

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

Stellungnahme

Erster Entwurf des Netzentwicklungsplan Gas und
Wasserstoff 2025 (NEP Gas/H2 2025)

1 Einleitung

Die Fernleitungsnetzbetreiber und Wasserstofftransportnetzbetreiber haben am 3. März 2026 den ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff 2025 veröffentlicht. Die Konsultation läuft bis zum 27. März 2026.

Der NEP 2025 ist der erste integrierte Plan für Methan- und Wasserstoffinfrastruktur und basiert auf dem genehmigten Szenariorahmen 2025. Er umfasst Methanmodellierungen für 2030, 2037 und 2045 sowie Wasserstoffmodellierungen für 2037; Ergebnisse für 2045 im Wasserstoffbereich folgen erst im zweiten Entwurf.

2 Maßstab für die Bewertung: heutiges Gassystem und aktuelle Spitzenlast

Die im NEP angesetzten Leistungswerte werden überwiegend in GWh/h angegeben. Für eine sachgerechte Bewertung ist eine Umrechnung in Tageswerte erforderlich, da diese einen direkten Bezug zu beobachtbaren Lastsituationen im heutigen Gassystem ermöglichen und aufgrund des internen Netzpuffers für die Netzentwicklungsplanung leitend sein sollten.

Die Analyse realer Tagesgasbilanzen zeigt, dass die aktuelle Spitzenlast im Gassystem bei rund 6,5 TWh pro Tag liegt (siehe *Abbildung 1*). Sie lag damit bereits über der Höchstlast des Vorjahres 2025. Im Vergleich mit aktuellen Höchstlasten werden im NEP - insb. im Methanbereich - deutlich höhere Lastniveaus angesetzt. Beispielsweise ergibt sich für das Methan-Szenario 2030 rechnerisch eine Last von 10,2 TWh pro Tag.

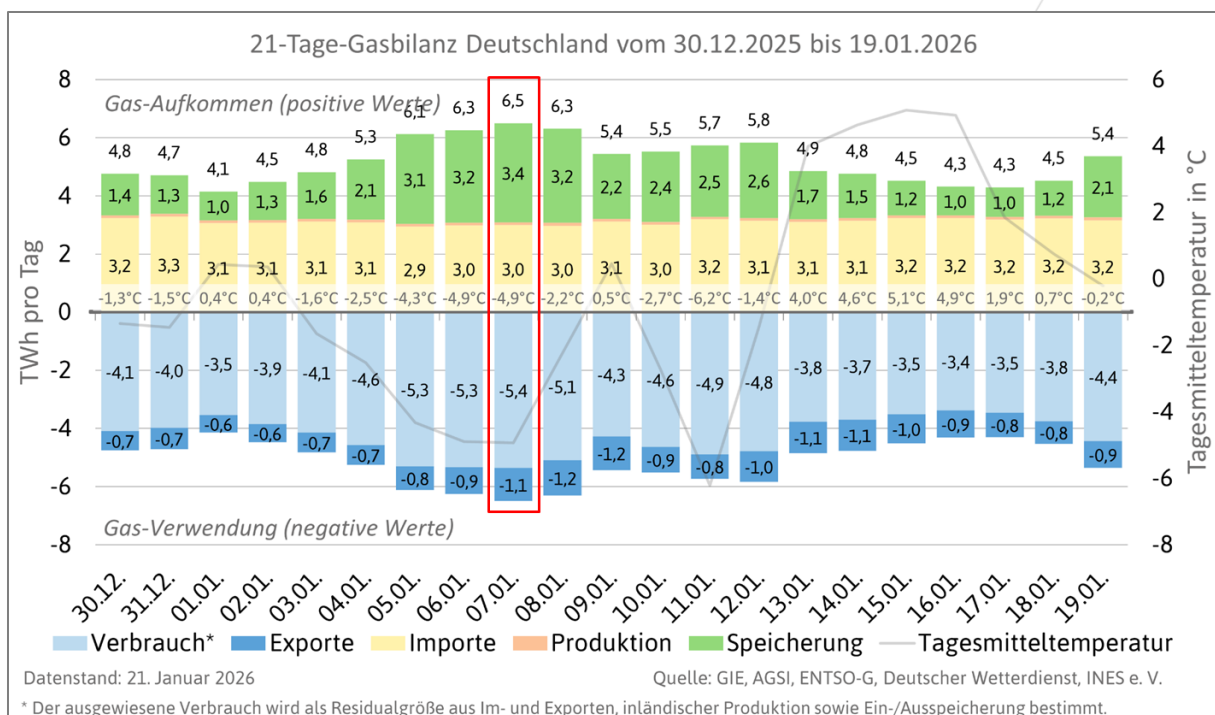


Abbildung 1: Tagesgasbilanzen für Deutschland

Damit liegen die modellierten Lasten im NEP signifikant über den bislang beobachteten Systemspitzen. Diese Differenz ist zentral für die Bewertung: Ein höher angesetztes Lastniveau führt unmittelbar zu einem höheren ausgewiesenen Netzausbaubedarf.

INES hält es für erforderlich, die im NEP angesetzten Lastannahmen systematisch an realen historischen Spitzenlasten zu spiegeln. Lastansätze, die deutlich über bisher beobachteten Werten liegen, sind besonders kritisch zu prüfen.

Ein Netzausbau, der sich an solchen überhöhten Lastannahmen orientiert, birgt das Risiko einer strukturellen Überdimensionierung der Netzinfrastruktur.

3 Methan: Szenarienbewertung und Ableitung des Netzausbaus

3.1 Ausrichtung des Netzausbaus an Szenarien 1 und 2

Der NEP Gas und Wasserstoff 2025 basiert auf vier Szenarien, die unterschiedliche Transformationspfade des Energiesystems abbilden und sich über die Zeiträume **2030, 2037 und 2045** erstrecken (siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.).

