

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

info@energien-speichern.de

www.energien-speichern.de

INITIATIVE
ENERGIEN SPEICHERN



Versorgungssicherheit Gas

INES-Szenarien (September-Update)

Berlin, 8. September 2026

Über die Initiative Energien Speichern e.V.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gas- und Wasserstoffspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 17 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU. Außerdem treiben die INES-Mitglieder in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

Inhaltsverzeichnis

1.	Bisherige Gasversorgungssituation in Deutschland	4
2.	INES-Gasmarktmodell (IGM)	9
3.	Gas-Szenarien für Deutschland	10
3.1.	Parametrisierung.....	10
3.2.	Szenario „Sommer 26 und Winter 26/27 bei Normaltemperaturen“	11
3.3.	Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe	13
3.4.	Zusammenfassung.....	17
4.	Politische Handlungsempfehlungen.....	18
4.1.	Kosten der Speichernutzung kurzfristig senken.....	18
4.2.	Finanzierung der Speicherbefüllung erleichtern.....	18
4.3.	Long-Term Options gezielt zur Befüllung einsetzen	18
4.4.	Gasspeichermarkt langfristig stabilisieren	18
5.	Updates der Gas-Szenarien	19
6.	Ansprechpartner	19
7.	Transparenzhinweis	19

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Monatliche Gasbilanz für Deutschland	4
Abbildung 2: Gasspeicherfüllstände in Deutschland	6
Abbildung 3: Europäische LNG-Importe.....	7
Abbildung 4: Ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten	8
Abbildung 5: INES-Gasmarktmodell (IGM).....	9
Abbildung 6: INES-Szenarien: Gasbilanzen bei Normaltemperaturen.....	11
Abbildung 7: INES-Szenarien: Füllstandsentwicklung bei Normaltemperaturen	12
Abbildung 8: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich.....	14
Abbildung 9: INES-Szenarien: „Analyse-Temperaturen“ im Mehrjahresvergleich	15
Abbildung 10: INES-Szenarien: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen	16

1. Bisherige Gasversorgungssituation in Deutschland

INES verfügt über ein tagesscharf aufgelöstes Lagebild der Gasversorgung in Deutschland, das täglich aktualisiert wird. Im Rahmen einer Gasbilanz lässt sich das Gas-Aufkommen und die Gas-Verwendung gegenüberstellen (vgl. Abbildung 1). Eine vollständige Versorgung in Deutschland setzt voraus, dass das Aufkommen der Verwendung entspricht. In der Abbildung 1 sind daher die Balken oberhalb der Nulllinie insgesamt genauso hoch wie die Balken unterhalb der Nulllinie.

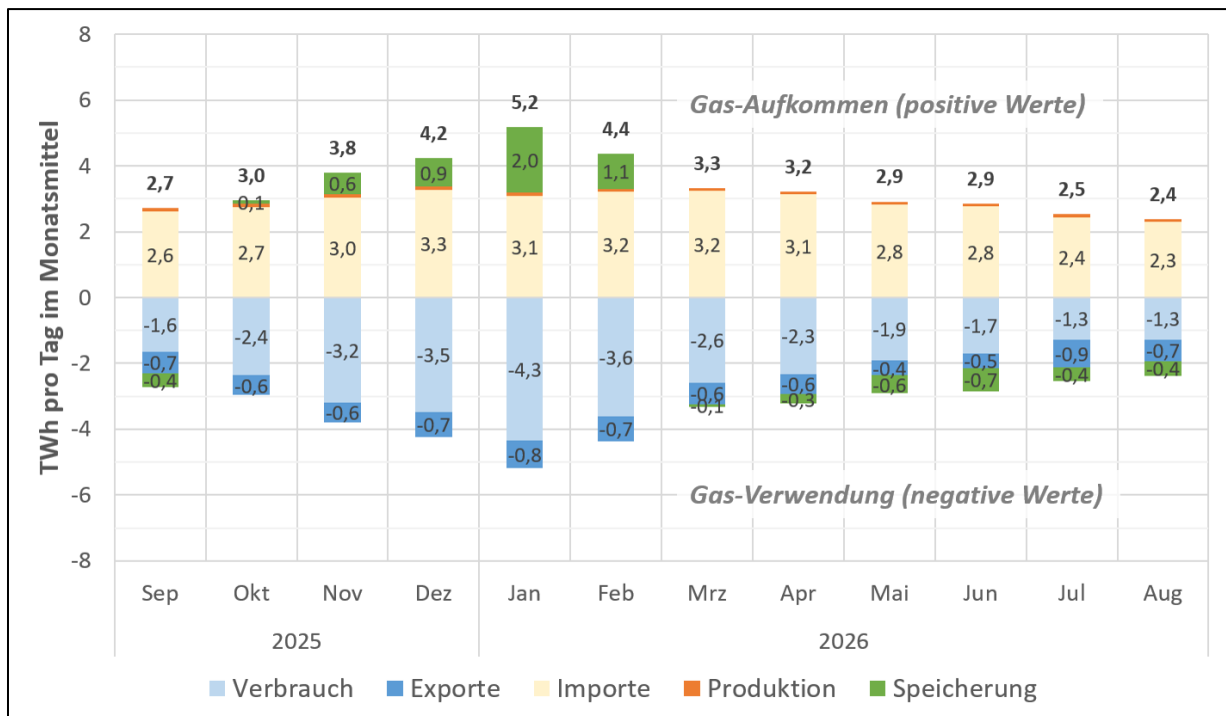


Abbildung 1: Monatliche Gasbilanz für Deutschland

Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

Das Aufkommen (oberhalb der Nulllinie) setzt sich aus der inländischen Gasproduktion, den Importen nach Deutschland und Gasentnahmen aus Speichern (Ausspeicherungen) zusammen. Zentral für die Aufkommenseite ist der Gasimport. Die Gasproduktion trägt hingegen nur zu einem sehr kleinen Teil zum Aufkommen bei. Ausspeicherungen sind im Winter ebenfalls eine tragende Säule der Versorgung.

Aufgrund der saisonalen Nutzungsstruktur spielen die Gasspeicher vor allem im Winterzeitraum für das Aufkommen eine Rolle. Im Sommer hingegen speichern sie Gas regelmäßig ein und tauchen deshalb auf der Verwendungsseite (unterhalb der Nulllinie) auf.

Die Verwendung umfasst neben der Einspeicherung den Gasverbrauch in Deutschland und Exporte aus Deutschland in andere Nachbarländer.

