

Wasserstoffspeicherung im Jahr 2045

als Konsequenz einer grünen Wasserstoffwirtschaft



Bild hergestellt mit KI am 18.02.2026.

Autor: Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler,
Westfälisches Energieinstitut,
Neidenburger Str. 43, 45897 Gelsenkirchen
E-Mail: markus.loeffler@w-hs.de
URL: <https://www.w-hs.de/wei>

Auftraggeber: Keiner/Selbstbefassung

Interessenskonflikte: Keine

Version: 1.0

Datum: 25.02.2026

Kurzfassung – Neun Kernpunkte

- Deutschland wird im Jahr 2045 in erheblichem Umfang auf Wasserstoffimporte angewiesen sein.
- Die im BMWK-Weißbuch genannte saisonale Speichergröße von 76 – 80 TWh bildet nur einen Teilaspekt der Systemanforderungen ab.
- Die Analyse der heutigen Erdgasversorgung zeigt: Importströme verlaufen vergleichsweise konstant, der Verbrauch ist stark saisonal.
- Die saisonale Differenz wird primär durch Speicher ausgeglichen, nicht durch saisonal modulierte Importe.
- Importaufkommen reagieren mit zeitlicher Trägheit; kurzfristige Anpassungen sind strukturell begrenzt.
- Überträgt man diese Systemstruktur auf ein zukünftiges Wasserstoffsystem, ergeben sich zwei Speicherfunktionen: Reservespeicher + Saisonalspeicher.
- Die additive Betrachtung beider Funktionen führt zu einem erforderlichen Gesamtspeicherbedarf von 175 – 315 TWh (Mittelwert $\approx$ 230 TWh). Diese Größenordnung liegt deutlich über den bisher häufig genannten Werten unter 100 TWh.
- Der historische Ausbau von Erdgas-Arbeitsgasspeichern folgte einer mehrdekadigen logistischen Hochlaufkurve; ein vergleichbarer Wasserstoffausbau ist ein langfristiges Infrastrukturprojekt.

Ein stark importabhängiges Wasserstoffsystem ohne entsprechend dimensionierte nationale Speicherinfrastruktur erhöht die strukturelle Verwundbarkeit gegenüber externen Risiken erheblich.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung – Neun Kernpunkte	2
Verzeichnis der Bilder	4
Verzeichnis der Tabellen	5
Verzeichnis der Formelzeichen	6
Lateinische Buchstaben.....	6
Griechische Buchstaben	6
Glossar zentraler Begriffe.....	8
Zusammenfassung.....	10
Einleitung.....	12
Vorgehensweise	15
Erdgas heute: Nettoimport fast konstant, Verbrauch saisonal	16
Plausibilitätscheck: Größenordnung aus Erdgas abgeleitet	19
Ermittlung der zur Wasserstoffspeicherung erforderlichen Kapazität	20
Reservespeicher: Wie viel Puffer gegen Importausfälle?	21
Saisonalspeicher: Winterlücke bei konstantem Zufluss	26
Formelsatz zur Berechnung der Kapazität des Saisonalspeichers	26
Berechnung des Saisonalspeichers 2045	29
Ergebnis: Gesamtbedarf liegt deutlich über 78 TWh	30
Zur Verfügbarkeit nationaler Wasserstoffspeicher	32
Fragestellung	32
Umsetzbarkeit: Speicherhochlauf ist ein Infrastruktur-Hochlauf	33
Energetische Skalierung auf Wasserstoff	34
Umsetzbarkeit und Dynamik des Speicherhochlaufes	36
Kernaussage: Speicher sind systemkritische Infrastruktur, nicht nur Marktgut	38
Internationale Importstrategie und Realisierungsrisiken.....	41
Abschlussbetrachtung.....	45
Quellenverzeichnis.....	47
Anhang 1: Autokorrelation des Nettoimports	49
Anhang 2: Import mit Schock, Erholung und folgender Speichernachladung.....	52
Anhang 3: Zur Berechnung des Speicherfüllstands	55
Anhang 4: Vergleichende Betrachtung	57
Anhang 5: E-Mail des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie auf eine Anfrage des Autors	59