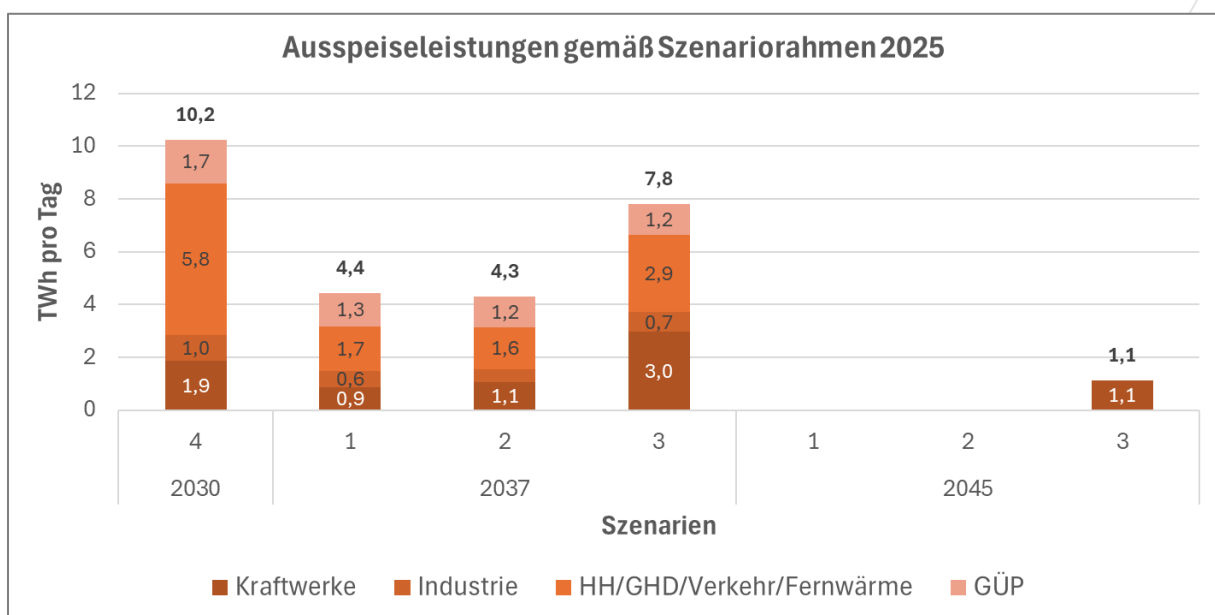


Abbildung 2: Mantelzahlen zu Methan-Ausspeiseleistungen

Szenario 4 (2030) stellt ein Versorgungssicherheitsszenario dar. Es bildet keine langfristige Transformation ab, sondern eine kurzfristige Perspektive mit weiterhin hoher Methannutzung. Die angesetzten Lasten bilden allerdings trotz des kurzfristigen Zeithorizonts eine deutliche Verbrauchssteigerung ab. In der Umrechnung auf Tageswerte zeigt sich, dass die Lasten deutlich oberhalb der aktuell zu beobachtenden Spitzenlast von rund 6,5 TWh pro Tag liegen. Szenario 4 beschreibt damit bis 2030 eine erhebliche Steigerung der Systembelastung gegenüber heute.

Szenarien 1 bis 3 (2037 und 2045) bilden unterschiedliche Transformationspfade:

- **Szenario 1** beschreibt einen **sehr weitgehenden und schnellen Hochlauf** der Wasserstoffnutzung über alle Sektoren hinweg. Wasserstoff wird frühzeitig breit eingesetzt, nicht nur in der Industrie und für Kraftwerke sondern auch in weiteren Verbrauchssektoren.
- **Szenario 2** stellt einen **fokussierten Transformationspfad** dar. Wasserstoff wird gezielt in schwer elektrifizierbaren Bereichen eingesetzt, insbesondere in Industrie und Kraftwerken. Die Methannutzung geht gegenüber heute deutlich zurück, bleibt aber in Teilen relevant.
- **Szenario 3** beschreibt eine **verzögerte Transformation**. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft erfolgt langsamer, während Methan länger eine bedeutende Rolle spielt. Dies führt zu anhaltend hohen Methanlasten auch in den späteren Zeithorizonten 2037 und 2045.

Die Unterschiede zwischen den Szenarien 1 bis 4 zeigen sich insbesondere in den Lastannahmen:

- Szenario 4 weist bereits kurzfristig sehr hohe Methanlasten auf.
- Szenario 3 hält diese hohen Lastniveaus längerfristig aufrecht.
- Szenarien 1 und 2 führen dagegen zu einem strukturellen Rückgang der Methannutzung und zu einer stärkeren Verlagerung hin zu Wasserstoff.

Damit ergibt sich folgendes Bild: Während Szenario 4 kurzfristig und Szenario 3 langfristig hohe Methanlasten beschreiben, zeigen Szenarien 1 und 2 realistische Transformationspfade mit reduzierter Methannachfrage

Aus der Analyse der Szenarien leitet INES eine Empfehlung für die Netzentwicklungsplanung ab: Der Methan-Netzausbau sollte **nicht** an Szenario 4 oder Szenario 3 ausgerichtet werden.

- Szenario 4 bildet eine kurzfristige Versorgungssicherheitsbetrachtung für 2030 ab und ist nicht geeignet, langfristige Infrastrukturentscheidungen zu tragen. Die dort angesetzten Lasten liegen bereits deutlich über heutigen Systemwerten.
- Szenario 3 stellt einen verzögerten Transformationspfad dar, in dem Methan längerfristig eine überproportional große Rolle behält. Die daraus resultierenden Lastannahmen führen zu einem strukturell überhöhten Netzausbaubedarf.

Demgegenüber bilden Szenarien 1 und 2 realistische Transformationspfade mit sinkender Methannutzung und wachsender Bedeutung von Wasserstoff ab. **INES empfiehlt daher, die Szenarien 1 und 2 als Grundlage für den Methan-Netzausbau heranzuziehen.**

Nur auf dieser Basis kann sichergestellt werden, dass der Netzausbau sowohl transformationskonform als auch wirtschaftlich effizient erfolgt und nicht an dauerhaft überhöhten Lastannahmen ausgerichtet wird.

3.2 Gewichtung von Speichern gegenüber LNG und Importen

Die Modellierung des Methansystems im NEP 2025 basiert zunächst auf den im Szenariorahmen vorgegebenen **Mindest-Einspeiseleistungen (Mantelzahlen)**. Für das Jahr 2037 werden dabei folgende Werte angesetzt:

- **Speicher:**
 - 42 GWh/h (Szenario 1)
 - 37 GWh/h (Szenarien 2 und 3)
- **LNG-Terminals:**
 - 16 GWh/h (Szenario 1)
 - 14 GWh/h (Szenario 2)
 - bis zu 79 GWh/h (Szenario 3)

Damit wird bereits auf Ebene der Mantelzahlen (siehe

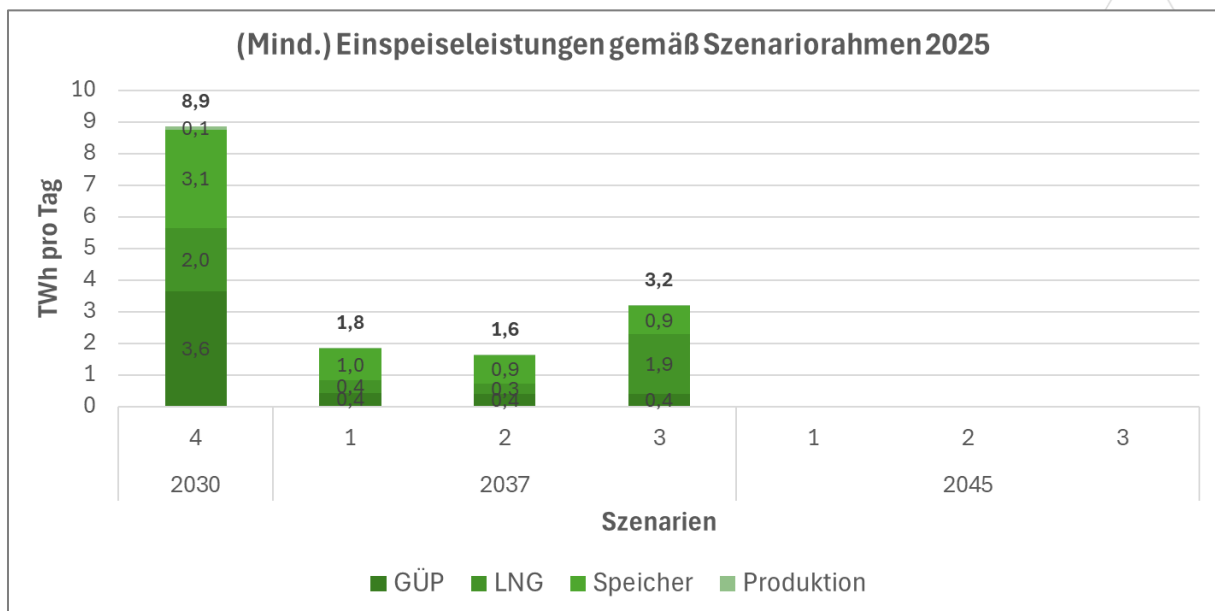


Abbildung 3) deutlich, dass insbesondere in Szenario 3 LNG-Kapazitäten in einem Umfang angesetzt werden, der die Speicher-Einspeiseleistungen erheblich übersteigt.