Zentrale Entwicklungen in der Gasbilanz

Für den Zeitraum von September 2025 bis zum August 2026 lassen sich folgende zentrale Entwicklungen anhand der Gasbilanz beobachten:

- Der Gasverbrauch lag im September 2025 bei einem niedrigen Sommerverbrauch von 1,6 TWh pro Tag im Monatsmittel und stieg auf 2,4 TWh pro Tag im Oktober 2025 an. Korrelierend mit dem gestiegenen Gasverbrauch gab es bereits im Oktober im Monatsmittel 0,1 TWh pro Tag mehr Ausspeicherungen als Einspeicherungen. Dieser Verbrauchsanstieg markiert den Übergang zum temperaturabhängigen Winterverbrauch.
- Der Winterbeginn im November 2025 war von einem erhöhten Gasverbrauch geprägt, was zu entsprechend steigenden Ausspeicherungen führte. Diese nahmen im Dezember mit 0,9 TWh pro Tag nochmals spürbar zu. Dennoch lagen sowohl der Verbrauch von mittleren 3,6 TWh pro Tag als auch die Ausspeicherung im Dezember unter den Werten vom Jahresbeginn 2025, was vor allem auf die vergleichsweise milden Temperaturen im Dezember 2025 zurückzuführen ist.
- Das Jahr 2025 schloss insgesamt mit einem Gasverbrauch in Höhe von 910 TWh ab. Gegenüber 2024 (851 TWh) stieg der Gasverbrauch demnach um 6,9 % an.
- Auf den milden Dezember folgte ein deutlich kälterer Januar. Die durchschnittlichen Temperaturen lagen in diesem Monat unter dem Temperaturniveau des Referenzjahres im Normalszenario. Infolge der niedrigeren Temperaturen stiegen die Ausspeicherungen aus den Gasspeichern deutlich an und verdoppelten sich verglichen mit den Dezember-Ausspeicherungen. Im Januar stammten rund 38 % des verbrauchten Erdgases aus Speichern. Mit den wieder mildereren Temperaturen im Februar gingen die Ausspeicherungen anschließend zurück und sanken im Monatsmittel von 2 TWh pro Tag auf etwa 1,1 TWh pro Tag.
- Der Winter 2025/2026 endete mit vergleichsweise milden Temperaturen im März und April. In beiden Monaten konnten Gasimporte und inländische Produktion den Verbrauch sowie die Exporte vollständig decken. Darüber hinaus wurden bereits erste Einspeicherungen vorgenommen, die im Monatsmittel rund 0,1 TWh pro Tag im März und 0,3 TWh pro Tag im April betrugen.
- Der Gasverbrauch lag von Juni und August 2026, wie in den Sommermonaten typisch, stabil auf einem niedrigen Niveau zwischen 1,3 und 1,7 TWh pro Tag.
- **Die Einspeicherungen stiegen bis Juni 2026 auf durchschnittlich 0,7 TWh pro Tag an, bevor sie im Juli und August wieder auf 0,4 TWh pro Tag zurückgingen. Sowohl die 0,4 TWh pro Tag als auch die 0,7 TWh pro Tag lagen damit weiterhin unter dem Niveau des Vorjahreszeitraums.**

Entwicklung der Speicherfüllstände

Der aktuelle Speicherfüllstand von 53 % wurde im Vorjahr bereits Ende Juni erreicht. Anfang September 2025 waren die Gasspeicher mit 71 % rund 20 Prozentpunkte stärker gefüllt als heute.

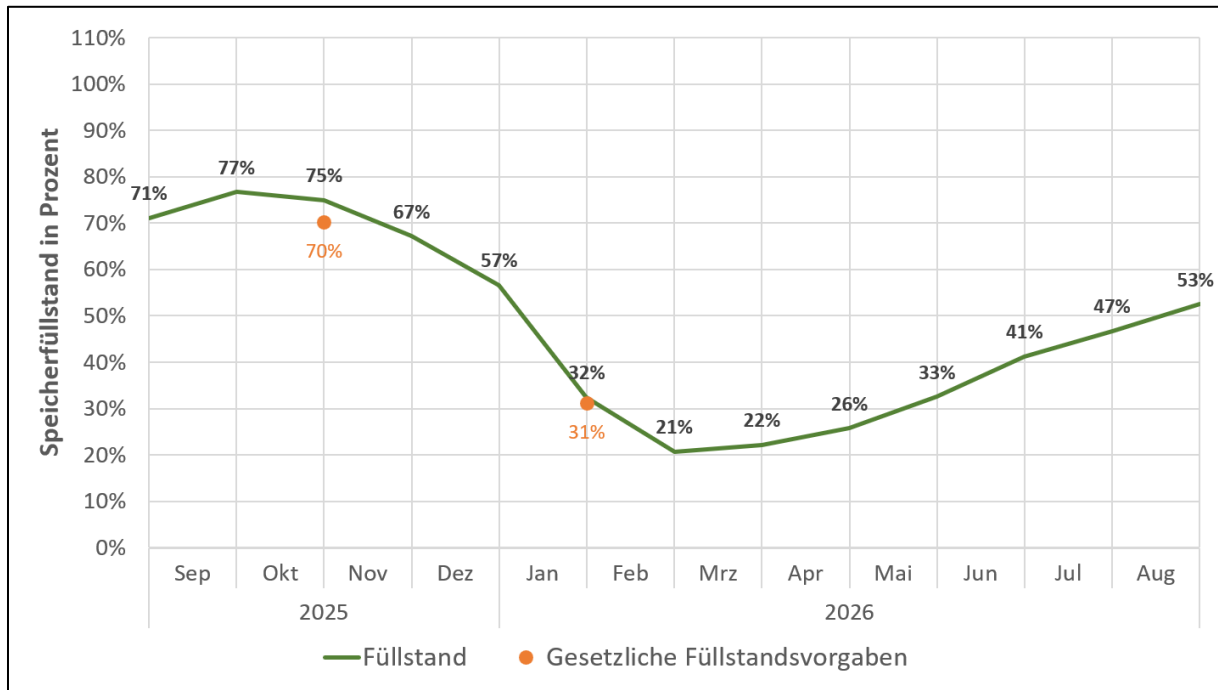


Abbildung 2: Gasspeicherfüllstände in Deutschland

Quellen: GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

Zum Vergleich: Im August des Vorjahres 2024 betrug der Speicherstand bereits 95 %. Damit blieb Deutschland sowohl im Sommer 2025 als auch im Sommer 2026 weit hinter den üblichen Füllständen zurück.

Im Oktober dominierten bereits die Ausspeicherungen, wodurch der Füllstand in 2025 außergewöhnlich früh zurückging. Mit einem Füllstand von 75 % begann die Heizperiode. Im November und Dezember wurde aus den Speichern aufgrund milder Temperaturen nur verhalten Gas entnommen. Erst im Januar sanken die Speicherfüllstände drastisch. Die gesetzliche Füllstandsvorgabe in Höhe von 30 % wurde aufgrund dieser Entleerungen nur knapp übertroffen. Mit einem Füllstand von 21 % ging Deutschland aus den kalten Wintermonaten.

Die Wiederbefüllung der Gasspeicher verlief im gesamten Jahr 2026 nur schleppend. Infolge der gestiegenen Gaspreise nach der Sperrung der Straße von Hormus lag der Speicherfüllstand zu Beginn des Speicherjahres am 1. April 2026 bei lediglich 22 % und erhöhte sich bis zum 1. Juli nur auf 41 %. Damit lag er rund 10 Prozentpunkte unter dem bereits ungewöhnlich niedrigen Vorjahreswert von 51 %. Ein vergleichbar niedriger Füllstand Anfang Juli wurde zuletzt im Krisenjahr 2021/2022 verzeichnet.

Auch im Juli und August setzte sich die Wiederbefüllung nur sehr verhalten fort. Der deutliche Rückstand gegenüber dem Vorjahr unterstreicht diese Entwicklung zusätzlich: Anfang September 2025 waren die Speicher noch rund 20 Prozentpunkte stärker gefüllt. Inzwischen liegt der Speicherfüllstand auf einem für diese Jahreszeit außergewöhnlich niedrigen Niveau, das seit Beginn unserer Aufzeichnungen vor 15 Jahren nicht mehr verzeichnet wurde.