Verzeichnis der Bilder

Bild 1: Deutschlands Bruttoaufkommen, Export und Nettoaufkommen im Zeitraum April 2024 bis Februar 2026. Die Daten sind wöchentlich ermittelt. Die Einheit ist TWh/w. Erläuterungen siehe Legende und Text.	16
Bild 2: Zusammensetzung des Inlandsverbrauch (schwarz) aus Verbrauch von Haushalten und Gewerbe (grün) und von Industrie (orange). Die Einheit ist TWh/w. Erläuterungen siehe Legende und Text.	17
Bild 3: Korrelation zwischen Verbrauch von Haushalten/Gewerbe und Industrie. Daten und Regressionsformel.	17
Bild 4: Wöchentliches Nettoaufkommen im Vergleich zum wöchentlichen Inlandsverbrauch. Die Einheit ist TWh/w. Erläuterungen siehe Legende und Text.	18
Bild 5: Vergleich gemessener vs. berechneter Speicherfüllstand s. Die Einheit ist TWh. Erläuterungen siehe Legende und Text.	18
Bild 6: Blockschema „Wasserstoff-Versorgungssystem“ im ungestörten Betrieb. Grün: (Nahezu) konstanter Fluss. Orange: (Nahezu) konstanter Fluss mit Überlagerungen saisonalen Flusses. Rot: Stark saisonaler Fluss. Schwarz: Im Idealfall kein Fluss.	20
Bild 7: Zeitreihe des Nettoaufkommens, linkes Teilbild, und der der Autokorrelationsfunktion, rechtes Teilbild.	21
Bild 8: Kennverläufe bei einer Importausfallzeit von $\delta=2$ Wochen. Überswingfaktor $k = 0.25$. , Import-Zeitkonstante $\tau=5$ Wochen, maximal verfügbares Arbeitsgas:} 75 TWh. Annahme: Verlustfreies Ein-/Aus speichern ($\eta = 1$). Erläuterungen siehe Text.	24
Bild 9: Speicherfüllstandsentwicklung bei verschiedenen Importausfallzeiten $\delta=1$ bis 8 Wochen. Oberes Teilbild: Zeitlicher Verlauf. Unteres Teilbild: Minimum des Speicherfüllstands. Annahme: Nachlade-Überswingfaktor $k=0.25$, Import-Zeitkonstante $\tau=5$ Wochen, maximal verfügbares Arbeitsgas: 75 TWh.	25
Bild 10: Abstrahierte Darstellung des Erdgasverbrauchs v gemäß Bild 4. Der Verbrauch hat einen Grundanteil v_{min} , grau hinterlegter Bereich, und schwankt saisonal zwischen diesem und dem Maximalwert v_{max} , rot hinterlegter Bereich.	26
Bild 11: Kurvenfitting des wöchentlichen Energieverbrauchs; verwendete Formel siehe Bild und Erläuterungen. Die Varianz des Fittings ist 0.99.	27
Bild 12: Speicherleistung zum Ausgleich zwischen Verbrauchs- und Versorgungsleistung.	28
Bild 13: Speicherfüllstand auf Grundlage des Verbrauchs gemäß Kurvenfitting in Bild 11. Nach Erreichen eines Minimums von 0 TWh in Woche ≈ 2 erreicht der Füllstand ein Maximum von 173.5 TWh in Woche ≈ 30	28
Bild 14: Box-Whisker-Chart und tabellarische Auflistung aller Ergebnisse/Ergebnis-Kombinationen der ermittelten Kapazitäten Reserve-, Saisonal-, Gesamt-Wasserstoffspeicher. Einheit: TWh.	31
Bild 15: Logistisches Wachstum des Erdgasspeichervolumens von 1955 bis 2021 gemäß Zeitreihe aus EEK (2019). Links: Erdgasspeichervolumen mit Datenpunkten und Fitkurve. Rechts. Änderung des Erdgasspeichervolumens.	33
Bild 16: Historische (blau) und prognostizierte (grün, schwarz-strichliert, rot) Entwicklung des H_2 -Speichervolumens und der jährlichen H_2 -Volumen-Zuwachsrates. Einheiten in $10^9 \times m^3$ und $10^9 \times m^3/a$. Erläuterungen siehe Text.	35
Bild 17: Prognostizierte Entwicklung der Wasserstoffspeicher-Kapazität (Untergrundspeicher) in Europa bis zum Jahr 2050 aufgrund angekündigter Projekte. (2024).	40
Bild 18: Potenzielle ausländische Wasserstoff-Supplier: angekündigte Lieferungen, Absichtserklärungen und Projekte bzw. Studien.	42

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Erdgasverbräuche 2024/2025 und Wasserstoffprognose 2045	13
Tabelle 2: Normvolumen von Wasserstoff bei verschiedenen Energien. Tabelle: Löffler	35
Tabelle 3: Vergleich der Zuwachsfaktoren.	36
Tabelle 4: Wasserstoffspeicher in Deutschland. Quelle: INES (2026)	40

Verzeichnis der Formelzeichen

Lateinische Buchstaben

Symbol	Bedeutung	Einheit
a	Wachstumsparameter der logistischen Funktion	1/Jahr
b_k	Achsenabschnitt der linearen Regressionsgerade	–
C	Erforderliche Speicherkapazität (Saisonalspeicher)	TWh
c_t	Ladeleistung bzw. Ladeenergie im Zeitschritt t	TWh/Woche
d_t	Defizitenergie im Zeitschritt t	TWh/Woche
E_{fehl}	Kumulierte Fehlenergie während eines Importschocks	TWh
$E_{\text{Reserve}}(T)$	Bis Zeitpunkt T benötigte Reservespeicherenergie	TWh
E_{Speicher}	Fehlende Energiemenge im Zeitraum T	TWh
f	Anteil des ausfallenden Importstroms	–
f_t	Recovery-Faktor / Wiederanlauffunktion	–
H_u	Unterer Heizwert	kWh/Nm ³
k	Verstärkungsfaktor der Rückkopplung (Laderegel)	1/Woche
k (Lag)	Zeitverzögerung (Lag)	Wochen
S_t	Speicherfüllstand zum Zeitpunkt t	TWh
S_{max}	Maximale Speicherkapazität	TWh
$s(t)$	Differenz zwischen Mittelwert und Verbrauch	TWh/Woche
T	Betrachteter Zeitraum / Periodendauer	Wochen
t	Zeitvariable	Wochen bzw. Jahre
t_0	Zeitpunkt maximaler Ausbaurate (Inflektionspunkt)	Jahre
t_{min}	Zeitpunkt minimaler Speicherfüllung	Wochen
t_{max}	Zeitpunkt maximaler Speicherfüllung	Wochen
u_t	Zusatzimport im Überschwingen-Modell	TWh/Woche
u_{max}	Maximale Ladeleistung	TWh/Woche
V_{AG}	Installierte Arbeitsgaskapazität	Nm ³
$V_{\text{AG},0}$	Anfangskapazität	Nm ³
$V_{\text{AG},\text{max}}$	Sättigungskapazität	Nm ³
$v(t)$	Verbrauchsrate	TWh/Woche
$\bar{v}$	Mittlerer Verbrauch	TWh/Woche
v_{min}	Minimalverbrauch	TWh/Woche
v_{max}	Maximalverbrauch	TWh/Woche
w_t	Soll-Import („Baseline“)	TWh/Woche
$w_t(0)$	Gestörter Import ohne Überschwingen	TWh/Woche
$w_t(\text{aktuell})$	Tatsächlicher Import	TWh/Woche
w_0	Ungestörter Importfluss	TWh/Woche
$\Delta S(t)$	Änderung des Speicherfüllstands	TWh
ΔS_{min}	Minimale Speicherstandsänderung	TWh
ΔS_{max}	Maximale Speicherstandsänderung	TWh
$\Delta w(t)$	Fehlbetrag gegenüber dem ungestörten Niveau	TWh/Woche