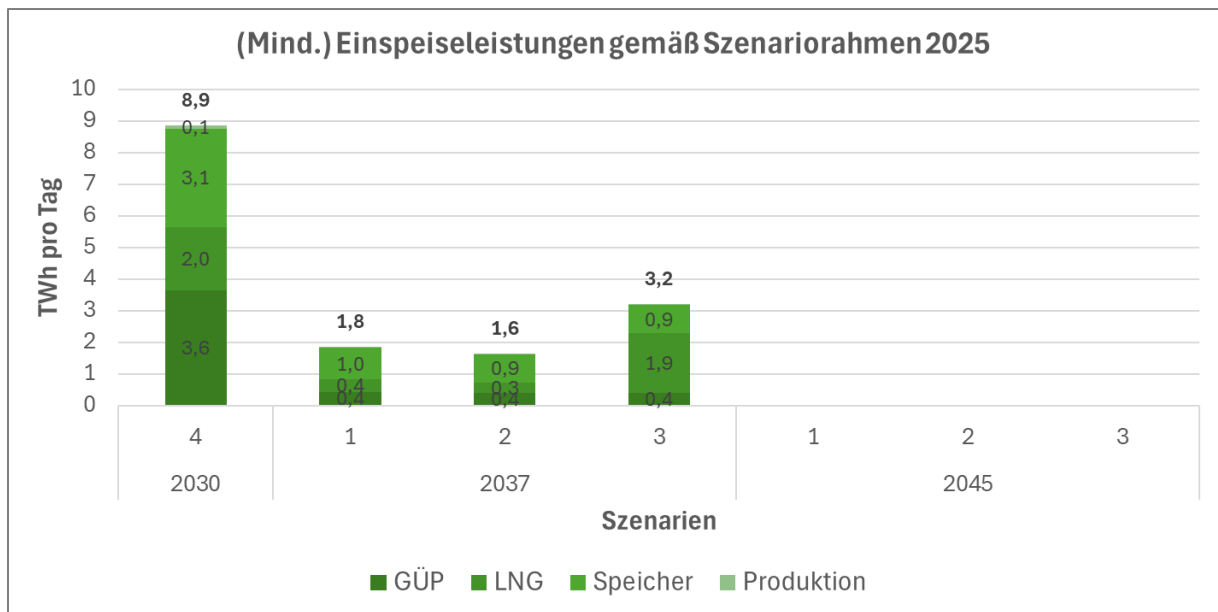
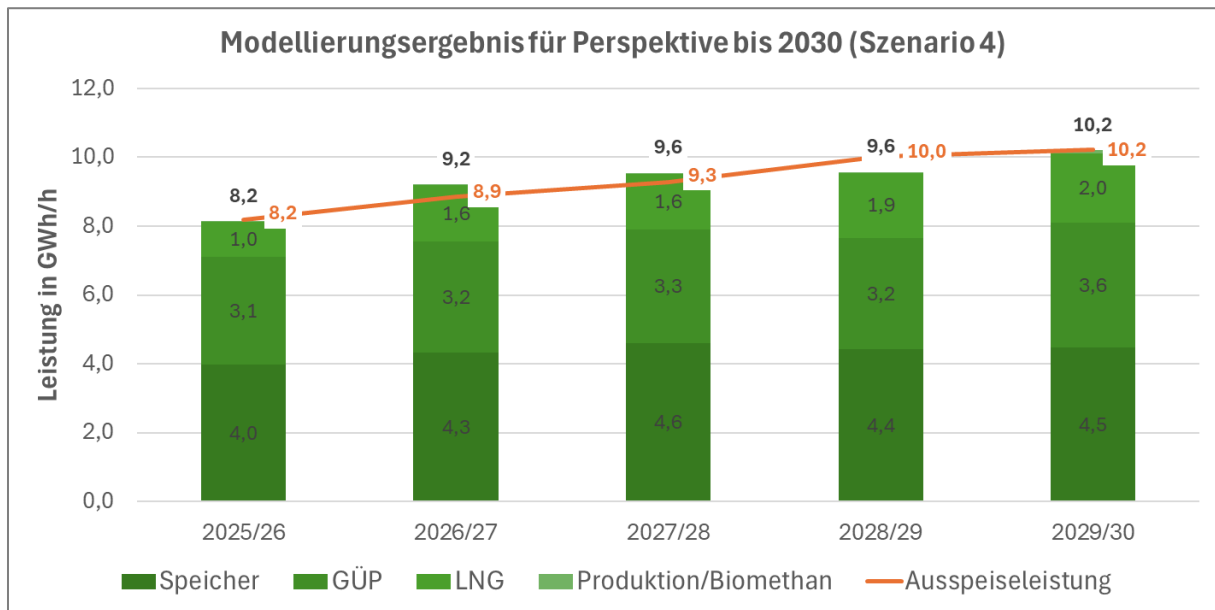


Abbildung 3: Mantelzahlen zu Methan-Einspeiseleistungen

Die anschließenden **Modellierungsergebnisse der Netzberechnungen** (2030, 2037, 2045) bestätigen und verstärken dieses Bild (siehe Abbildungen



Abbildung

4,

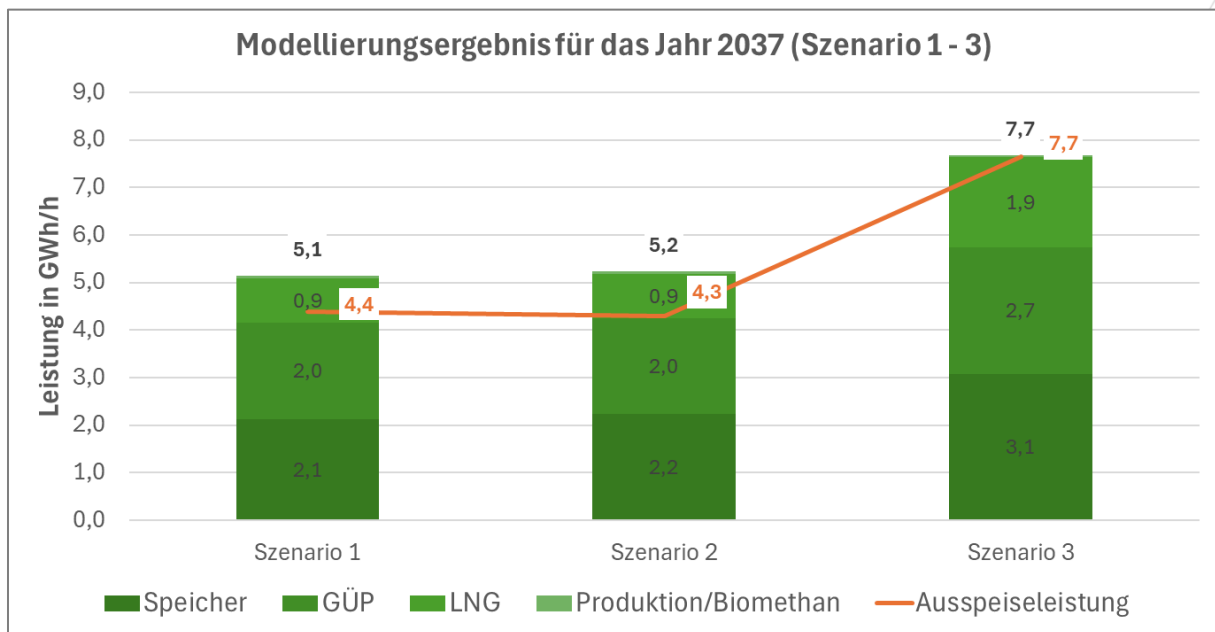


Abbildung 5 und Abbildung 6):