LNG-Importe nach Europa

Im Zeitraum von September 2025 bis August 2026 wurde Liquefied Natural Gas (LNG) über europäische Importterminals im Umfang von 4,3 TWh pro Tag im Mittel importiert (vgl. Abbildung 3). Der Schwerpunkt der LNG-Importe lag in Nordwesteuropa. Besonders umfangreiche mittlere Importe erfolgten über Frankreich (0,8 TWh pro Tag), die Niederlande (0,6 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (0,4 TWh pro Tag) und Belgien (0,4 TWh pro Tag). LNG-Importe über Italien (0,6 TWh pro Tag) und Spanien (0,6 TWh pro Tag) bildeten in dem einjährigen Zeitraum einen weiteren Schwerpunkt im Süden bzw. Südwesten von Europa.

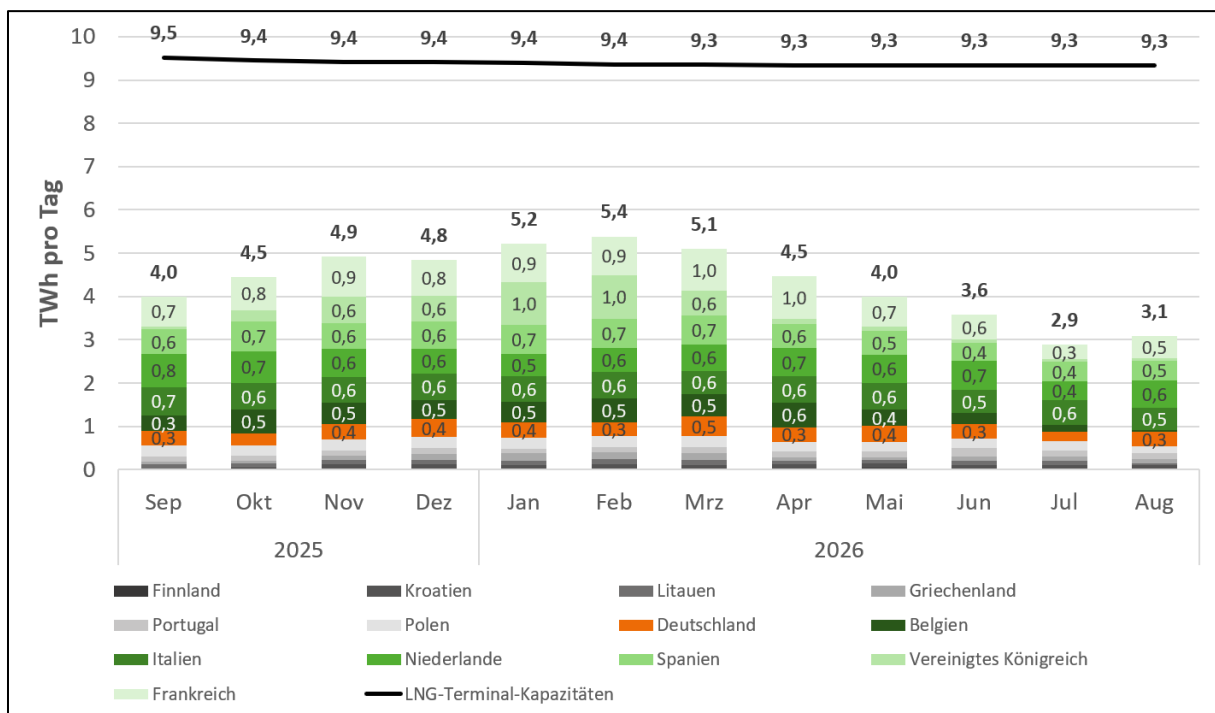


Abbildung 3: Europäische LNG-Importe

Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

Über den Zeitraum von September 2025 bis August 2026 verfügten im Mittel insbesondere Spanien (1,6 TWh pro Tag), das Vereinigte Königreich (1,3 TWh pro Tag) und Frankreich (0,6 TWh pro Tag) über große ungenutzte LNG-Importkapazitäten (vgl. Abbildung 4).

In Summe ergeben die realisierten LNG-Importe (vgl. Abbildung 3) und die ungenutzten LNG-Terminalkapazitäten (vgl. Abbildung 4) die insgesamt in den Ländern verfügbaren LNG-Terminalkapazitäten. Die LNG-Terminals in den aufgeführten Ländern verfügen derzeit über eine Importkapazität von 9,4 TWh pro Tag.

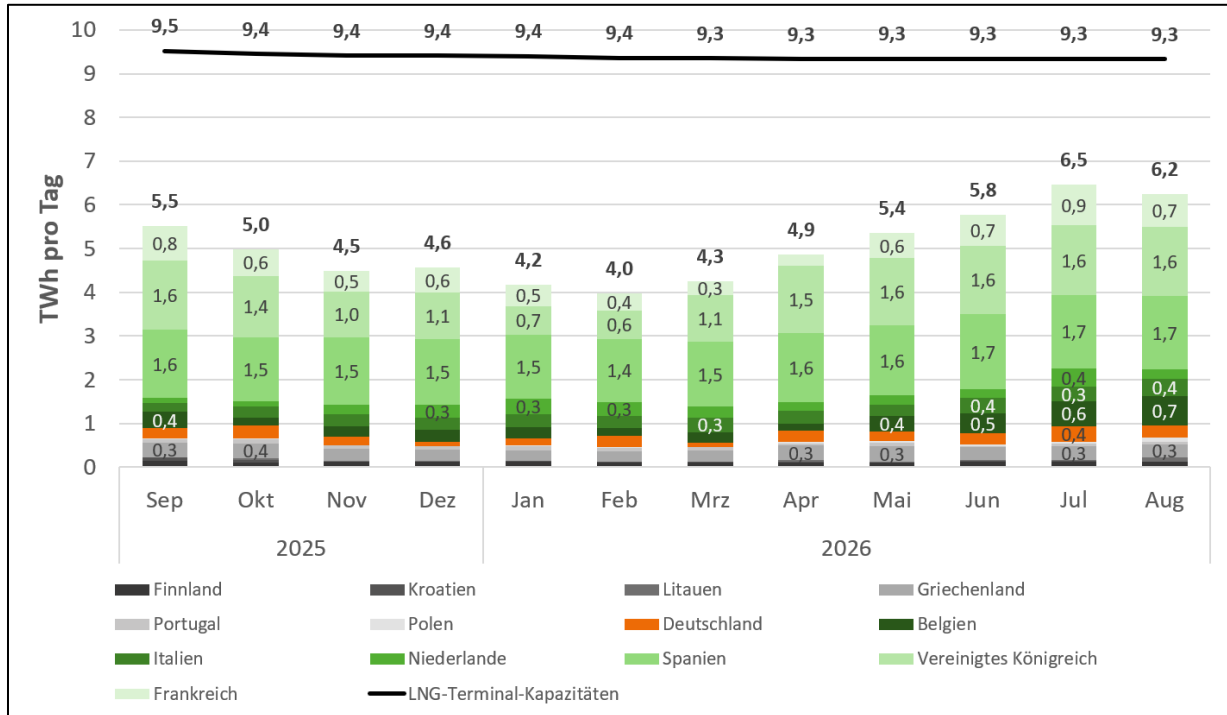
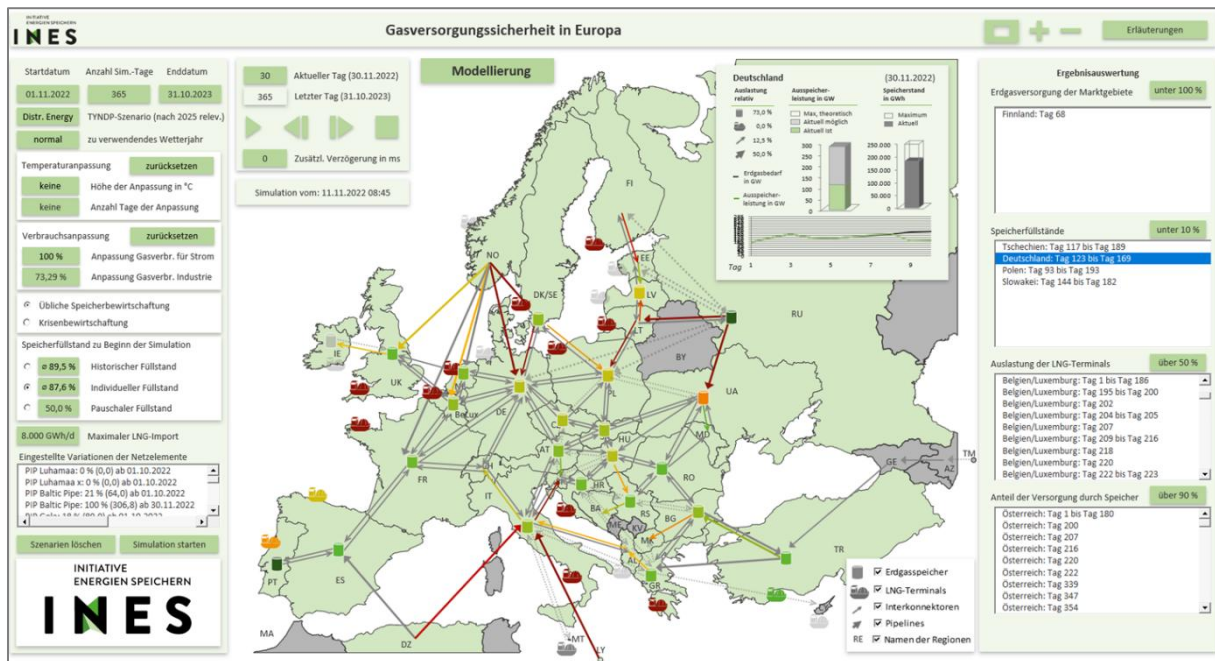