Griechische Buchstaben

Symbol	Bedeutung	Einheit
δ	Verzögerungsdauer vor Wiederanlauf	Wochen
ε_t	Störterm im autoregressiven Modell	–
$\eta_{\text{nachladen}}$	Wirkungsgrad beim Laden	–

η_{entladen}	Wirkungsgrad beim Entladen	–
γ	Hilfsvariable in der analytischen Speicherlösung	–
ϕ	Autoregressionskoeffizient (AR(1))	–
ρ_k	Autokorrelationskoeffizient bei Lag k	–
$\sigma[\tau]$	Hilfsfunktion zur Integrallösung	–
τ	Zeitkonstante des Systems	Wochen
θ	Phasenverschiebung der Saisonfunktion	Wochen

Glossar zentraler Begriffe

Arbeitsgas

Der technisch nutzbare Teil des in einem Untergrundspeicher enthaltenen Gases. Es handelt sich um das Volumen, das zwischen maximalem und minimalem Betriebsdruck ein- und ausgespeichert werden kann.

Autokorrelation (ACF)

Statistisches Maß für die zeitliche Abhängigkeit einer Zeitreihe. Eine hohe Autokorrelation weist auf eine träge Anpassungsdynamik hin.

Bandbreite ($\pm$)

In dieser Studie bezeichnet $\pm$ keine Standardabweichung, sondern die Spanne der betrachteten Szenarien.

Final Investment Decision (FID)

Formale Investitionsentscheidung für ein Großprojekt, die den Übergang von Planung zu Bau markiert.

Gesamtspeicherbedarf

Additive Summe aus Reserve- und Saisonalspeicher, da beide Anforderungen gleichzeitig auftreten können.

Importabhängigkeit

Anteil des nationalen Energiebedarfs, der durch ausländische Lieferungen gedeckt wird.

Logistische Funktion (Sigmoid-Funktion)

Mathematische Funktion zur Beschreibung von Infrastruktur-Hochläufen mit Anlaufphase, Phase maximaler Zuwachsrates und Sättigungsbereich.

Nettoaufkommen

Differenz aus Importen, Exporten und inländischer Förderung. Es beschreibt den dem System tatsächlich zufließenden Gas- oder Wasserstoffstrom.

Nm³ (Normkubikmeter)

Gasvolumen unter Normbedingungen (0 °C, 1,01325 bar). Im Bericht wird vereinfacht auch die Einheit 1 m³ verwendet.

Puffergas (Kissengas)

Der im Speicher verbleibende Gasanteil, der zur Aufrechterhaltung des erforderlichen Drucks dient und in der Regel nicht wirtschaftlich nutzbar ist.

Reservespeicher

Speicheranteil, der zur Überbrückung temporärer Importstörungen oder Nachladeverzögerungen dient.

Saisonalspeicher

Speicheranteil zum Ausgleich saisonal schwankender Nachfrage bei vergleichsweise konstantem Zufluss.

Strukturelle Resilienz

Fähigkeit eines Energiesystems, externe Störungen ohne Versorgungsausfall zu absorbieren.

Trägheit des Importaufkommens

Begrenzte kurzfristige Elastizität von Importströmen aufgrund vertraglicher, logistischer und infrastruktureller Bindungen.

TWh (Terawattstunde)

Energieeinheit. $1 \text{ TWh} = 10^9 \text{ kWh}$.

Zeitkonstante (τ)

Maß für die charakteristische Reaktionsgeschwindigkeit eines Systems. In dieser Studie beschreibt sie die Anpassungsdauer des Importaufkommens.

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht die Frage, wie groß der Wasserstoffspeicherbedarf Deutschlands im Jahr 2045 unter realistischen systemischen Annahmen sein muss. Anlass ist die im Weißbuch des BMWK genannte Größenordnung von rund 76 – 80 TWh saisonaler Wasserstoffspeicherung, die in der öffentlichen Diskussion häufig als Orientierungswert verwendet wird. Die zentrale Fragestellung lautet, ob diese Größenordnung aus systemanalytischer Sicht ausreichend ist, wenn im Jahr 2045 ein Wasserstoffsystem mit erheblichem Importanteil betrieben werden soll. Für den Bedarf eines solchen Wasserstoffsystems werden folgende Zahlen genannt: Der Nationale Wasserstoffrat taxiert den Bedarf auf $955 \pm 335 \text{ TWh/a}$. Die Wasserstoffimportstrategie des Bundeswirtschaftsministeriums geht von einem Wasserstoffimportbedarf von 360 bis 500 TWh/a aus. Aus Daten des von der Bundesnetzagentur genehmigten Netzentwicklungsplans lassen sich Eigenerzeugungswerte von 124 bis 148 TWh/a ableiten.

Methodisch wird der künftige Wasserstoffspeicherbedarf aus der heutigen Erdgasversorgung als empirischer Referenz abgeleitet. Die Analyse aktueller Zeitreihen zeigt, dass der Erdgasimport nach Deutschland über das Jahr hinweg vergleichsweise konstant erfolgt, während der Verbrauch stark saisonal schwankt. Die saisonale Flexibilität wird daher primär durch Speicher bereitgestellt, nicht durch saisonal modulierte Importe. Zudem weist das Importaufkommen eine signifikante zeitliche Trägheit auf, die durch Autokorrelationsanalysen quantifiziert werden kann. Diese strukturellen Eigenschaften werden als Analogie für ein zukünftiges Wasserstoffsystem herangezogen, insbesondere unter der Annahme eines überwiegend kontinuierlichen Zuflusses aus in- und ausländischer Elektrolyse. Hierin unterscheidet sich die Wasserstoffverfügbarkeit erheblich von der Erdgasverfügbarkeit, die aus sehr große natürlich vorhanden Reservoirs zurückgreifen kann.

Auf dieser Grundlage werden zwei Speicheraufgaben getrennt betrachtet:

1. Reservespeicher zur Absicherung gegen Importstörungen oder Nachladeverzögerungen bei konstantem Zufluss,
2. Saisonalspeicher zum Ausgleich eines winterlich erhöhten Verbrauchs bei weitgehend gleichbleibender Einspeisung.