- In Hochlastsituationen zeigt sich, dass ein erheblicher Anteil der Versorgung im NEP rechnerisch über Importpunkte (GÜP und LNG) gedeckt wird.
- Gleichzeitig bleibt die angesetzte Speicherleistung deutlich unter den technisch verfügbaren Ausspeicherleistungen des heutigen Systems.
- Die Modellierung impliziert damit strukturell eine stärkere Abstützung auf Importinfrastruktur als auf vorhandene Speicherflexibilität.

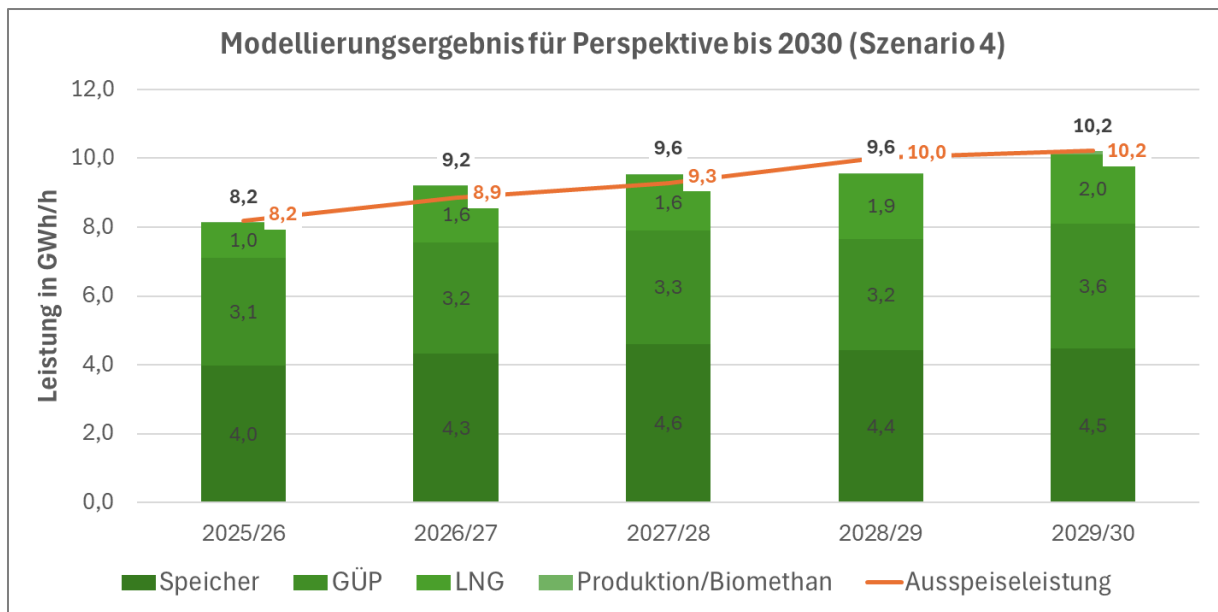


Abbildung 4: Methan-Modellierungsergebnis 2030

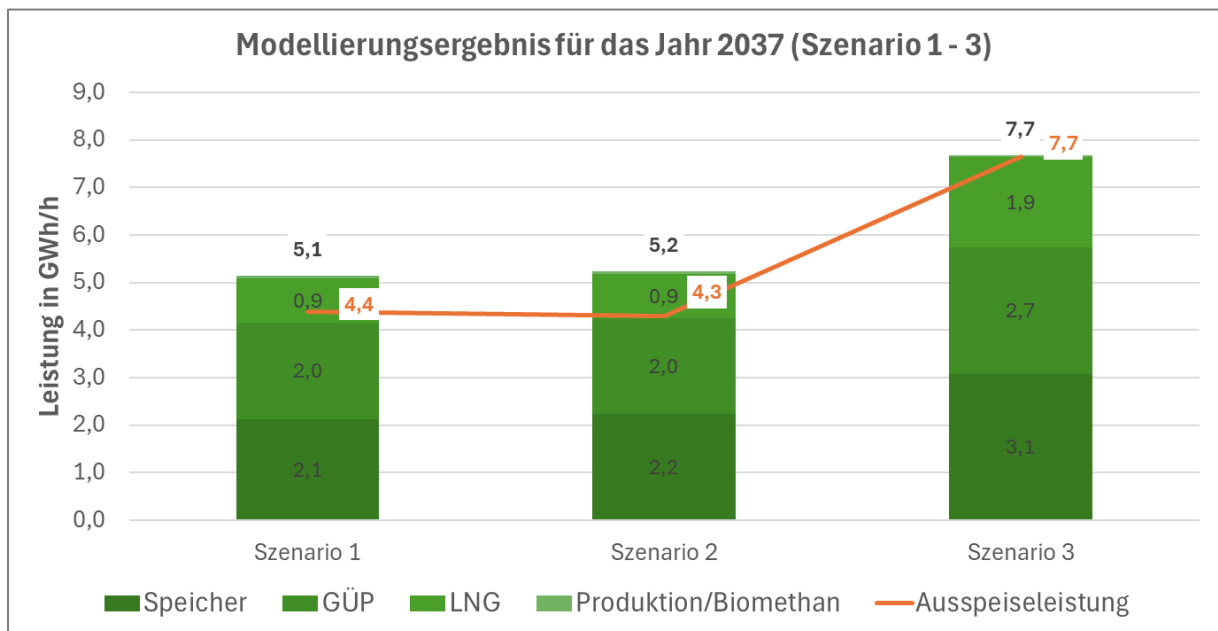


Abbildung 5: Methan-Modellierungsergebnis 2037

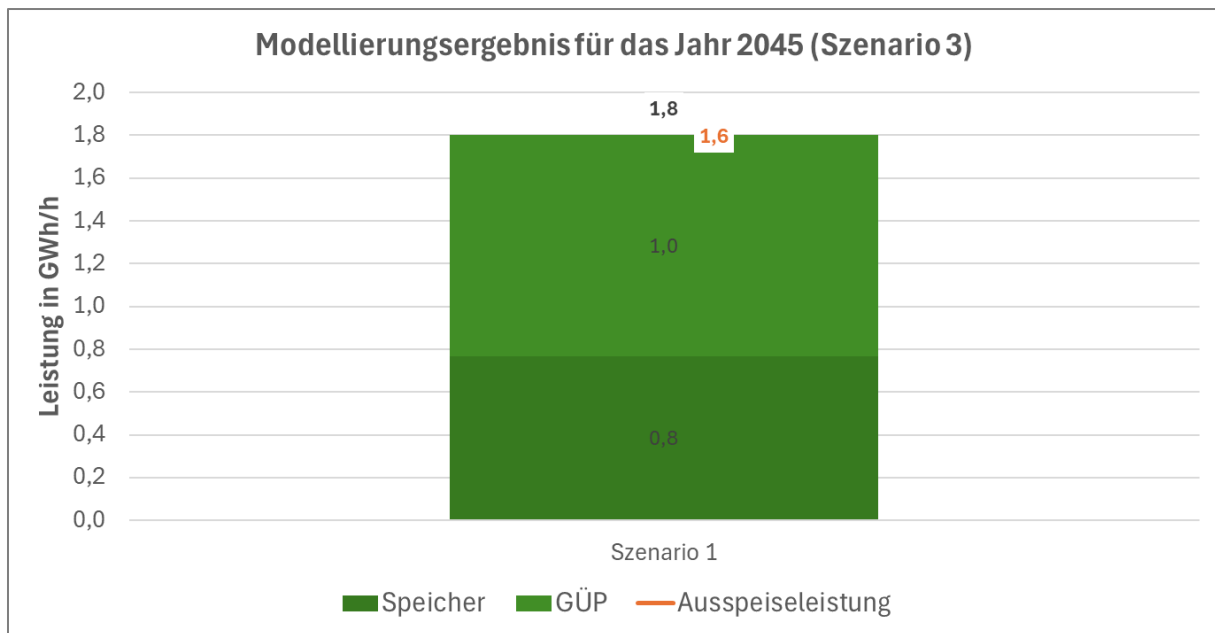


Abbildung 6: Methan-Modellierungsergebnis 2045

Diese Gewichtung steht im Widerspruch zur realen Betriebsweise des heutigen Gassystems:

- Bei hohen Lasten - insbesondere in Kälteperioden - wird die Versorgung **überwiegend durch Speicher gedeckt**.
- Die **Ausspeicherleistungen übersteigen dabei regelmäßig die Importleistungen** (Pipeline und LNG).
- Speicher stellen somit die zentrale Flexibilitätsoption zur Deckung von Spitzenlasten dar.

Zugleich ist zu berücksichtigen, dass im NEP für **LNG-Terminals teilweise auch noch im Bau befindliche Kapazitäten** berücksichtigt werden, während bei Speichern lediglich ein Teil der bereits vorhandenen Leistungsfähigkeit Eingang in die Modellierung findet.

Aus der Gegenüberstellung von Mantelzahlen, Modellierungsergebnissen und realem Systembetrieb ergeben sich zwei zentrale INES-Empfehlungen:

1. Vorrang für bestehende Speicherkapazitäten vor ungebauten LNG-Kapazitäten