Abbildung 4: Ungenutzte LNG-Terminalkapazitäten

Quellen: ENTSOG (2025/2026), GIE (2025/2026), INES (2025/2026)

2. INES-Gasmarktmodell (IGM)

Die Initiative Energien Speichern e.V. (INES) verfügt über die Fähigkeit, die europäischen Gasmärkte in dem INES-Gasmarktmodell (IGM) dynamisch zu modellieren (für eine beispielhafte Anschauung vgl. Abbildung 5). Im Modell können Szenarien tagesscharf über individuell zu definierende Zeiträume analysiert werden.



Hinweis: Beispielhafte Darstellung

Abbildung 5: INES-Gasmarktmodell (IGM)

Quellen: INES (2025/2026)

Für die Modellierung von Szenarien im IGM werden Annahmen hinterlegt:

- Für die Seite des Gas-Aufkommens wird die LNG-Verfügbarkeit angenommen und es sind Daten für die Gasproduktionskapazitäten in Europa vorhanden.
- Für die Seite der Gas-Verwendung werden im Modell Jahresverbrauchswerte hinterlegt. Anhand von länderspezifischen Temperaturdaten und sektoralen Strukturdaten werden diese Jahresverbräuche im Modell auf Tagesdaten umgerechnet. Im Modell ist es möglich, unterschiedliche Temperaturniveaus zu analysieren. Die Tagesverbräuche ändern sich in Abhängigkeit der Sektorstrukturen für die einzelnen Länder entsprechend.
- Für die Gasinfrastrukturen werden im Modell sämtliche Infrastrukturbestandteile hinterlegt und fortlaufend aktualisiert. Dazu gehören LNG-Terminals, Gasspeicher und Pipeline-Verbindungen in Europa. Daten zur Inbetriebnahme neuer Gas-Infrastrukturen oder Restriktionen (z. B. Wartungen) werden im Modell (sofern bekannt) abgebildet.
- Die Modellierung berücksichtigt keine preiselastische Nachfragerreaktion.

Das IGM kann mehrere Optimierungsaufgaben lösen.

3. Gas-Szenarien für Deutschland

3.1. Parametrisierung

INES hat für den Zeitraum vom 1. September 2026 bis zum 31. März 2027 mehrere Szenarien mit dem IGM berechnet („INES-Szenarien für den Sommer 2026 und Winter 2026/2027“). Die Szenarien beleuchten dementsprechend die Versorgung im Spätsommer 2026 und Winter 2026/2027.

Ziel der Modelloptimierung:

Grundsätzlich werden die Füllstände im „Winter“ (Nov - Apr) maximal gehalten. Dies erfolgt unter der Bedingung, dass die Gasmärkte vollständig versorgt sind.

Seit dem Juli-Update in 2025 beachtet die Modellierung bei der Befüllung der Gasspeicher den vermarkteten Anteil der Gasspeicherkapazitäten in Deutschland. Bis Ende Oktober 2026 wird der aktuelle Vermarktungsanteil angenommen. Eine Nutzung der Gasspeicher in Deutschland über den vermarkteten Anteil der Kapazitäten hinaus wird im Modell ausgeschlossen.

Ein Austausch von Gas innerhalb des stark vernetzten EU-Binnenmarktes wird vom Modell im Rahmen der Optimierungsaufgabe und unter Beachtung der infrastrukturellen Restriktionen eigenständig ausgewählt. Importe und Exporte für die einzelnen Länder sind folglich nicht vorgegeben, sondern ergeben sich endogen aus der Modellrechnung.

Zentrale Parameter der INES-Szenarien sind die folgenden:

Gasaufkommen

- Gasimporte aus Russland erreichen den EU-Binnenmarkt nur über die Türkei (Importpunkt Kipi/Strandzha) und Litauen (Importpunkt Kotlovka). Ein vollständiger Ausfall ukrainischer Gastransite wird ab dem 1. Januar 2025 berücksichtigt.
- Flüssigerdgas (LNG – Liquefied Natural Gas) steht dem EU-Binnenmarkt in großem Umfang zur Verfügung. Im „Sommer“ bis 5,5 TWh pro Tag und im „Winter“ bis 7,2 TWh pro Tag. Das Modell entscheidet im Rahmen der Optimierungsaufgabe endogen, an welchen LNG-Terminals in Europa eine Einspeisung der Mengen erfolgt.

