

DIHK-Impulspapier Mai 2026: Gasspeicherpolitik als Baustein der Versorgungssicherheit

Ausgangslage

Die Energiekrisen der vergangenen Jahre in Folge des russischen Angriffs auf die Ukraine sowie des Iran-Kriegs haben die strukturellen Verwundbarkeiten der europäischen Gasversorgung und seiner Infrastruktur deutlich offengelegt. Insbesondere stellt sich die Frage, wie Deutschland seine Versorgung im Winter sicherstellen kann, falls Lieferungen teilweise oder vollständig ausfallen sollten.

Trotz der Stabilisierung der Gasmärkte im Vergleich zu 2022 und Erreichung der Gasspeicherfüllstandsvorgaben in den vergangenen Winterperioden zeigt der Tiefstand in den Gasspeichern von rund 20 % am 13. Februar 2026, dass Engpässe möglich bleiben. Gleichzeitig bestehen strukturelle Herausforderungen. Die aktuelle Lage stellt sich wie folgt dar:

- starre gesetzliche Füllstandsvorgaben nach §§ 35a ff. EnWG
- Preisverzerrungen aufgrund staatlicher Eingriffe sowie daraus resultierender negativer Sommer-Winter-Spreads
- massiver Ausbau der LNG-Infrastruktur seit 2022 und zugleich Unsicherheiten beim LNG-Import, insbesondere im Krisenfall.

Die DIHK hat vor diesem Hintergrund verschiedene Modelle analysiert, um ihre Wirkung auf Versorgungssicherheit, Umsetzbarkeit/Flexibilität und Kosteneffizienz zu bewerten.

Allgemeine Grundsätze

Aus unserer Sicht sind folgende Leitlinien zentral:

1. Speicher liefern saisonale Flexibilität und sind zentral für die Versorgung im Winter.
2. Versorgungssicherheit zu wettbewerbsfähigen Preisen sollte oberste Priorität haben.
3. Staatliche Eingriffe gefährden Effizienz, Planungssicherheit und Marktreaktionsfähigkeit, diese sollten daher nur in akuten Notfallsituationen erfolgen.
4. Ein europäisch abgestimmtes Vorgehen sowie eine EU-weite Koordinierung halten wir für notwendig, da die Gasmärkte grenzüberschreitend funktionieren.
5. Preissignale sollten gestärkt werden, statt dauerhafter staatlicher Eingriffe.
6. Kein Instrument kann sämtliche Risiken der Gasversorgung vollständig und dauerhaft absichern. Restrisiken bleiben daher bestehen.

Wir gehen davon aus, dass der negative Sommer-Winter-Spread sich ohne staatliche Eingriffe sowie ohne anhaltende Kriege langfristig wieder normalisieren dürfte und damit marktwirtschaftliche Einspeicheranreize wirken können.

Bewertung einzelner Instrumente

Aktuelle deutsche Regelung

Die aktuell in Deutschland geltende Regelung kombiniert gesetzliche Füllstandsvorgaben mit der Rolle des Marktgebietsverantwortlichen als „Buyer of Last Resort“. Positiv ist festzuhalten, dass die vorgegebenen allgemeinen Speicherziele bislang erreicht wurden und damit die Versorgungssicherheit zumindest teilweise gewährleistet werden konnte. Zudem würde eine Beibehaltung des bestehenden regulatorischen Rahmens zusätzliche Unsicherheiten für die Marktakteure vermeiden.

Gleichzeitig weist das Modell jedoch deutliche Schwächen auf. Die starren Vorgaben führen zu spürbaren Marktpreisverzerrungen und schwächen marktwirtschaftliche Anreize zur eigenverantwortlichen Einspeicherung. Darüber hinaus bestehen erhebliche Kostenrisiken, da der Marktgebietsverantwortliche - in diesem Fall die Trading Hub Europe (THE) - im Bedarfsfall die Beschaffung und Finanzierung übernehmen muss, was in den vergangenen Jahren zu höheren Umlagen geführt hat. Damit geht das Risiko einher, dass neue Umlagen oder andere Formen der Kostenwälzung erneut eingeführt werden und letztlich Unternehmen sowie Verbraucher belasten.

Absicherungspflicht

Die Absicherungspflicht erhöht die Wahlfreiheit der Kunden, in dem ein Wechsel zwischen Anbietern weiterhin möglich bleibt. Gleichzeitig wird eine Überausstattung vermieden, wodurch die Versorgungssicherheit in dem Umfang bereitgestellt wird, der tatsächlich erforderlich ist, was zur Kosteneffizienz des Instruments beiträgt. Ein staatliches Informationsdefizit sehen wir nicht, da die Lieferanten ihre Portfolios eigenverantwortlich absichern. Knappheiten schlagen sich marktlich im Preis nieder, wodurch der Wettbewerb zwischen den Anbietern gestärkt und das Gaspreissignal insgesamt geschärft wird.