Die Berechnung des Reservespeichers erfolgt auf Basis historischer Schwankungsbreiten des Nettoaufkommens und definierter Sicherheitszeiträume. Der Saisonalspeicher wird über eine modellierte Verbrauchsmodulation bestimmt, die sich am heutigen jahreszeitlichen Verlauf des Erdgasverbrauchs orientiert. Beide Speicheraufgaben können im Extremfall gleichzeitig auftreten und werden daher additiv betrachtet.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass der erforderliche Gesamtspeicherbedarf signifikant über den im Weißbuch genannten 76 – 80 TWh liegt. Je nach Szenario ergibt sich eine Bandbreite von etwa 175 bis 315 TWh, mit einem mittleren Wert von rund 230 TWh. Eine grobe Plausibilitätsabschätzung auf Basis prozentualer Übertragung heutiger Erdgas-Speicherrelationen bestätigt diese Größenordnung. Die Diskrepanz zur Weißbuchzahl resultiert primär daraus, dass dort nur die saisonale Stromkomponente berücksichtigt wird, während mit Blick auf den künftig erforderlichen Wasserstoffimport Reservefunktionen und sektorübergreifende Nachfrageeffekte nicht vollständig einbezogen sind.

Im weiteren Verlauf wird untersucht, ob ein derartiger Speicherhochlauf infrastrukturell realistisch ist. Die historische Entwicklung der deutschen Erdgasspeicher folgt näherungsweise einer logistischen Sigmoid-Funktion mit einer charakteristischen Hochlaufphase und abnehmender Zuwachsrates gegen Ende des Ausbaus. Überträgt man diese Dynamik auf den notwendigen Wasserstoffspeicherausbau, ergeben sich – selbst bei stark beschleunigter Baugeschwindigkeit – erhebliche zeitliche Anforderungen. Je nach Zielgröße werden Ausbauzeiträume erforderlich, die deutlich über das Jahr 2045 hinausreichen, sofern keine außergewöhnliche Beschleunigung erfolgt.

Vor diesem Hintergrund wird die Frage nach der Rolle des Marktes diskutiert. Wasserstoffspeicher besitzen Eigenschaften strategischer Infrastruktur: hohe Kapitalbindung, lange Amortisationszeiträume, regulatorische Unsicherheit und systemische Relevanz. Unter Bedingungen hoher Marktrisiken und fehlender Investitionssicherheit ist im Gegensatz zur aktuellen Auffassung des Bundeswirtschaftsministeriums nicht davon auszugehen, dass „der Markt“ allein in kurzer Zeit Speicher im dreistelligen Terawattstundenbereich aus eigenem Antrieb errichtet. Dies gilt umso mehr, wenn der Wasserstoffbedarf wesentlich importabhängig ist und damit zusätzliche geopolitische Unsicherheiten bestehen.

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass die Speicherfrage nicht eine lediglich technische Detailfrage der Energiewende ist, sondern eine zentrale Systemfrage. Soll Wasserstoff im Jahr 2045 eine tragende Rolle im Energiesystem spielen, muss der erforderliche Speicherbedarf realistisch dimensioniert und der infrastrukturelle Hochlauf frühzeitig und strategisch geplant werden. Eine alleinige Orientierung an optimistischen Importannahmen oder an reduzierten Saisonwerten unterschätzt die strukturellen Anforderungen eines resilienten Wasserstoffsystems erheblich. Ohne massives Eingreifen sowohl des eigenen als auch ausländischer Staaten kann mit der avisierten Wasserstoffversorgung nicht gerechnet werden.

Einleitung

Anlass dieser Studie ist eine Anfrage des Autors an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vom 05.02.2026, wieviel Untersgrundspeicher für das Jahr 2045 für die Aufnahme von Wasserstoff aus eigener und ausländischer Elektrolyse geplant sei. Die Antwort des Ministeriums lautet:

Die Planung von Untersgrundspeichern für die Aufnahme von Wasserstoff ist eine unternehmerische Entscheidung, abhängig von den Erfordernissen des Marktes. Uns liegen keine Erkenntnisse vor, von wie vielen Speichern die Unternehmen im Jahr 2045 ausgehen. Aufgrund der großen Unsicherheiten am Wasserstoffmarkt dürften endgültige Entscheidungen dazu erst in Zukunft erfolgen.¹

Diese Mitteilung haben Bontrup und Löffler (2026) bereits eingehend eingeordnet.

In seiner Mitteilung verweist das Ministerium zudem auf sein „Weißbuch Wasserstoffspeicher“.² Diesem ist zu entnehmen, dass der Bedarf an Wasserstoffspeichern im Jahr 2045 76 – 80 TWh sei. Europaweit läge der Speicherbedarf im Jahr 2050 bei 160 TWh. Zur Verfügbarkeit dieser Speicher schreibt das BMWK (2025): *Allein durch Umwidmung bestehender Erdgas- und Erdölkavernenspeicher könnten bis zu 36 TWh Wasserstoffspeicher entstehen.* Dies weist auf das Erfordernis einer Verdoppelung deutscher Speicherkapazitäten von verfügbaren 36 TWh auf erforderliche 78 ± 2 TWh hin.

Den Bedarf an Wasserstoffspeichern begründet das Weißbuch mit:

Wasserstoffspeicher sind ein entscheidender Faktor, um die Herausforderungen eines Energiesystems zu bewältigen, das auf volatilen erneuerbaren Energien basiert. Wind- und Solarenergie unterliegen saisonalen und wetterbedingten Schwankungen, die zu Über- oder Unterkapazitäten in der Energieerzeugung führen können. Wasserstoffspeicher ermöglichen es, diese Schwankungen auszugleichen, indem sie in Zeiten hoher Wind- oder Solarstromproduktion Wasserstoff aufnehmen, diesen für Tage, Wochen oder Monate speichern und in Zeiten hoher Stromnachfrage oder geringer Stromproduktion Wasserstoff für die Stromgewinnung zur Verfügung stellen. Dies ist insbesondere für die Wintermonate entscheidend, in denen die Stromproduktion aus Photovoltaik geringer ausfällt. Wasserstoffkraftwerke können flexibel hoch- oder heruntergefahren werden, wodurch sie auch Regelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes bereitstellen können.