Gasinfrastrukturen

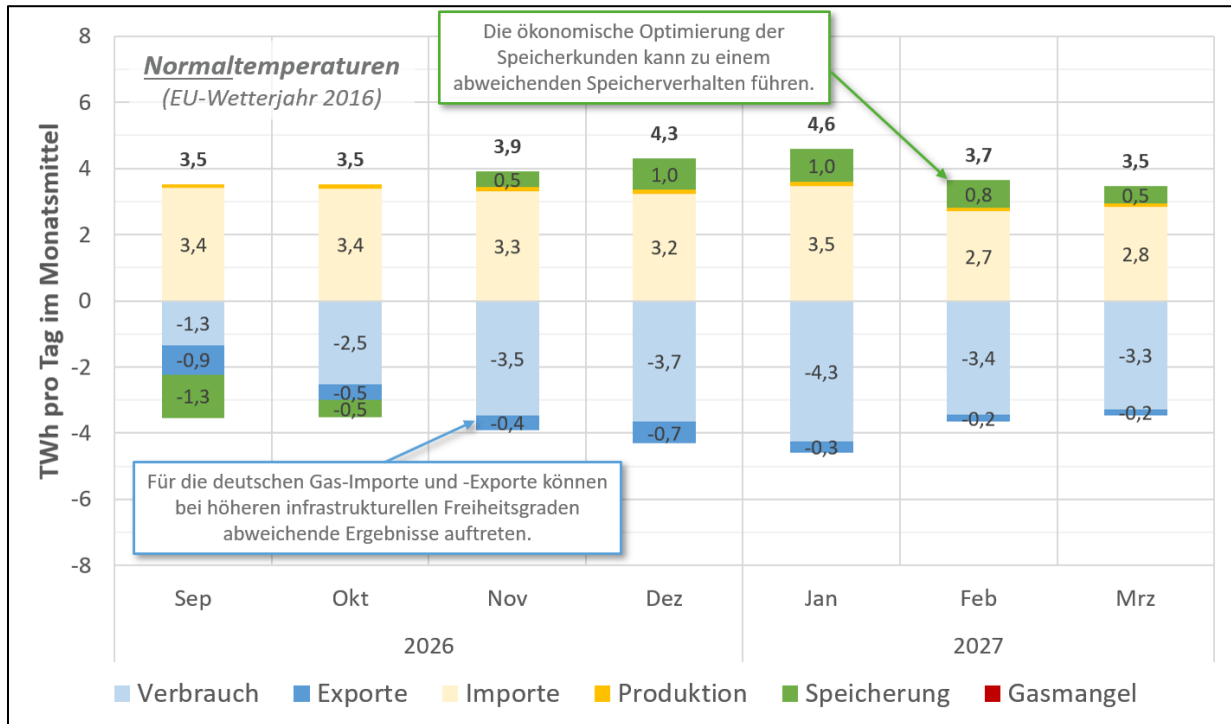
- Neue Infrastrukturprojekte im EU-Binnenmarkt werden beachtet, z.B. LNG-Floating Storage and Regasification Units (FSRU).
- Unterbrechbar nutzbare Pipelines aus Belgien stehen auch im Winter zur Verfügung.

Gasverwendung

Die temperaturabhängigen Verbrauchsprofile der EU-Mitgliedstaaten enthalten Anpassungen, die in den Jahren 2025 und 2026 beobachtet werden konnten. Der temperaturunabhängige Verbrauch wurde entsprechend bisheriger Beobachtungen angepasst.

3.2. Szenario „Sommer 26 und Winter 26/27 bei Normaltemperaturen“

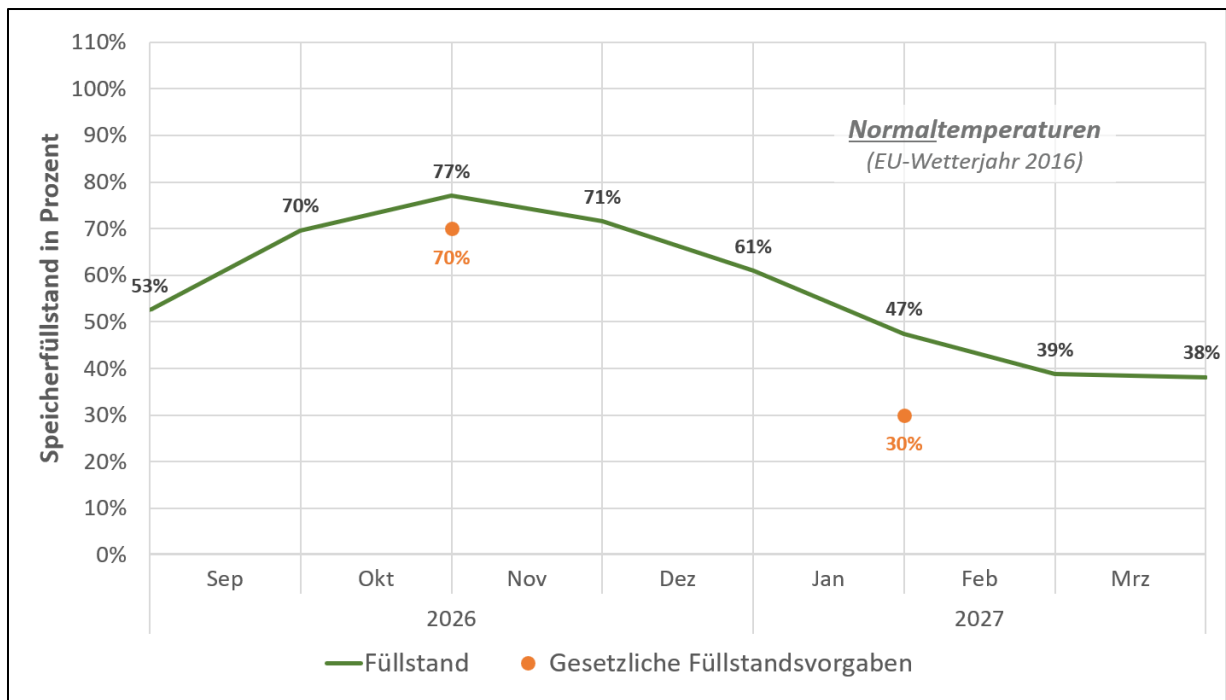
Unter der gewählten Parametrisierung wurde der Szenario-Zeitraum mit normalen Temperaturen für Europa modelliert. Als Normaljahr wurde für den EU-Binnenmarkt das Wetterjahr 2016 länderspezifisch hinterlegt. Die Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die Ergebnisse der Analysen für Deutschland.



Hinweis: Es handelt sich um Modellrechnungen ohne Anspruch auf Abbildung der Realität; alle Angaben ohne Gewähr

Abbildung 6: INES-Szenarien: Gasbilanzen bei Normaltemperaturen

Quellen: INES (2026)



Hinweis: Es handelt sich um Modellrechnungen ohne Anspruch auf Abbildung der Realität; alle Angaben ohne Gewähr
 Abbildung 7: INES-Szenarien: Füllstandsentwicklung bei Normaltemperaturen *
 Quellen: INES (2026)

Die Kernergebnisse im Überblick:

- Der Gasverbrauch bleibt bis Ende September 2026 bei einem temperaturunabhängigen Sommerverbrauch von 1,3 TWh pro Tag. Mit Beginn der kälteren Monate steigen ab November 2026 sowohl die Gasverbräuche als auch die Ausspeicherungen aus den Gasspeichern wieder an.
- Ausgehend vom aktuellen Speicherfüllstand von rund 53 % zum 1. September 2026 zeigt die Modellierung, dass es rein technisch möglich ist, die Gasspeicher bis zum 1. November auf einen Füllstand von 77 % zu bringen. Ob diese technische Befüllungsmöglichkeit tatsächlich in entsprechendem Umfang realisiert wird, hängt maßgeblich von der weiteren Entwicklung der Gaspreise sowie von der Bereitschaft der Speicherkunden ab, ihre gebuchten Kapazitäten auch zu nutzen. Insbesondere die veränderten Marktbedingungen infolge der Schließung der Straße von Hormus und der aktuell negative Sommer-Winter-Spread erschweren belastbare Aussagen zum tatsächlichen Befüllungsverhalten.
- Im Normalszenario mit durchschnittlichen Wintertemperaturen ist ein Speicherfüllstand von 77 %¹ zum 1. November ausreichend, um die Versorgungssicherheit über den Winter hinweg zu gewährleisten. In diesem Szenario sinken die Speicherfüllstände bis zum 1. April 2027 auf rund 38 %.