Während in der Netzentwicklungsplanung bei Speichern nur ein Teil der aktuell verfügbaren Ausspeicherleistungen berücksichtigt wird, werden im Bereich der LNG-Terminals teilweise Kapazitäten angesetzt, die über die bestehenden Leistungsfähigkeiten hinausgehen und sich noch in der Entwicklung befinden. INES hält diese Vorgehensweise für nicht sachgerecht.

Bevor in der Entwicklung befindliche LNG-Kapazitäten in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt werden, sollten zunächst die bestehenden Speicherkapazitäten vollständig einbezogen werden.

2. Gleichgewicht von Speicher- und Importleistungen zur Deckung von Spitzenlasten

Die Modellierung des NEP bildet die reale Systemlogik von Spitzenlastsituationen nicht ausreichend ab.

In der Praxis wird bei hohen Lasten überwiegend auf Speicher zurückgegriffen. Die Ausspeicherleistungen übersteigen in diesen Zeiten die Importleistungen (GÜP und LNG) regelmäßig.

Vor diesem Hintergrund ist es aus Sicht der INES erforderlich, die Gewichtung in der Modellierung anzupassen:

Es sollten mindestens im Vergleich zu Importen (GÜP und LNG-Terminals) gleich hohe Ausspeicherleistungen - d.h. Einspeiseleistungen aus Speichern - angesetzt werden.

Nur durch eine solche Anpassung kann die tatsächliche Systemfunktion von Speichern adäquat abgebildet und eine sachgerechte Ableitung des Netzausbaubedarfs gewährleistet werden.

4 Wasserstoff: Szenarien und Systemausgestaltung

4.1 Szenario 2 als Grundlage der Netzplanung

Der NEP 2025 beschreibt für Wasserstoff drei Szenarien (1-3), die für die Jahre **2037** und **2045** modelliert werden (siehe

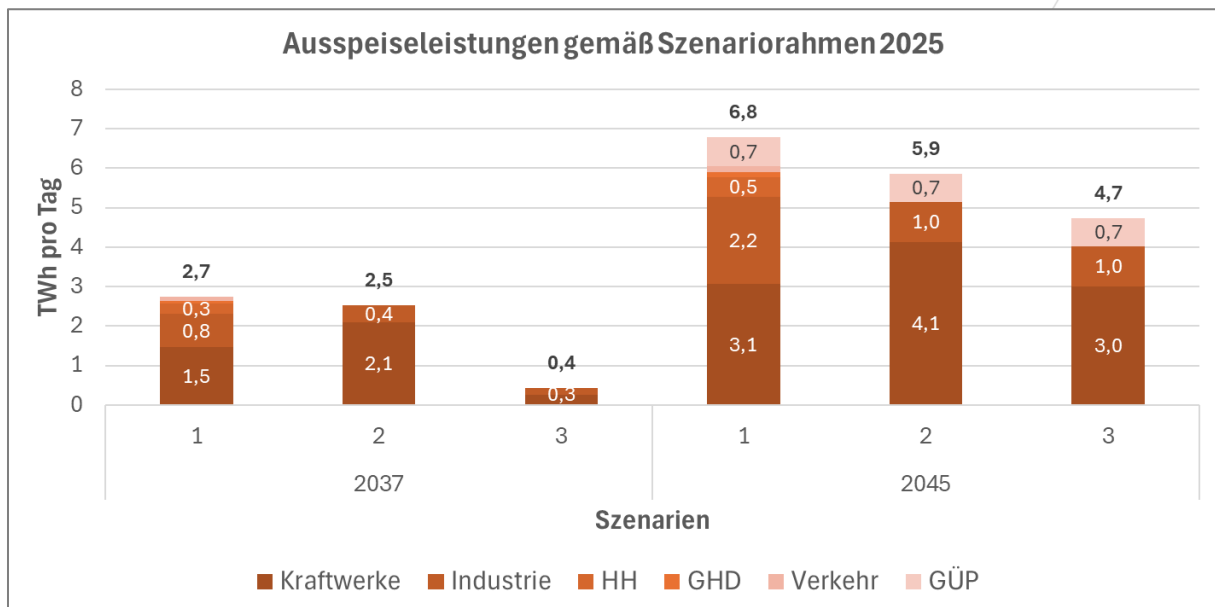


Abbildung 7).