Die Aussagen zu Wasserstoffspeichern gründen somit ausschließlich auf den in Deutschland mit Hilfe Erneuerbarer Energien erzeugten Wasserstoff.

Aus den drei Szenarien des von der Bundesnetzagentur (2025) genehmigten Szenariorahmen 2025-2037/2045 ergibt sich, dass für das Jahr 2045 Elektrolyseursleistungen von (A) 31.6, (B) 58.5 oder (C) 70.0 GW vorgesehen sind.³ Bei den für die Szenariorahmen angegebenen 3200 Volllaststunden und bei einem anzunehmenden Wirkungsgrad der Elektrolyseure von 66% ergibt dies eine nationale Wasserstoffeigenerzeugung von 66.7/123.6/147.8 TWh/a. Für den erstgenannten Wert sind die im Weißbuch angegebenen 76 – 80 TWh überproportioniert, so

¹ Siehe Anhang 5.

² <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250417-bmwk-veroeffentlicht-weissbuch-wasserstoffspeicher.html> (abgerufen am 18.02.2026)

³ Bei Kommazahlen wird hier die amerikanische Notation mit Punkt statt Komma verwendet. Also 31.6 statt 31,6.

dass davon ausgegangen wird, dass die nationale Wasserstoffproduktion eher im Bereich 136 ± 12 TWh/a liegen dürfte.⁴

Zur Darstellung der tatsächlich zu erwartenden Dimensionen, die deutlich über dieser postulierten nationalen Wasserstoffproduktion liegen, gibt Tabelle 1 einen Vergleich der Prognosen des *Nationalen Wasserstoffrats (2024)* zum Wasserstoffbedarf des Jahres 2045 mit dem heutigen Erdgasbedarf. Die differenziert den erwarteten Wasserstoffbedarf nach kontinuierlichen und saisonal modulierten Anteilen und bildet damit die Grundlage der weiteren Analyse.

Tabelle 1: Erdgasverbräuche 2024/2025 und Wasserstoffprognose 2045

	Erdgas 24/25		H ₂ -Prognose 2045	
	w _{max} ³⁾	W ⁰⁾	W	w ³⁾
	[TWh/w]	[TWh/a]	[TWh/a]	[TWh/w]
Gesamtverfügbarkeit	24,00	989,55	954±334¹⁾	18,35±6,42
... davon Eigenerzeugung	0,76	34,43	136±12 ²⁾	2,62±0,23
... davon Import	23,35	955,12	818±322 ³⁾	15,73±6,19
Gesamtverbrauch	40,26	1040,20	955±335³⁾	18,37±6,44
... davon Industrie/Prozessindustrie	16,46	514,46	328±74 ¹⁾	6,31±1,42
... davon Haushalte und Gewerbe	16,54	33,17	./.	./.
... davon Verkehr/Transport	≈0,00	≈0,00	174±13 ¹⁾	3,35±0,25
... davon Wärmemarkt	./.	./.	313±188 ¹⁾	6,02±3,62
... davon Energie-/Stromsektor	./.	./.	140±60 ¹⁾	2,69±1,15
... davon Export	7,26	192,57	./.	./.
Saldo (Entnahme aus Gasreserve)	./.	50,65	≈0,00	≈0,00
Gesamtverfügbarkeit abzgl. Export	./.	796,98	./.	./.
⁰⁾ Bundesnetzagentur (2026)				
¹⁾ Nationaler Wasserstoffrat (2024)				
²⁾ Bundesnetzagentur (2025)				
³⁾ Eigene Berechnung; evt. Abweichungen durch Rundungsfehler sind möglich.				
mehr oder minder konstant				
Gleichanteil + saisonaler Anteil				
saisonal stark variierend				

In seiner H₂-Prognose taxiert der *Nationale Wasserstoffrat (2024)* den Wasserstoffbedarf Deutschlands im Jahr 2045 auf 955 ± 335 TWh/a. Davon 328 ± 74 TWh/a für die Prozessindustrien⁵, 174 ± 13 TWh/a für den Verkehrs- bzw. Transportsektor⁶, 313 ± 188 TWh/a für den Wärmemarkt und 140 ± 60 TWh/a für den Energie-, also Stromsektor. Dies ist insgesamt 7-mal mehr wie sich aus den Daten der *Bundesnetzagentur (2025)* zur nationalen Wasserstoffherzeugung ableiten lässt.⁷ Ein sehr erheblicher Teil von 818 ± 322 TWh/a müsste demnach importiert werden.

⁴ 136 ± 12 bedeutet: 124 bis 148. Die Zahl hinter dem $\pm$ bezeichnet den Abstand des Minimal- und des Maximalwertes vom Mittelwert; er ist nicht mit einer Standardabweichung zu verwechseln.

⁵ Stahlindustrie: $67 - 73$ TWh/a, Chemieindustrie: $148 - 283$ TWh/a, Weitere Prozessindustrien: $39 - 46$ TWh/a.

⁶ Schwerlastverkehr: 88 TWh/a, Luftfahrt: $60 - 85$ TWh/a, Schifffahrt: 5 TWh/a.

⁷ Die Frage, wie die zusätzlichen Zahlen des *BMWK (2024)* - nämlich, dass im Jahr 2045 voraussichtlich 430 ± 70 TWh/a Wasserstoff pro Jahr zzgl. 200 TWh/a Wasserstoffderivate importiert werden müssen - mit oben genannten Angaben des *Nationalen Wasserstoffrats (2024)* und der *Bundesnetzagentur (2025)* zusammenpassen, wird in dieser Studie nicht behandelt. Nur die obere Schranke des *BMWK (2024)* von 500 TWh/a = $(430 + 70)$ TWh/a stimmt mit der unteren Schranke 496 TWh/a = $(818 - 322)$ TWh/a des in der Tabelle für den Import angegebenen Wertes in sehr guter Näherung überein.