¹ es wurde der technisch noch befüllbare Anteil des Vermarktungsstands vom 31.08.26 zugrunde gelegt

Kritische Punkte/Modelleffekte:

- Für die deutschen Gas-Importe und -Exporte können sich modellbedingt von der Realität abweichende Ergebnisse ergeben. Weisen die Infrastrukturen in der Realität nur noch geringe Freiheitsgrade (d.h. wenige ungenutzte Potenziale) auf, konvergieren die realen Marktergebnisse und die Modellergebnisse zunehmend.
- Die ökonomische Optimierung der Speicherkunden kann zu einem abweichenden Speicherverhalten (nicht nur in Deutschland) führen. Aufgrund der ökonomischen Verwerfungen an den Handelsmärkten kann das Speicherverhalten derzeit nicht belastbar beschrieben werden. Darüber hinaus könnte eine staatliche Intervention zu höheren Gasspeicherfüllständen führen.

3.3. Sensitivitätsanalyse unterschiedlicher Temperaturverläufe

Für die Ergebnisse aus dem Szenario „Sommer 26 und Winter 26/27 bei Normaltemperaturen“ wurde eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen. Dazu wurden unter der gleichen Modell-Parametrisierung zwei weitere Wetterjahre gerechnet:

- Kalte Temperaturen: EU-Wetterjahr 2010
- Warme Temperaturen: EU-Wetterjahr 2020

Normaltemperaturen im Vergleich

Die Betrachtung der beiden extremen Wetterbedingungen ermöglicht für Europa eine stark ausdifferenzierte Betrachtung des Winters. Im Sommerzeitraum spielt die Temperatur in den Modellierungen keine Rolle, weil der Verbrauch auf den temperaturunabhängigen Anteil reduziert ist. Für den EU-Binnenmarkt und Deutschland können mit den betrachteten Wetterjahren im Winter, insbesondere für die Monate Dezember, Januar und Februar stark unterschiedliche Temperaturniveaus betrachtet werden (vgl.

Abbildung 8).

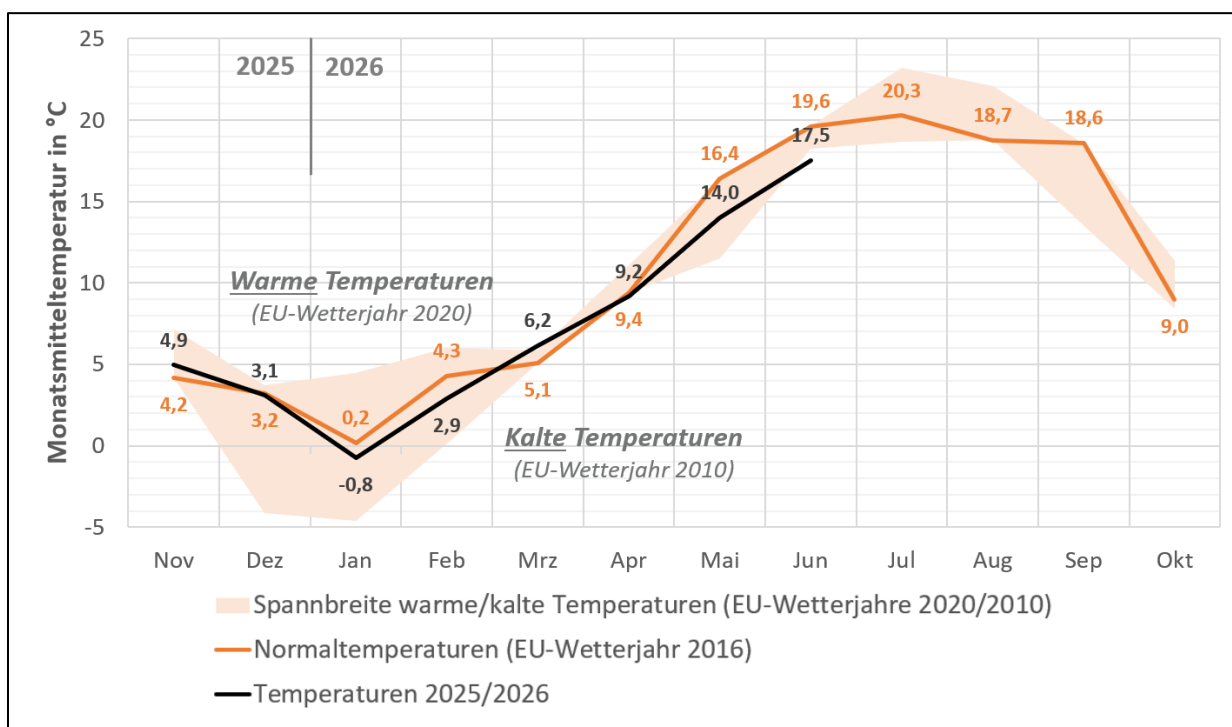
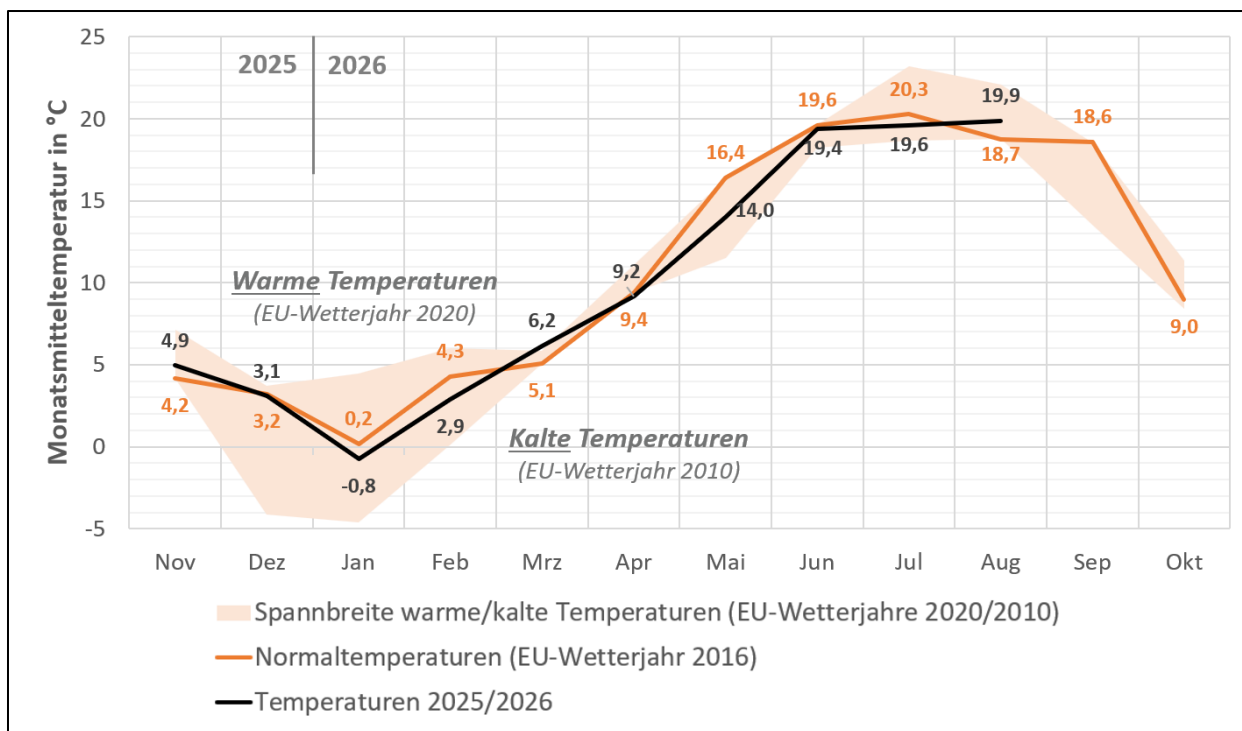


Abbildung 8: INES-Szenarien: „Normaltemperaturen“ im Vergleich
Quellen: DWD (2025/2026), INES (2026)

Ein Temperaturvergleich (vgl. Abbildung 9) zeigt, dass die extrem kalten Temperaturen des Jahres 2010 in den Monaten Dezember und Januar signifikant unter den Temperaturen der letzten Jahre (2018 – 2023) liegen.