Auf der anderen Seite können Preisrisiken auf die Endkunden verlagert werden, insbesondere in angespannten Marktsituationen. Zudem ist die Umsetzung und Kontrolle vergleichsweise komplex, da klare Anforderungen und Überwachungsmechanismen erforderlich sind. Schließlich sehen wir die Schnelligkeit der Einführung als kritischen Punkt, da unklar ist, ob das Instrument bereits für den Winter 2026/27 eine verlässliche Wirkung entfalten könnte.

Strategische Gasreserve

Außerhalb der Gasreserve bleiben die Marktmechanismen grundsätzlich erhalten, sodass der reguläre Markt weiterhin funktioniert. In vielen Szenarien kann das Instrument kosteneffizient ausgestaltet werden, insbesondere wenn klare und transparente Freigaberegeln definiert sind. Zudem ermöglicht die strategische Gasreserve eine vergleichsweise schnelle Einführung bei geringer Komplexität. Durch eine gezielte strategische Ansiedlung im Gassystem,

etwa in Süddeutschland, kann sie zudem regionalen Versorgungserfordernissen Rechnung tragen.

Wir sehen jedoch die Gefahr, dass Marktteilnehmer von ihrer Eigenverantwortung entlastet werden, wenn sie sich auf die staatliche Reserve verlassen. Abhängig von den Freigabekriterien können zudem Marktverzerrungen auftreten. Darüber hinaus könnten vor allem geschützte Kunden profitieren, während die Industrie lediglich indirekt abgesichert wäre. Durch die Vorhaltung der Reserve wird dem Markt Flexibilität entzogen, was das Preissignal schwächen kann. Schließlich besteht ein Informationsdefizit auf staatlicher Seite, da die angemessene Dimensionierung der Reserve – also weder zu viele noch zu wenige Kapazitäten – nur schwer exakt bestimmbar ist¹.

Französisches Modell: Regulierte Gasspeicherung (CfD)

Das französische Modell der regulierten Gasspeicherung (CfD) zeichnet sich durch einen hohen Grad an Versorgungssicherheit aus, der durch umfassende regulatorische Vorgaben erreicht wird. Gleichzeitig trägt die Regulierung zur Stabilisierung der Einnahmen der Speicherbetreiber bei und kann so zum Erhalt der bestehenden Speicherkapazitäten beitragen.

Das Modell ist jedoch mit einem hohen regulatorischen Aufwand verbunden, insbesondere in Hinblick auf die Festlegung von Speicherkapazitäten, Zielerlösen sowie die Regulierung der Beschaffungsstrategien. Da sehen wir die Gefahr von Fehlsteuerungen bei der Kontrolle von Renditen für Speicher- oder Netzbetreiber. Die Finanzierung erfolgt über eine Kostenwälzung auf die Netznutzer, was die Belastung der Verbraucher erhöhen kann. Insgesamt stellt das französische Modell den umfangreichsten Eingriff in die Marktmechanismen dar.

DIHK-Fazit

Auf Basis der Analyse der aktuellen Versorgungslage sowie der Bewertung unterschiedlicher Instrumente zur Absicherung der Gasversorgung spricht sich die DIHK für einen zweistufigen Ansatz aus.

Kurzfristig sollte am bestehenden System festgehalten werden. Die Einspeichersaison hat bereits begonnen, kurzfristige Änderungen würden zusätzliche Unsicherheiten erzeugen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Übergangsphase hält die DIHK daher weiterhin an einem allgemeinen Füllstandsziel von 80 % zum 1. November fest. Dieses Ziel bietet Planungssicherheit für den kommenden Winter und ermöglicht zugleich einen geordneten Übergang hin zu einem flexibleren und stärker marktbasieren Speicherregime.

Für den Winter 27/28 plädiert die DIHK für die Etablierung eines marktnahen und europäisch anschlussfähigen Systems, das auf einem Instrumentenmix aus einer Absicherungspflicht und einer schlank ausgestalteten strategischen Gasreserve basiert. Die strategische Reserve sollte gezielt der Absicherung von akuten Notfallsituationen und nicht antizipierbaren

¹ Zur Einordnung: Vorschlag des INES-Verbandes INES beträgt 78 TWh Reserve ($\approx 31\%$ der deutschen Speicherkapazität)

Extremereignissen dienen; die hierfür erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen sollten vom Gesetzgeber spätestens bis zum 31.12.2026 festgelegt sein.

Zentrale Voraussetzung ist, dass die Reserve nur unter klar definierten, transparenten und strikt begrenzten Freigabebedingungen eingesetzt wird, um Marktverzerrungen zu vermeiden und die Eigenverantwortung der Marktakteure zu erhalten.

Abschließend weist die DIHK darauf hin, dass kein Instrument eine vollständige Absicherung aller Risiken gewährleisten kann. Insbesondere adressiert keines der diskutierten Modelle die spezifischen Herausforderungen von Spotmarkt-basierten Lieferverträgen vollständig. Eine hundertprozentige Absicherung der Gasversorgung ist daher nicht realistisch; Ziel muss vielmehr ein ausgewogenes, risikoadäquates und kosteneffizientes Gesamtsystem sein.