Zum Vergleich sind auch die mittleren Erdgasaufkommen und -verbräuche für die Jahre 2024 und 2025 angegeben, die sich aus den bei der *Bundesnetzagentur (2026)* verfügbaren Datenreihen ableiten lassen. Vergleiche auch Bild 1 und Bild 2 weiter unten. Auch wenn die Aufteilung bzgl. der Sparten des Gesamtverbrauchs unterschiedlich betitelt ist, lässt sich klar erkennen, dass sich die Daten des *Nationalen Wasserstoffrats (2024)* und des aktuellen Erdgasverbrauchs in der gleichen Größenordnung bewegen. Dies erscheint plausibel.

Dass Wasserstoff im saisonal geprägten Wärmemarkt in erheblichem Umfang zum Einsatz kommen soll – gemäß Tabelle 1 des *Nationalen Wasserstoffrats (2024)* im Jahr 2045 in einer Bandbreite von 125 – 500 TWh/a, was einem rechnerischen Mittelwert von 313 ± 188 TWh/a entspricht – überrascht zunächst. Schließlich wird häufig davon ausgegangen, dass überwiegend mit grünem Strom betriebene Wärmepumpen diesen Sektor dekarbonisieren werden.

Der Nationale Wasserstoffrat verweist jedoch ausdrücklich auf die Ergebnisse seiner Bottom-up-Studie Wärmemarkt und stellt klar: „Wasserstoff ist insbesondere für die Fernwärmeerzeugung und Prozesswärme unabdingbar und bis zu einem Anteil von bis zu 40 % kostenoptimal, unabhängig von der betrachteten Kostenentwicklung.“

Damit wird deutlich, dass der Wärmemarkt nicht als monolithischer Sektor betrachtet werden kann. Vielmehr ergibt sich aus regional unterschiedlichen Versorgungsstrukturen, aus Anforderungen an Hochtemperaturprozesse sowie aus der Notwendigkeit saisonaler Versorgungssicherheit ein signifikanter Einsatz von Wasserstoff – insbesondere in den Wintermonaten.

Unter „Wärmemarkt“ versteht der Nationale Wasserstoffrat nicht die gesamte industrielle Prozesswärme, sondern primär die zentrale und dezentrale Wärmeversorgung über Netze sowie die Raumwärme im Gebäudesektor. Rein werksinterne Hochtemperaturprozesse sind dem Sektor „Prozessindustrien“ zugeordnet und dort bilanziert. Eine Doppelzählung erfolgt nicht.

Bereits die erste Inaugenscheinnahme dieser Zahlen ergibt, dass die Daten des *BMWK (2025)* zur Auslegung der Wasserstoffspeicher 2045 mit 78 ± 2 TWh erheblich unterdimensioniert sein dürften und einer Neubewertung bedürfen. Der vom *BMWK (2024)* taxierte Speicherbedarf korreliert ausschließlich mit der prognostizierten nationalen Wasserstoffherzeugung von 136 ± 12 TWh/a, nicht aber mit einer H₂-Prognose von insgesamt 954 ± 334 TWh/a. Die vorliegende Studie befasst sich mit dieser Neubewertung.

Vorgehensweise

Die Bestimmung des zukünftigen Wasserstoffspeicherbedarfs erfolgt in drei methodischen Schritten.

Zunächst wird die heutige Erdgasversorgung Deutschlands als Referenzsystem herangezogen. Die Erdgasinfrastruktur stellt ein importabhängiges Energiesystem dar, das saisonale Verbrauchsschwankungen über Speicher ausgleicht. Aus den Zeitreihen von Nettoimporten, Verbrauch und Speicherfüllständen werden folgende strukturelle Eigenschaften abgeleitet:

- Grad der Saisonalität des Verbrauchs
- Trägheit bzw. Kurzfrist-Elastizität des Importaufkommens
- Relation zwischen Jahresverbrauch und erforderlicher Speicherkapazität

Diese empirischen Relationen werden als Analogiemodell für ein zukünftiges Wasserstoffsystem verwendet.

Der Speicherbedarf wird in zwei funktionale Komponenten unterteilt:

- Reservespeicher:
Absicherung gegen temporäre Unterdeckung des kontinuierlichen Zuflusses.
Die Dimensionierung erfolgt auf Basis historischer Schwankungsbreiten des Erdgas-Nettoaufkommens sowie definierter Sicherheitszeiträume.
- Saisonalspeicher:
Ausgleich eines winterlich erhöhten Verbrauchs bei weitgehend konstantem Zufluss.
Die Verbrauchsmodulation wird in Anlehnung an die heutige saisonale Struktur des Erdgasverbrauchs modelliert.

Beide Speicherfunktionen werden getrennt berechnet, da sie unterschiedlichen systemischen Ursachen folgen. Für die Bestimmung des Gesamtspeicherbedarfs werden sie additiv zusammengeführt, da saisonale Verbrauchsspitzen und Importstörungen prinzipiell gleichzeitig auftreten können.

Die rechnerisch ermittelten Werte werden durch eine vereinfachte prozentuale Übertragung der heutigen Erdgas-Speicherrelationen plausibilisiert. Dadurch wird überprüft, ob die Ergebnisse in einer realistisch ableitbaren Größenordnung liegen. Unsicherheiten werden als Bandbreiten ausgewiesen, die sich aus unterschiedlichen Annahmen zu Bedarf, Sicherheitszeitraum und Saisonalitätsgrad ergeben.

Abschließend wird geprüft, in welchem Zeitraum eine entsprechende Speicherinfrastruktur realistisch aufgebaut werden kann. Hierzu wird die historische Entwicklung der Erdgas-Arbeitsgasspeicher mittels logistischer Wachstumskurven analysiert. Die charakteristische Hochlaufphase dient als Referenz für die Abschätzung möglicher Ausbaugeschwindigkeiten zukünftiger Wasserstoffspeicher.

