. Derartige Markteingriffe sollten erst erwogen werden, wenn nachweislich Marktversagen vorliegt. Ansonsten sind Marktverzerrungen und steigende Gaspreise die Folge.

Die Diskussion um Versorgungssicherheit sollte stattdessen auf weitere marktwirtschaftliche Instrumente zur Flexibilisierung von Gasangebot und -nachfrage für Krisensituationen setzen. Dazu gehören neben Gasspeichern auch nachfrageseitige Maßnahmen wie Demand Side Management, die Importinfrastruktur und Gasproduktion. Erst im Wettbewerb zwischen diesen Flexibilitätsoptionen sollte über den adäquaten Umfang des Speichereinsatzes entschieden werden, damit Versorgungssicherheit kosteneffizient erreicht wird. **DIHK, VCI und VIK plädieren daher für ein *level playing field* der Flexibilisierungsinstrumente. Dazu gehört, marktwirtschaftlich erschließbare Potenziale für Demand Side Management (DSM) als Instrument der Krisenbewältigung** in eine Strategie zur Versorgungssicherheit einzubeziehen.

Demand Side Management-Mechanismus zur Krisenvorsorge

Die aktuell gültige EU-VERORDNUNG Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung ordnet nachfrageseitigen Maßnahmen für die Sicherheit der Erdgasversorgung eine hohe Bedeutung zu, weil sie direkten Einfluss auf das Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage haben. Konkret sind dies u.a. der **Rückgriff auf unterbrechbare Verträge**, Möglichkeiten des Brennstoffwechsels, einschließlich Verwendung von Ersatzbrennstoffen in Industrieanlagen und Kraftwerken sowie **freiwillige Abschaltungen**.

Trotz dieser Vorgaben und des Verweises auf marktbasierende nachfrageseitige Maßnahmen in § 16 Abs. 1 EnWG wurde in Deutschland bisher kein System entwickelt, das die Potenziale auf der Nachfrageseite marktwirtschaftlich hebt. Aufgrund der erheblichen Potenziale von Demand Side Management, Gasmangellagen kosteneffizient zu beseitigen, schlagen VIK, VCI und DIHK folgenden DSM-Mechanismus für Deutschland vor:

Eckpunkte eines DSM-Mechanismus

- Das mögliche Flexibilitätspotenzial der Industrie kann auf Basis des § 16 Abs. 1 EnWG über ein marktbasierendes System von Abschaltvereinbarungen gehoben werden. Damit können nicht marktbasierende Zwangsabschaltungen nach § 16 Abs. 2, die einen Eingriff in bestehende Verträge darstellen, im Fall einer Gasmangellage hinausgezögert werden.
- Auf Basis einer Ausschreibung oder eines dafür geeigneten Regelenergieproduktes können Endverbraucher ihre Abschaltpotentiale anbieten. Dabei wird bspw. ermittelt, welche Unternehmen bei Eintritt einer Gasmangellage an welchen Netzpunkten, zu welchen

Preisen, für welchen Zeitraum zu einer Nachfragereduktion bereit sind. Dahinter steht das Konzept des *Value of Lost Load*, der auf Basis der Bruttowertschöpfung je Einheit Gasverbrauch die Kosten einer Abschaltung angibt¹.

- Diese „Zahlungsbereitschaft“ resultiert in einer speziellen Merit-Order-Liste für Gaskrisensituationen und damit einer Abschaltreihenfolge als letzte Maßnahme auf Basis von § 16 Abs. 1 EnWG vor Eintritt von Zwangsmaßnahmen zum Erhalt der Systemstabilität nach § 16 Abs. 2 EnWG.
- Die Merit-Order-Liste und damit die freiwilligen Abschaltungen werden erst aktiviert, wenn es dem normalen Markt nicht mehr möglich ist Regelenergie bereit zu stellen.

Vorteile eines DSM-Mechanismus

- Die Potenziale können im Engpassfall dazu dienen, zügig und gesamtwirtschaftlich effizient Reserve-Regelenergie bereit zu stellen und damit einen nur im Notfall kostenwirksamen Sicherungsmechanismus etablieren.
- Mittels des vorab kontrahierten und reaktionsschnell aktivierbaren DSM-Mechanismus kann erheblich Zeit gewonnen werden, bevor auf Abschaltungen im Rahmen des § 16 Abs. 2 EnWG oder gar des Notfallplans zurückgegriffen wird.
- Unternehmen erhalten einen Anreiz, Potenziale zur Lastreduktion zur Verfügung zu stellen, weil sie dafür eine ihren Ausfallschäden angemessene Vergütung erhalten.
- Im Gegensatz zu angebotsseitigen Versicherungslösungen, wie einer Speicherreserve, entstünden Kosten nur dann, wenn tatsächlich eine Gasmangellage eintritt.
- Die Kosten richten sich nach der Ausprägung der Gasmangellage und sind ex-ante abschätzbar.
- Die wirtschaftlichen Gesamtschäden werden aufgrund der Abschaltreihenfolge nach der entgangenen Bruttowertschöpfung (Merit-Order-Liste des Value of Lost Load) minimiert.
- Für Netzbetreiber und Letztverbraucher entsteht mehr Rechts- und Erwartungssicherheit.
- Der administrative Aufwand zur Einführung eines DSM-Mechanismus ist überschaubar.
- Der reguläre Gasmarkt wird nicht verzerrt.
- Das System ist mit dem bestehenden und dem neuen Bilanzierungssystem GABi Gas 2.0 vereinbar.
- Die Reichweite und das Potential von DSM-Maßnahmen werden sichtbar und könnten für strategische Evaluierungen der Versorgungssicherheit genutzt werden.