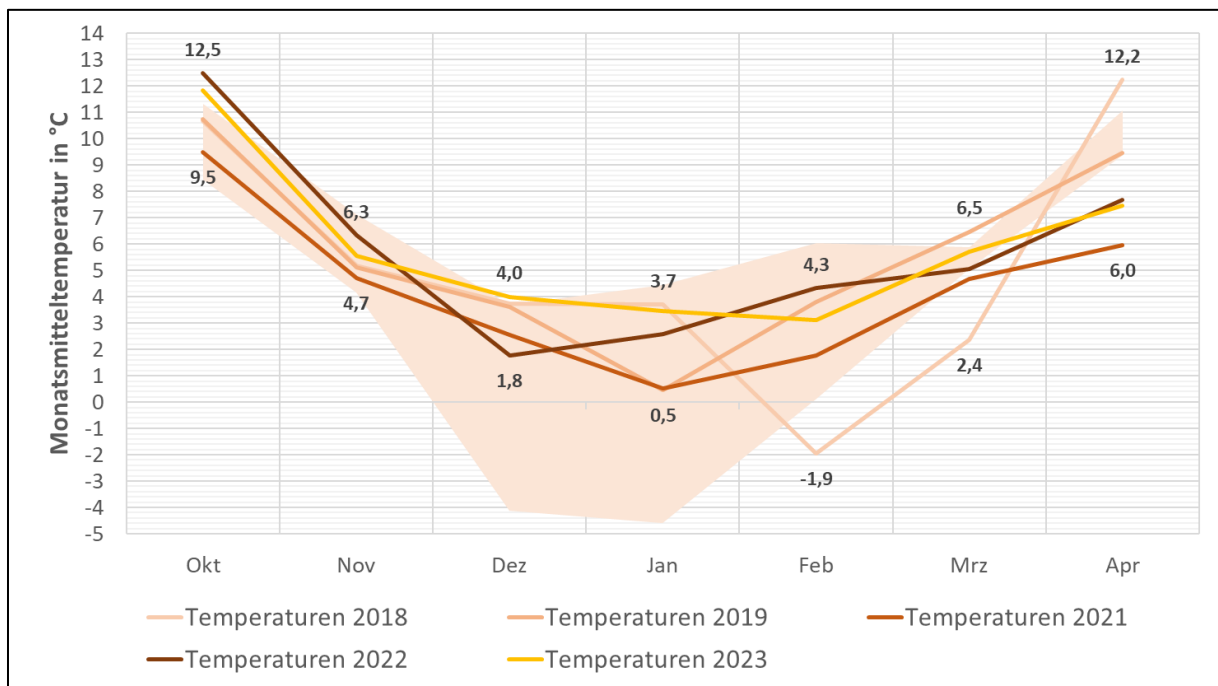


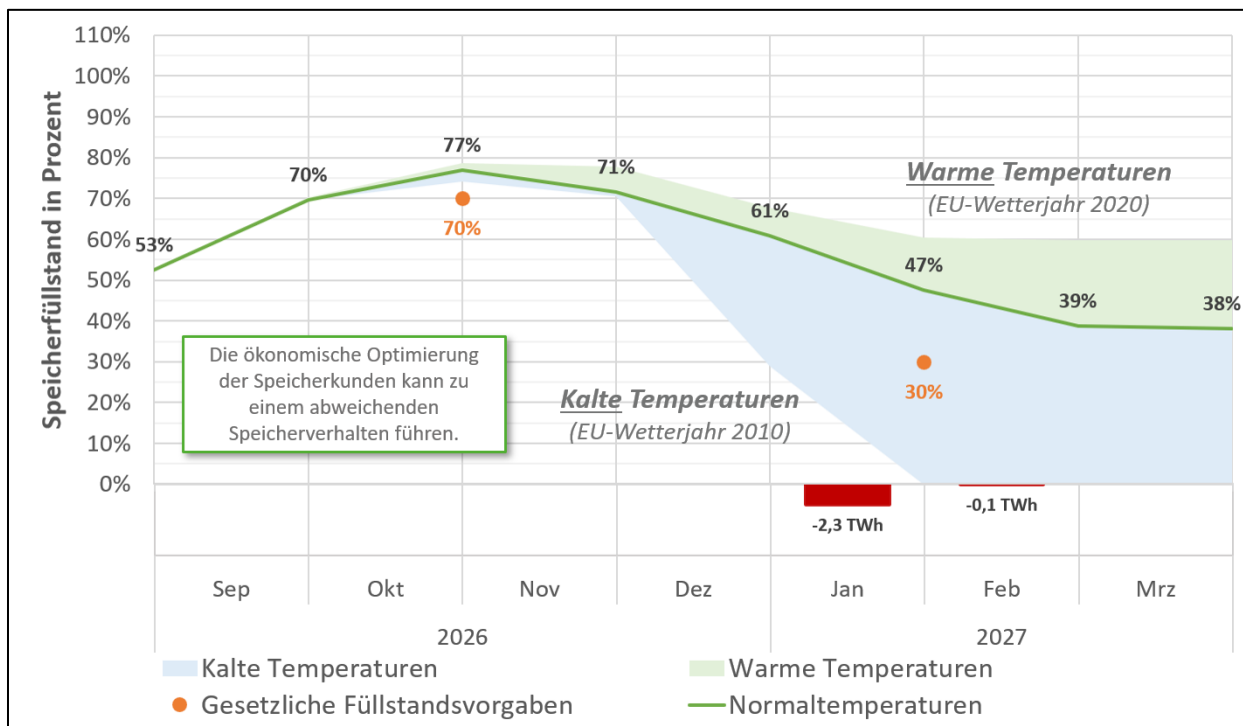
Abbildung 9: INES-Szenarien: „Analyse-Temperaturen“ im Mehrjahresvergleich

Quellen: DWD (2024), INES (2024)

Eine Füllstandsentwicklung, die für diese Monate aus den Temperaturen des Jahres 2010 abgeleitet wird, ist vor dem Hintergrund des Temperaturvergleichs als weniger wahrscheinlich zu bewerten. Allerdings gab es beispielsweise im Jahr 2018 Temperaturverläufe, die im Februar und März deutlich niedrigere Temperaturen aufwiesen, als sie im Rahmen der Sensitivitätsanalyse von INES betrachtet werden.

Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturverläufen

Aus den unterschiedlichen Temperaturverläufen lassen sich unterschiedliche Füllstandsverläufe ableiten (vgl. Abbildung 10).