Erdgas heute: Nettoimport fast konstant, Verbrauch saisonal

Die gegenwärtige Versorgung Deutschlands mit Erdgas geschieht aus zwei Quellen: Einer geringfügigen Eigenversorgung mit etwa 35 TWh/a und einer importierten Gasmenge von knapp 1000 TWh/a. Bild 1 zeigt die wöchentlich aufgenommenen Zeitreihen von Deutschlands Bruttoaufkommen, Export und Nettoaufkommen im Zeitraum April 2024 bis Mitte Februar 2026.

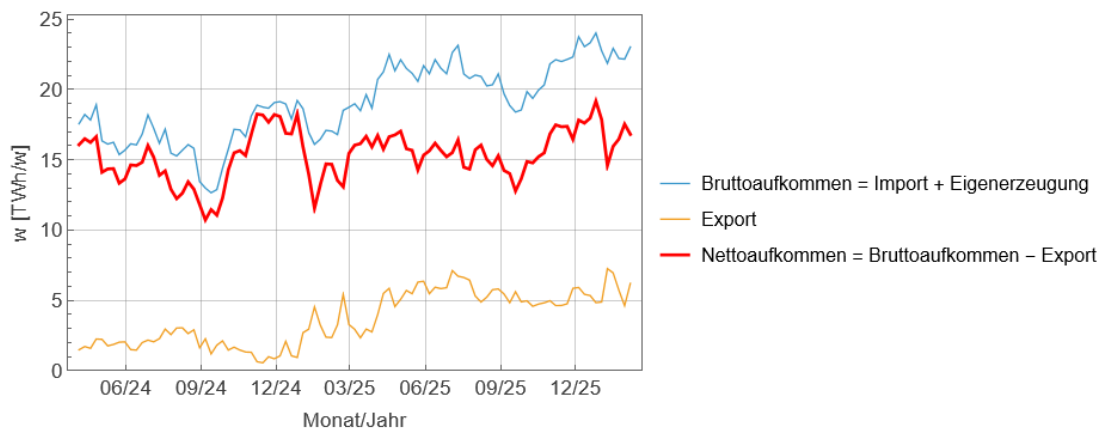


Bild 1: Deutschlands Bruttoaufkommen, Export und Nettoaufkommen im Zeitraum April 2024 bis Februar 2026. Die Daten sind wöchentlich ermittelt. Die Einheit ist TWh/w. Erläuterungen siehe Legende und Text. Bild: Löffler nach Daten von Bundesnetzagentur (2026).

Die hierfür verwendeten Daten stammen von der *Bundesnetzagentur* (2026). Das Bruttoaufkommen, blauer Linienzug, ergibt sich aus dem Gasimport zuzüglich der Gas-Eigenversorgung. Es schwankt im Bereich 19 ± 6 TWh/w. Es hat seit Anfang 2025 sichtbar zugenommen, da hieraus der ebenfalls sichtbar verstärkte Gasexport, orangener Linienzug, mitbewältigt werden muss. Der Export liegt im Bereich 4 ± 3 TWh/w. Er wird aus dem Gasimport mehr oder minder direkt durchgeleitet. Das Nettoaufkommen, also das im Inland verbleibende Gas, ergibt sich aus dem Bruttoaufkommen abzüglich des Exports, roter Linienzug. Von jahreszeitbedingten Schwankungen abgesehen ist das Nettoaufkommen mehr oder minder konstant. Es schwankt in einem Bereich von 15 ± 4 TWh/w.

Vorwiegende Gründe für das näherungsweise konstante Nettoaufkommen sind:⁸

Erstens sind leitungsgebundene Erdgasflüsse physikalisch und betrieblich auf kontinuierliche Durchleitung ausgelegt. Hochdruck-Fernleitungsnetze operieren in engen Druck- und Durchflussfenstern; starke kurzfristige Volumenschwankungen würden erhöhte Regelaufwände, Effizienzverluste und potenziell Stabilitätsprobleme verursachen. Eine möglichst gleichmäßige Einspeisung optimiert daher den Netzbetrieb.

Zweitens sind grenzüberschreitende Gaslieferungen traditionell durch langfristige Verträge mit Mindestabnahmeverpflichtungen (z. B. Take-or-pay-Klauseln) strukturiert. Auch wenn Spotmärkte und LNG-Anteile zugenommen haben, dominiert weiterhin eine planbare Jahresstruktur mit begrenzter kurzfristiger Flexibilität. Importmengen werden daher primär auf Jahressicht disponiert.

⁸ Zitat von der KI ChatGPT 5.2.

Die Zusammensetzung des Inlandsverbrauchs ist in Bild 2 dargestellt. Der Inlandsverbrauch wird maßgeblich durch den Gasverbrauch von Haushalten und Gewerbe sowie der Industrie bestimmt.

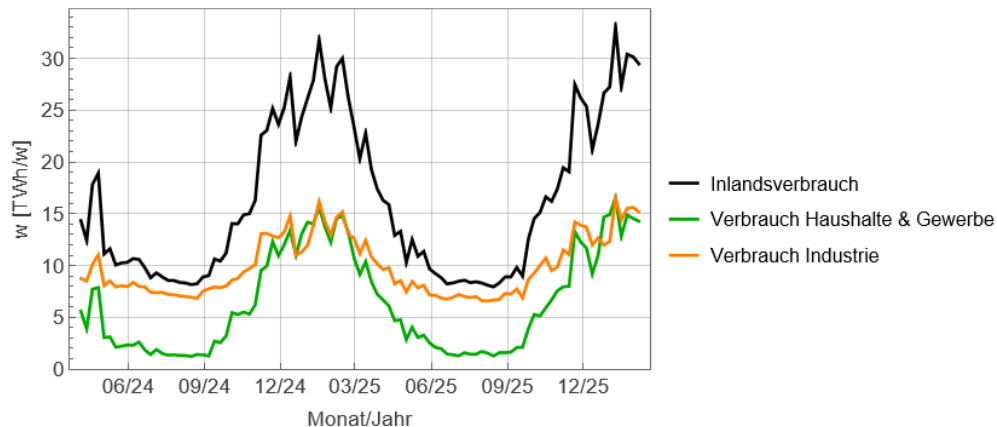


Bild 2: Zusammensetzung des Inlandsverbrauchs (schwarz) aus Verbrauch von Haushalten und Gewerbe (grün) und von Industrie (orange). Die Einheit ist TWh/w. Erläuterungen siehe Legende und Text.
Bild: Löffler nach Daten von Bundesnetzagentur (2026).