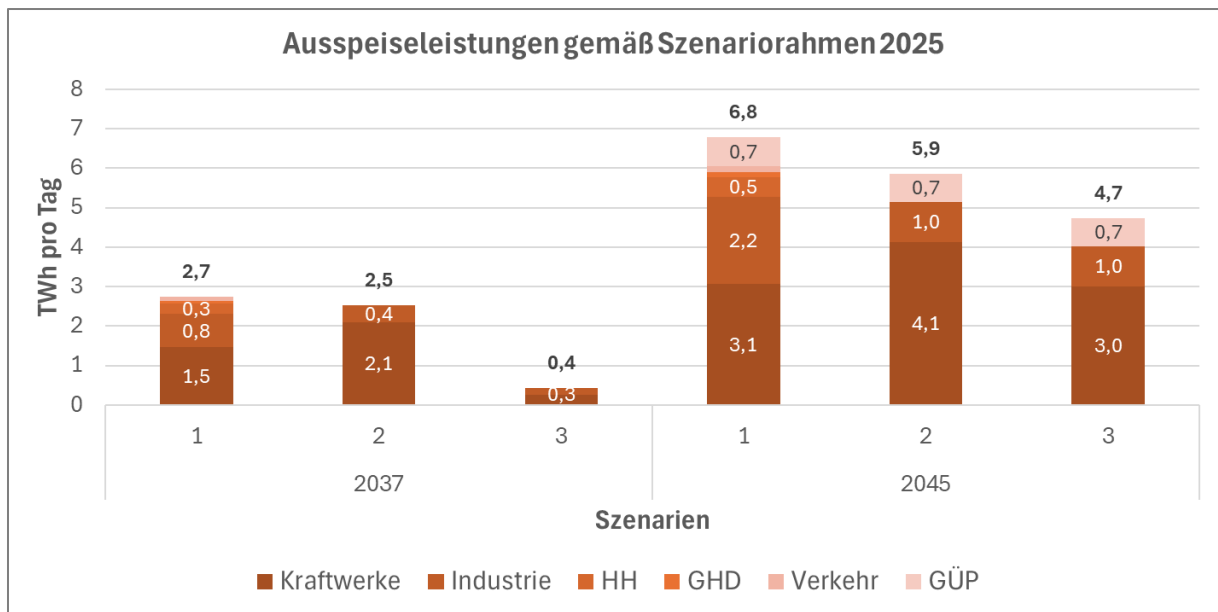


Abbildung 7: Mantelzahlen zu Wasserstoff-Ausspeiseleistungen

Die drei betrachteten Szenarien unterscheiden sich maßgeblich hinsichtlich Geschwindigkeit, Breite und Intensität des Wasserstoffhochlaufs.

- **Szenario 1** beschreibt einen **sehr ambitionierten Hochlauf** mit einer breiten Nutzung von Wasserstoff in nahezu allen Sektoren. Dies führt bereits 2037 zu hohen Wasserstoffbedarfen und in der Fortschreibung bis 2045 zu sehr hohen Ausspeiseleistungen im Wasserstoffsystem.
- **Szenario 2** stellt einen **fokussierten Hochlauf** dar. Wasserstoff wird gezielt in Industrie und Kraftwerken eingesetzt, während andere Sektoren nur begrenzt einbezogen werden.
- **Szenario 3** bildet einen **verzögerten Hochlauf** der Wasserstoffwirtschaft ab. Die Nachfrage bleibt deutlich hinter den anderen Szenarien zurück, insbesondere im Bereich der Kraftwerke und der Industrie.

Die Unterschiede werden insbesondere in den quantitativen Annahmen deutlich:

- Im Jahr 2037 weist Szenario 3 deutlich geringere Wasserstoffbedarfe auf als in den Szenarien 1 und 2 (insb. im Kraftwerks- und Industriesektor).
- In der Fortschreibung auf **2045** steigen die Wasserstoffbedarfe insbesondere in Szenario 1 sehr stark an. Die daraus resultierenden **Ausspeiseleistungen erreichen teilweise Größenordnungen, die bereits auf oder über den heutigen Verbrauchswerten des gesamten Gassystems liegen.**

Damit ergibt sich ein Spannungsfeld:

- Szenario 3 bleibt unter der notwendigen Entwicklung des Wasserstoffsystems,
- Szenario 1 überschätzt aller Voraussicht nach die langfristigen Bedarfe und führt zu sehr hohen Lastannahmen,
- Szenario 2 bewegt sich zwischen diesen Extremen und bildet einen moderaten, aber substanziellen Hochlauf ab.

Aus Sicht der INES ist keines der Extrem-Szenarien (Szenario 1 und 3) geeignet, eine robuste und kosteneffiziente Grundlage für die Netzentwicklungsplanung zu bilden.

- **Szenario 3 stellt keine kosteneffiziente Transformation des deutschen Energiesystems sicher**, da das Wasserstoffsystem nicht ausreichend entwickelt wird und zentrale Anwendungen - insbesondere in Industrie und Kraftwerken - nur unzureichend adressiert werden.
- **Szenario 1 führt in der langfristigen Perspektive (2045) zu sehr hohen Ausspeiseleistungen**, die teilweise bereits die realen Verbrauchswerte des heutigen

Gassystems erreichen oder überschreiten. Dies lässt eine Überdimensionierung der Netzinfrastruktur erwarten.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich eine klare Empfehlung: **INES empfiehlt, Szenario 2 der Netzentwicklungsplanung zugrunde zu legen.**

Szenario 2 stellt den geeignetsten Mittelweg dar: Es ermöglicht einen strukturierten und ausreichend ambitionierten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, ohne dabei auf überhöhten oder systemisch schwer plausibilisierbaren Lastannahmen zu basieren.

4.2 Rolle von Importen und Speichern im Wasserstoffsystem

Die Modellierung des Wasserstoffsystems im NEP basiert zunächst auf den im Szenariorahmen definierten **Mindest-Einspeiseleistungen** (Mantelzahlen). Für das Jahr 2037 werden dabei insbesondere für die Szenarien 1 und 2 folgende Größenordnungen angesetzt:

- **Importe (GÜP):** 58 GWh/h
- **Speicher:** 36 GWh/h
- **Sonstige Importe (z. B. Derivate/LH₂):** 4 GWh/h

Damit wird bereits auf Ebene der Eingangsdaten deutlich, dass der Schwerpunkt der Einspeisung im Wasserstoffsystem auf Importen liegt (siehe *Abbildung 8*).