Marktwirtschaftliche Systeme statt teurer strategischer Reserve

Erdgasspeicher sind eine tragende Säule für die Gasversorgungssicherheit. **Nach Ansicht der zeichnenden Verbände sollte der Speichereinsatz aber weiterhin durch Marktsignale gesteuert werden.**

Für eine strategische Erdgasreserve hingegen müssten dem Speichermarkt Kapazitäten entzogen oder es müssten Speicherkapazitäten zugebaut werden. Beide Optionen führen zu

¹ Schätzungen auf Basis aggregierter Branchendaten ergeben, dass nennenswerte Potenziale bereits bei einem Preis von 150 Euro/MWh zur Verfügung stehen

hohen Kosten und verzerren den residualen Speichermarkt. So können im Gaskrisenfall nicht marktbasierter Zugriffe auf gespeicherte Gasmengen diese entwerten und den betriebswirtschaftlichen Anreiz zur Speichernutzung untergraben². Auch der Rat der europäischen Regulierungsbehörden (CEER) warnt in seinem Positionspapier vor Marktverzerrungen durch strategische Reserven oder Speicherverpflichtungen³. Eine Einführung entsprechender Instrumente sollte nur bei Marktversagen erwogen werden, ein Umstand der für Deutschland derzeit nicht erkennbar ist.

Die jährlichen Kosten einer Reserve und ihre Wälzung würden die im europäischen Vergleich für Unternehmen bereits hohen Gaspreise weiter steigen lassen. Gleichzeitig ist ein den Kosten angemessener Gewinn an Versorgungssicherheit für Unternehmen nicht erkennbar. Im Engpassfall wären sie weiterhin gegenüber geschützten Kunden und Wärmekraftwerken vorrangig von Abschaltungen betroffen. Eine verursachergerechte Kostenallokation wäre somit nicht gegeben, da den kostentragenden Unternehmen kein Mehrwert entstünde.

Derzeit wird die VERORDNUNG (EU) Nr. 994/2010 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung einer Revision durch die EU Kommission unterzogen⁴. Dieser Prozess wird bis Ende des Jahres abgeschlossen. Eine Entscheidung des BMWi zur Gestaltung des Speicherbetriebes sollte daher in enger Abstimmung mit der EU erfolgen, um unterschiedliche, sich ggf. gegenseitig beeinflussende Maßnahmen zur Erreichung des gleichen Schutzziels zu vermeiden.

Aus den genannten Gründen lehnen DIHK, VCI und VIK eine staatlich organisierte nationale Erdgasreserve sowohl aus ordnungspolitischen Erwägungen als auch aus Kostengründen ab.

Strategische Reserve vs. Demand Side Management aus Kostensicht

Die unterzeichnenden Verbände haben eigene Schätzungen zum *Value of Lost Load* durchgeführt. Auf der Basis dieser Daten wurde ein Vergleich zur Strategischen Reserve SR1 und dem dahinter liegenden Szenario aus der Studie „*Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher*“⁵ durchgeführt.

Die Kosten für die strategische Reserve SR1 gemäß dem betrachteten Szenario sind in der Studie mit 9,48 Mrd. € für 25 Jahre bzw. 379 Mio. Euro jährlich beziffert: Da es sich um eine Versicherungslösung handelt, müssten die Kosten in jedem Falle von den Erdgasverbrauchern getragen werden, auch beim Ausbleiben einer Gaskrise.

² siehe CEER 2014: CEER Vision on the Regulatory Arrangements for the Gas Storage Market, S.25

³ siehe CEER 2015: CEER Final Vision on the Regulatory Arrangements for the Gas Storage Market, S.23

⁴ <http://ec.europa.eu/energy/en/consultations/consultation-revision-regulation-eu-no-9942010-concerning-measures-safeguard-security>