Hinweis: Es handelt sich um Modellrechnungen ohne Anspruch auf Abbildung der Realität; alle Angaben ohne Gewähr

Abbildung 10: INES-Szenarien: Füllstände bei unterschiedlichen Temperaturen*

Quellen: INES (2026)

Die Kernergebnisse im Überblick:

- Der Füllstand der bereits im Vorjahr unterdurchschnittlich gefüllten Speicher erhöhte sich von rund 21 % Anfang März auf lediglich 53 % zum 1. September. Dies verdeutlicht, dass die Wiederbefüllung bislang nur in begrenztem Umfang erfolgt.
- Eine Befüllung der Gasspeicher auf 77 %* bis zum 1. November 2026 ist bei normalen und warmen Temperaturverläufen technisch möglich, im kalten Szenario wird dieses Niveau hingegen nicht erreicht. Voraussetzung für das Erreichen der 77 % ist zudem eine deutliche Beschleunigung der Wiederbefüllung: In den verbleibenden zwei Monaten bis zum 1. November müssten insgesamt mehr Gasmengen eingespeichert werden als in den vergangenen 3 Monaten zusammen.
- Die Sperrung der Straße von Hormus hat erhebliche Preissteigerungen auf den globalen LNG-Märkten ausgelöst. In der Folge hat sich der saisonale Sommer-Winter-Spread ins Negative gedreht. Gas ist für den kommenden Winter derzeit günstiger als für den Sommer verfügbar. Damit fehlen dem Markt derzeit jegliche ökonomischen Anreize zur Einspeicherung von Gas in die Speicher.

- Die Modellierung extrem kalter Temperaturen zeigt, dass ein Speicherfüllstand von 77 %² bei unveränderten Verbrauchsmustern nicht ausreichen würde, um die Versorgungssicherheit im Winter 2026/27 vollständig zu gewährleisten. In diesem Szenario kommt es im Januar und Februar 2027 zu Unterdeckungen von bis zu 2 TWh pro Monat. An einzelnen Tagen tritt ein Gasmangel von bis zu 1,5 TWh pro Tag auf. Bei normalen oder warmen Temperaturverläufen ist dieser Füllstand nach den Modellrechnungen hingegen ausreichend.

3.4. Zusammenfassung

Auf Basis der bisherigen Versorgungssituation und vor dem Hintergrund der Szenarioanalysen lassen sich die Ergebnisse wie folgt zusammenfassen:

- Der kalte Jahresbeginn führte dazu, dass die bereits im Vorjahr unterdurchschnittlich gefüllten Gasspeicher auf rund 20 % zum 25. Februar 2026 entleert wurden.
- Bereits seit Anfang Juni entwickelt sich der Gasspeicherfüllstand so langsam, wie zu keinem vergleichbaren Zeitpunkt in der bisherigen Historie. Zum 1. September 2026 lag der Füllstand bei circa 53 %. Ursachen hierfür sind die hohen Ausspeicherungen zum Ende des Winters 2025/26 sowie die infolge der Sperrung der Straße von Hormus stark gestiegenen Gaspreise, die die Wiederbefüllung bislang deutlich begrenzt haben.
- Die Modellrechnungen bilden die technischen Möglichkeiten für die weitere Befüllung der Gasspeicher ab. Aufgrund der bislang langsamen Wiederbefüllung kann der aktuelle Buchungsstand von 83 % bis zum 1. November 2026 bereits technisch nicht mehr vollständig erreicht werden. Zum 31. August 2026 liegt das technisch noch erreichbare Befüllungsniveau bei rund 77 %. Setzt sich die Wiederbefüllung weiterhin auf dem derzeit niedrigen Niveau fort, wird auch dieser Wert im weiteren Verlauf sinken. Das tatsächliche Speicherverhalten kann aufgrund der aktuellen Marktsituation deutlich von diesen technischen Möglichkeiten abweichen.
- Um die Gasversorgung im kommenden Winter auch bei extrem kalten Temperaturen vollständig gewährleisten zu können, ist ein höherer Buchungsstand und die tatsächliche Befüllung der gebuchten Kapazitäten erforderlich.

² es wurde der technisch noch befüllbare Anteil des Vermarktungsstands vom 31.08.26 zugrunde gelegt

4. Politische Handlungsempfehlungen

Die INES-Szenarien zeigen, dass eine deutlich stärkere Befüllung der Gasspeicher erforderlich ist, um die Gasversorgung im kommenden Winter auch bei extrem kalten Temperaturen vollständig gewährleisten zu können. Gleichzeitig fehlen unter den aktuellen Marktbedingungen ausreichende wirtschaftliche Anreize für die notwendige Einspeicherung. Um die Speicherbefüllung kurzfristig zu stärken und die Versorgungssicherheit langfristig abzusichern, empfiehlt INES daher folgende Maßnahmen:

4.1. Kosten der Speichernutzung kurzfristig senken

Vermeidbare Kosten der Gasspeicherung sollten kurzfristig reduziert werden, um die marktlichen Anreize zur Befüllung zu stärken. Dazu sollten die Netzentgelte an Speicheranschlusspunkten vollständig rabattiert und die Konvertierungsumlage für die Speichernutzung abgeschafft werden.

4.2. Finanzierung der Speicherbefüllung erleichtern

Die Finanzierung des einzuspeichernden Gases stellt insbesondere bei hohen Gaspreisen einen erheblichen Kostenfaktor dar. Staatlich unterstützte, vergünstigte Finanzierungsmöglichkeiten – beispielsweise über die KfW – können die Finanzierungskosten senken und damit zusätzliche Einspeicherungen ermöglichen.

4.3. Long-Term Options gezielt zur Befüllung einsetzen

Zusätzliche Ausschreibungen von Long-Term Options (LTO) können die Wirtschaftlichkeit der Speichernutzung verbessern und zusätzliche Einspeicherungen anreizen. LTO können allerdings nur einen begrenzten Beitrag zur Befüllung leisten und sollten deshalb als Teil eines umfassenderen Maßnahmenpakets eingesetzt werden.

4.4. Gasspeichermarkt langfristig stabilisieren

Über kurzfristige Maßnahmen hinaus braucht Deutschland einen verlässlichen Rahmen, der eine ausreichende Speicherbefüllung und den Erhalt der für die Versorgungssicherheit benötigten Speicherkapazitäten dauerhaft gewährleistet. Hierfür sollten wirtschaftliche Anreizmodelle, wirksam ausgestaltete Verpflichtungen oder eine Kombination beider Ansätze geprüft werden. Ziel sollte ein Modell sein, das Versorgungssicherheit gewährleistet und zugleich möglichst große Spielräume für eine marktwirtschaftliche Speicherbewirtschaftung erhält.

5. Updates der Gas-Szenarien

INES veröffentlicht regelmäßig Updates für die Gas-Szenarien. Das nächste Update erfolgt am **10. November 2026**.

Inhalte des Updates:

- Ergänzung der Ist-Daten für September und Oktober 2026.
- November-Update der INES-Gas-Szenarien.

6. Ansprechpartner

Sebastian Heinermann
Geschäftsführer

Tel. +49 (0)30 36418-086

Fax +49 (0)30 36418-255

s.heinermann@energien-speichern.de

7. Transparenzhinweis

Die INES ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister eingetragen. Die INES achtet den Verhaltenskodex gem. § 5 LobbyRG und den [Verhaltenskodex des europäischen Transparenzregisters](#).

Eintrag im Lobbyregister (national): [R001797](#)

Eintrag im Transparenzregister (international): [289476237584-12](#)