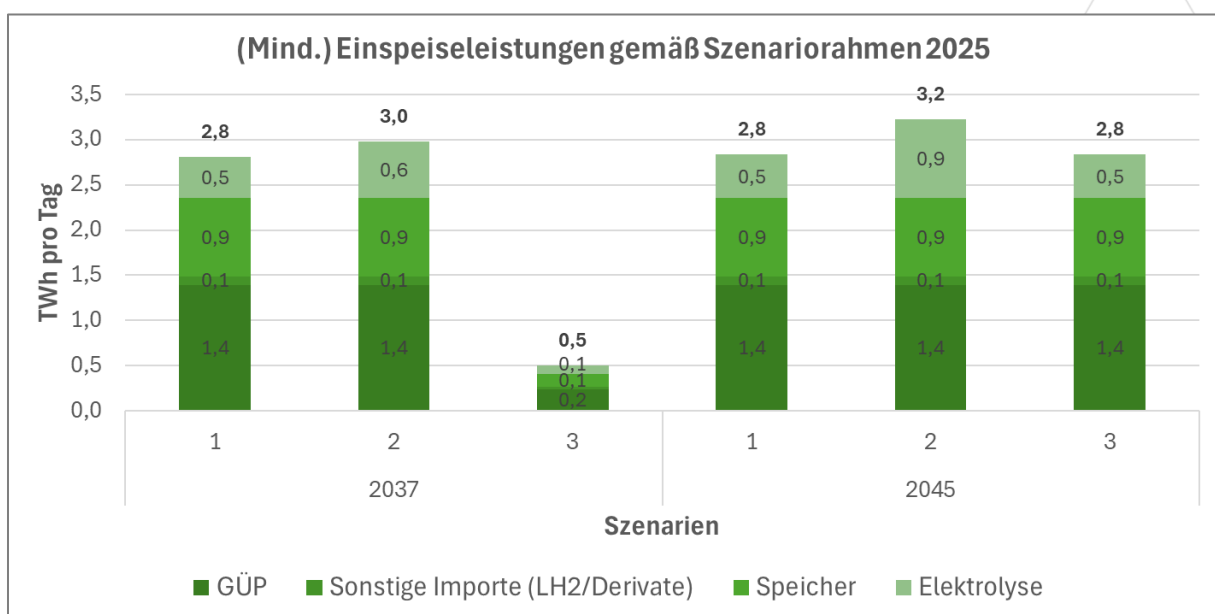


Abbildung 8: Mantelzahlen zu Wasserstoff-Einspeiseleistungen

Die anschließenden **Modellierungsergebnisse** - insbesondere für den kritischen Lastfall der kalten Dunkelflaute - verstärken dieses Bild:

- Ein erheblicher Anteil der Versorgung wird rechnerisch über Importpunkte (GÜP sowie

LH₂/Derivate) gedeckt.

- Speicher leisten zwar einen Beitrag, bleiben aber deutlich hinter den Importannahmen zurück.
- In aggregierter Betrachtung ergibt sich in den Szenarien 1 und 2 ein Verhältnis von etwa
 - 0,9 TWh pro Tag Speicherleistung gegenüber
 - 1,5 TWh pro Tag Importleistungen (GÜP sowie LH₂/Derivate)

Damit basiert die Systemauslegung im kritischen Lastfall maßgeblich auf der Verfügbarkeit externer Wasserstoffquellen, d.h. ausländischer Flexibilität (siehe *Abbildung 9*).

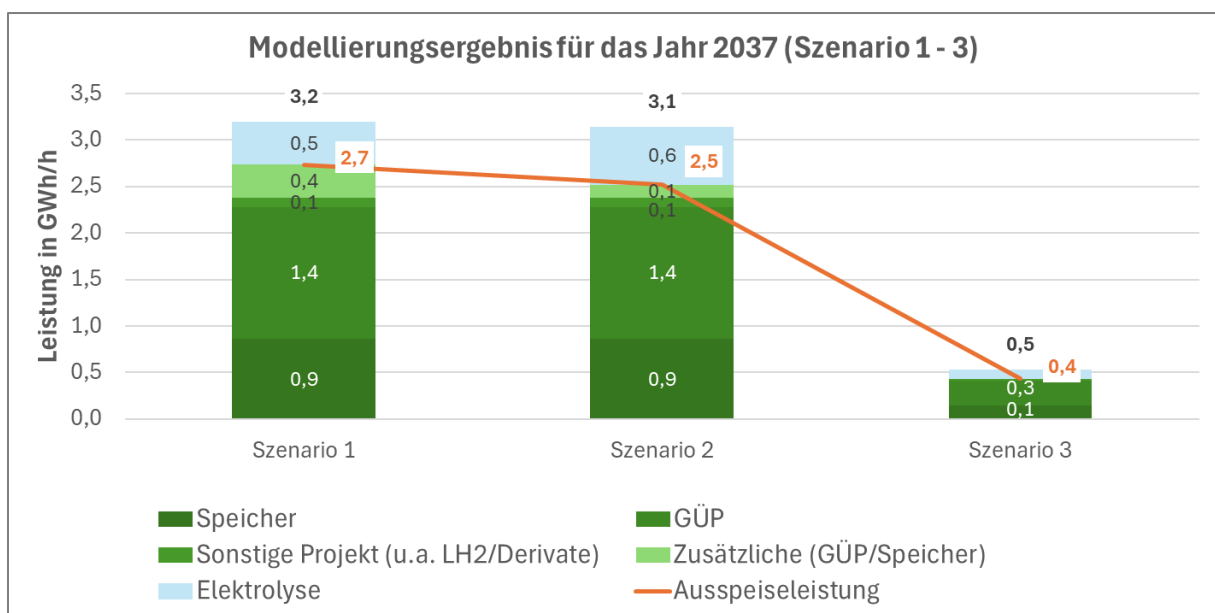


Abbildung 9: Wasserstoff-Modellierungsergebnis 2037

Diese Annahme ist aus systemischer Perspektive kritisch zu bewerten:

- Der Lastfall der kalten Dunkelflaute ist durch eine gleichzeitige Unterdeckung erneuerbarer Stromerzeugung in weiten Teilen Europas gekennzeichnet.
- In einer solchen Situation ist davon auszugehen, dass auch Elektrolyseure in benachbarten EU-Mitgliedstaaten **nur eingeschränkt oder gar keinen überschüssigen Wasserstoff produzieren** können.
- Die Verfügbarkeit von Importmengen, insb. über Grenzübergangspunkte (GÜP) aus EU-Nachbarländern ist in diesem Szenario daher unplausibel.

Gleichzeitig zeigt die Logik des heutigen Energiesystems, dass in vergleichbaren Extremsituationen **inländische Speicher die zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit**

übernehmen.

Aus der Analyse ergibt sich eine klare Bewertung der aktuellen Modellierungsansätze:

1. Importannahmen in Dunkelflauten sind zu optimistisch

Bei der Modellierung des Wasserstoffsystems zeigt sich deutlich, dass für den Fall der kalten Dunkelflaute zu einem erheblichen Anteil Import-Einspeiseleistungen angenommen werden.

Diese Annahme ist aus Sicht der INES nicht belastbar. In einer kalten Dunkelflaute ist davon auszugehen, dass auch benachbarte Energiesysteme stark beansprucht sind und insbesondere Elektrolyseure in anderen EU-Mitgliedstaaten kaum überschüssigen Wasserstoff produzieren können, der über Grenzübergangspunkte nach Deutschland gelangen kann.

2. Verhältnis von Speicher zu Importen ist nicht systemgerecht

Das im NEP zugrunde gelegte Verhältnis von etwa

0,9 TWh/d Speicherleistung

zu

1,5 TWh/d Importleistung (GÜP sowie LH₂/Derivate)

trägt diesen Realitäten nicht ausreichend Rechnung.

Die Modellierung gewichtet Importabhängigkeit damit unverhältnismäßig stärker als inländische Flexibilitätsoptionen.

3. Speicher müssen eine tragende Rolle im Wasserstoffsysteem einnehmen

Vor dem Hintergrund der Systemanforderungen empfiehlt INES:

Speicherleistungen im Wasserstoffsysteem sollten mindestens in Höhe der angenommenen Kraftwerksleistungen angesetzt werden.

Nur so kann gewährleistet werden, dass:

- Versorgungssicherheit auch in Extremsituationen sichergestellt ist,
- die Abhängigkeit von unsicheren Importen reduziert wird,
- und das Wasserstoffsysteem strukturell resilient ausgestaltet wird.

5 Schlussfolgerung

Die Analyse der im NEP Gas und Wasserstoff 2025 zugrunde gelegten Szenarien, Lastannahmen und Modellierungsergebnisse zeigt, dass der ausgewiesene Netzausbaubedarf maßgeblich durch zwei Faktoren bestimmt wird:

- die Höhe der angesetzten Lastniveaus sowie

- die Gewichtung zwischen Importen und inländischen Flexibilitätsoptionen, insbesondere Speichern.