⁵ <http://www.bmw.de/DE/Mediathek/publikationen,did=716502.html>

Der seitens der unterzeichnenden Verbände eingebrachte Vorschlag zum Demand Side Management ist rein arbeitspreisorientiert, d.h. Kosten würden nur bei Eintritt einer Gaskrise, also im Schadensfall entstehen. Bleibt der Gaskrisenfall aus, liegen diese bei null. Sollte dennoch eine Gaskrise gemäß Szenario der Reserve SR1 entstehen, werden die Kosten auf 667 Mio. € für den Schadensfall geschätzt. Tritt ein solcher Fall einmal in 20 Jahren auf, ergäben sich theoretische jährliche Kosten von ca. 33 Mio. €. Hierzu ist anzumerken, dass sich die Kosten flexibel an die Ausprägung der Höhe der Gaskrise anpassen, vorausgesetzt es liegen genügend Angebote auf der Endverbraucherseite vor. Für eine entsprechende Anreizung von Abschaltpotenzialen müssen jedoch die notwendigen Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Ansprechpartner:

Valentin Höhn
v.hoehn@vik.de

Till Bullmann
bullmann.till@dihk.de

Dr. Alexander Kronimus
kronimus@vci.de



Abschaltpotentiale und Kosten deutscher Industriebranchen

Kosten für DSM gemäß SR1

Zuordnung zur Statistik vom stat. Bundesamt	Bruttowertschöpfung Deutschland in Mrd. EUR (2012)	Gasverbrauch Deutschland (2012)	Gasverbrauch TWh/d bei 5000 Jahresbenutzungsstunden	Abschaltkosten Deutschland	Abschaltkosten je Branche je 1 TWh basieren auf Daten Stat. Bundesamt	Abschaltpotenzial in TWh/d (Annahme 30% realisierbar)	Kosten pro Tag in EUR	Abschaltpotenzial kumuliert in TWh/d
H.v. Ziegeln und sonstiger Baukeramik	0,93 Mrd. €	6,84 TWh	0,03	136 €/MWh	135.847.153 €	0,010	1.338.196 €	0,01
Papierherstellung	3,24 Mrd. €	22,28 TWh	0,11	145 €/MWh	145.291.492 €	0,032	4.661.073 €	0,04
Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	6,00 Mrd. €	36,98 TWh	0,18	162 €/MWh	162.300.302 €	0,053	8.643.313 €	0,10
H.v. chemischen Grundstoffen	22,41 Mrd. €	106,58 TWh	0,51	210 €/MWh	210.225.247 €	0,153	32.264.983 €	0,25
Metallerzeugung u. -bearbeitung	18,72 Mrd. €	75,63 TWh	0,36	248 €/MWh	247.515.734 €	0,109	26.955.027 €	0,36
H.v. Glas und Glaswaren	3,22 Mrd. €	12,79 TWh	0,06	252 €/MWh	251.779.452 €	0,018	4.636.439 €	0,38
H.v. chemischen Erzeugnissen	34,66 Mrd. €	104,49 TWh	0,50	332 €/MWh	331.746.795 €	0,150	49.915.316 €	0,53
Papiergewerbe	9,50 Mrd. €	28,12 TWh	0,13	338 €/MWh	338.014.608 €	0,040	13.686.504 €	0,57
Glasgewerbe, H.v. Keramik, Verarb.v. Steinen u. Erden	12,60 Mrd. €	28,85 TWh	0,14	437 €/MWh	436.681.698 €	0,042	18.139.729 €	0,61
Erzeugung und erste Bearbeitung v. NE-Metallen	4,60 Mrd. €	7,14 TWh	0,03	645 €/MWh	644.943.977 €	0,010		
H.v. Zement, Kalk und gebranntem Ton	1,20 Mrd. €	1,80 TWh	0,01	663 €/MWh	663.070.810 €	0,003		
Bergbau, Steine, Erden	4,27 Mrd. €	4,87 TWh	0,02	876 €/MWh	876.284.486 €	0,007		
Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung	44,51 Mrd. €	34,80 TWh	0,17	1279 €/MWh	1.278.834.755 €	0,050		
Kokerei, Mineralölverarbeitung, H.v. Spalt- u. Brutstoffen	39,37 Mrd. €	19,87 TWh	0,10	1981 €/MWh	1.981.409.669 €	0,029		
Textil- und Bekleidungs-gewerbe	5,37 Mrd. €	2,59 TWh	0,01	2077 €/MWh	2.077.045.435 €	0,004		

Holzgewerbe	4,03 Mrd. €	1,66 TWh	0,01	2420 €/MWh	2.419.727.227 €	0,002		
Fahrzeugbau	88,45 Mrd. €	11,80 TWh	0,06	7496 €/MWh	7.495.987.133 €	0,017		
Maschinenbau	75,61 Mrd. €	6,51 TWh	0,03	11615 €/MWh	11.614.721.048 €	0,009		
Gesamt	378,68 Mrd. €	513,60 TWh	2,5			0,7	160.240.581 €	

	Kosten SR 1 BBH	Gesamtkosten DSM
für 0,6 TWh/d Leistung		160.240.581 €
für 2,5 TWh AGV		667.669.086 €
Kosten p.a. (bei DSM p=0,05)	379.000.000 €	33.383.454 €
Kosten 20 y	7.580.000.000 €	667.669.086 €
Kosten 25 y	9.475.000.000 €	834.586.358 €