Dabei wird deutlich, dass in mehreren Bereichen Annahmen getroffen werden, die von den realen Systembedingungen abweichen und zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen können.

1. Methan: Netzausbau an realistischen Transformationspfaden ausrichten

Die Szenarienanalyse zeigt, dass sowohl das Versorgungssicherheitsszenario 2030 (Szenario 4) als auch das langfristige Szenario 3 mit anhaltend hoher Methannutzung zu Lastannahmen führen, die deutlich über den bislang beobachteten Spitzenlasten des heutigen Gassystems liegen.

Eine Ausrichtung des Netzausbaus an diesen Szenarien würde zu einer strukturellen Überdimensionierung der Infrastruktur führen.

INES empfiehlt daher, den Methan-Netzausbauvorschlag auf Basis der Szenarien 1 und 2 zu entwickeln.

Diese Szenarien bilden Transformationspfade mit sinkender Methannutzung und stellen damit eine realistische und zugleich systemisch konsistente Grundlage für die Netzplanung dar.

2. Methan: Speicher konsequent vor Importen berücksichtigen

Die Gegenüberstellung von Mantelzahlen und Modellierungsergebnissen zeigt, dass Speicher im NEP nur teilweise berücksichtigt werden, während im Bereich der LNG-Terminals teilweise über bestehende Leistungsfähigkeiten hinausgehende Kapazitäten angesetzt werden.

Zugleich entspricht diese Gewichtung nicht der realen Betriebsweise des Gassystems: In Spitzenlastsituationen wird die Versorgung überwiegend durch Speicher sichergestellt; die Ausspeicherleistungen übersteigen dabei regelmäßig die Importleistungen.

INES empfiehlt daher:

- bestehende Speicherkapazitäten vollständig in der Modellierung zu berücksichtigen,
- Speicherleistungen mindestens in Höhe der Importleistungen (GÜP und LNG) anzusetzen,
- und zusätzliche LNG-Kapazitäten erst nachrangig zu berücksichtigen.

3. Wasserstoff: Szenario 2 als robuste Planungsgrundlage wählen

Die Analyse der Wasserstoffszenarien zeigt ein klares Spannungsfeld:

- Szenario 3 führt zu einem unzureichend entwickelten Wasserstoffsysteem und stellt damit keine erfolgreiche und zugleich kosteneffiziente Transformation sicher.
- Szenario 1 führt in der Langfristperspektive zu sehr hohen Lastannahmen, die teilweise bereits die Größenordnung des heutigen Gassystems erreichen oder überschreiten.

INES empfiehlt daher, Szenario 2 der Netzentwicklungsplanung zugrunde zu legen.

Szenario 2 stellt einen ausgewogenen und systemisch plausiblen Entwicklungspfad dar, der einen gezielten Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ermöglicht, ohne auf überhöhten Annahmen zu basieren.

4. Wasserstoff: Importabhängigkeit in Extremsituationen reduzieren

Die Modellierung des Wasserstoffsystems zeigt, dass insbesondere im Lastfall der kalten Dunkelflaute in erheblichem Umfang auf Importleistungen abgestellt wird.

Diese Annahme ist nicht belastbar. In einer solchen Situation ist davon auszugehen, dass auch benachbarte Energiesysteme nur eingeschränkt Wasserstoff exportieren können.

Das im NEP zugrunde gelegte Verhältnis von Speicherleistung zu Importleistungen trägt diesen Realitäten nicht ausreichend Rechnung.

INES empfiehlt daher:

- Importannahmen in Extremsituationen konservativer zu gestalten,
- und Speicherleistungen im Wasserstoffsysteem mindestens in Höhe der angenommenen Kraftwerksleistungen anzusetzen.

Gesamtbewertung

Der NEP Gas und Wasserstoff 2025 ist ein zentraler Baustein für die zukünftige Energieinfrastruktur Deutschlands. Damit er dieser Rolle gerecht werden kann, müssen die zugrunde liegenden Annahmen die tatsächlichen Systemmechanismen widerspiegeln.

Aus Sicht der INES ist dafür entscheidend:

- Lastannahmen an realen Systemwerten auszurichten,
- Speicher als zentrale Flexibilitätsoption systemgerecht zu berücksichtigen,
- und Importabhängigkeiten insbesondere in Extremsituationen realistisch zu bewerten.

Nur unter diesen Voraussetzungen kann der NEP eine Infrastrukturplanung ermöglichen, die Versorgungssicherheit, Resilienz und Kosteneffizienz gleichermaßen gewährleistet.

5.1 Über uns

Die Initiative Energien Speichern e.V. (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 und etwa 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU. Die INES-Mitglieder treiben außerdem in zahlreichen Projekten die Entwicklung von Untergrund-Wasserstoffspeichern voran und gehören damit zu den Vorreitern dieser wichtigen Energiewende-Technologie.

5.2 Transparenzhinweis

Die INES betreibt Interessenvertretung im Sinne des Lobbyregistergesetzes (LobbyRG). Die INES achtet den Verhaltenskodex zum Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und ist in das Lobbyregister eingetragen: <https://www.lobbyregister.bundestag.de/suche/R001797>.

5.3 Kontakt

Sebastian Heinermann

Geschäftsführung

Tel: +49 30 36418-086

Fax: +49 30 36418-255

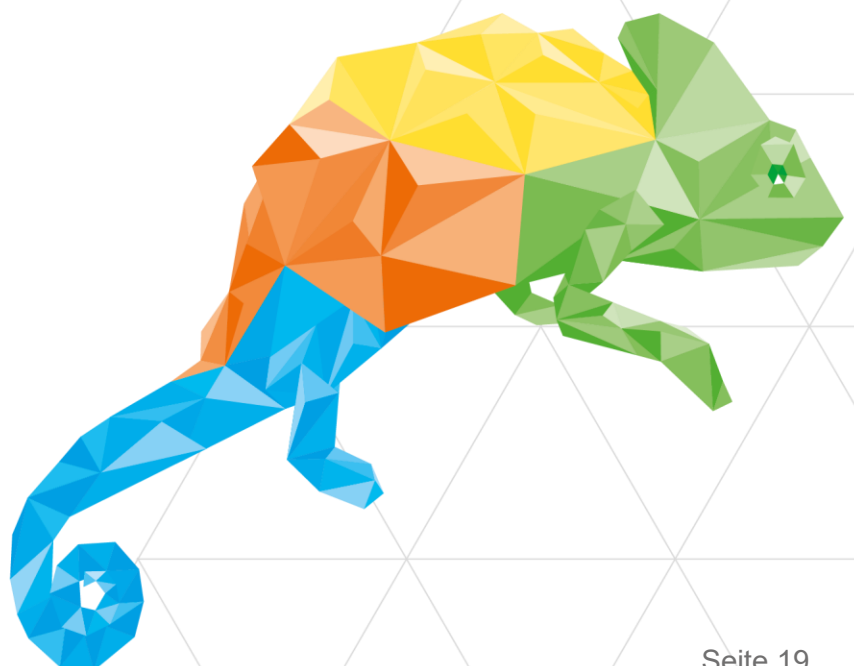
info@energien-speichern.de

Initiative Energien Speichern e.V.

Glockenturmstraße 18

14053 Berlin

www.energien-speichern.de





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