Der Gasverbrauch von Haushalten und Gewerbe, grüner Linienzug, hat eine außerordentlich saisonal Ausprägung. Er variiert zwischen 1.3 TWh/w in der Sommerzeit und gut 16 TWh/w in der Winterzeit. Dies ist Folge davon, dass im Winter insbesondere Gasheizungen den Gasverbrauch bestimmen, währenddessen im Sommer lediglich der energetische Bedarf der Warmwasserversorgung zu decken ist.

Der Gasverbrauch der Industrie hingegen setzt sich aus einem aus Industrieprozessen bestimmten Grundverbrauch von etwa 7 TWh/w und einem durch den Heizverbrauch bestimmten saisonal schwankenden Verbrauch von 0 bis ca. 9 TWh/w zusammen.

Zwischen den Verbräuchen gibt es eine sehr starke Korrelation, wie sich aus Bild 3 ergibt.

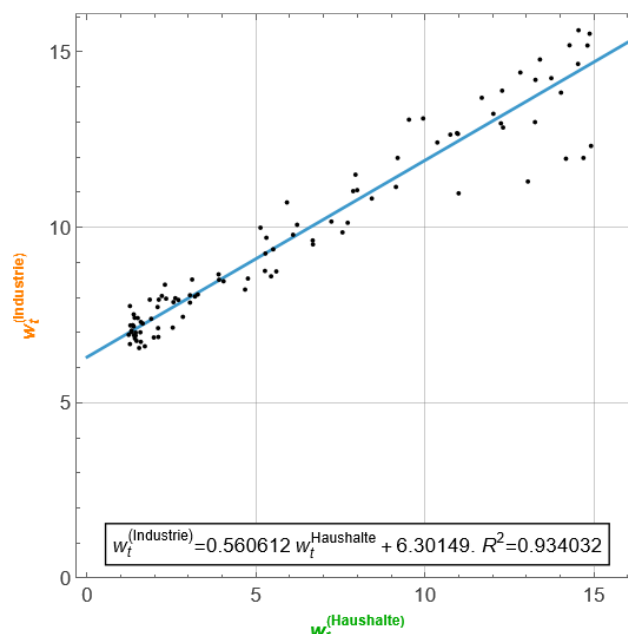


Bild 3: Korrelation zwischen Verbrauch von Haushalten/Gewerbe und Industrie. Daten und Regressionsformel.
Bild: Löffler nach Daten von Bundesnetzagentur (2026).

Ein klarer Hinweis darauf, dass der saisonal schwankende industrielle Gasbedarf nahezu die gleiche Verlaufsform hat wie der Gasbedarf von Haushalten und Gewerbe.

Bild 4 zeigt die Zeitreihen des Nettoaufkommens gemäß Bild 1 und des Inlandsverbrauchs (Industrie, Haushalte, Gewerbe) gemäß Bild 2.

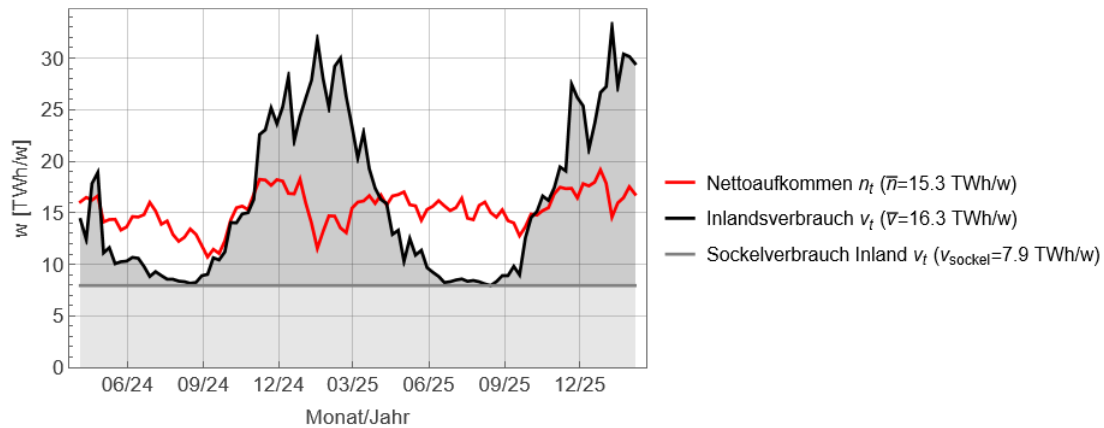


Bild 4: Wöchentliches Nettoaufkommen im Vergleich zum wöchentlichen Inlandsverbrauch. Die Einheit ist TWh/w. Erläuterungen siehe Legende und Text.

Bild: Löffler nach Daten von Bundesnetzagentur (2026).

Das Nettoaufkommen beträgt im Mittel 15.3 TWh/w, der Inlandsverbrauch 16.3 TWh/w. Im Vergleich zum Inlandsverbrauch ist das Nettoaufkommen leicht defizitär. Das Defizit wird aus Gasspeichern gedeckt, siehe unten. Im Gegensatz zum Nettoaufkommen hat der Inlandsverbrauch den bereits erörterten saisonal sehr stark dominierten Verlauf.

Der Inlandsverbrauch lässt sich aufteilen in einen konstanten Sockelverbrauch, der insbesondere von der Prozessindustrie herrührt, siehe hellgrau hinterlegter Bereich, und den sehr stark saisonal geprägten Verlauf, der vom winterlichen Wärme- bzw. Heizbedarf dominiert wird, dunkelgrau hinterlegter Bereich. Beide Bereiche sind weiter unten bei den Berechnungen zum Wasserstoffspeicherbedarf sinngemäß und getrennt zu betrachten.

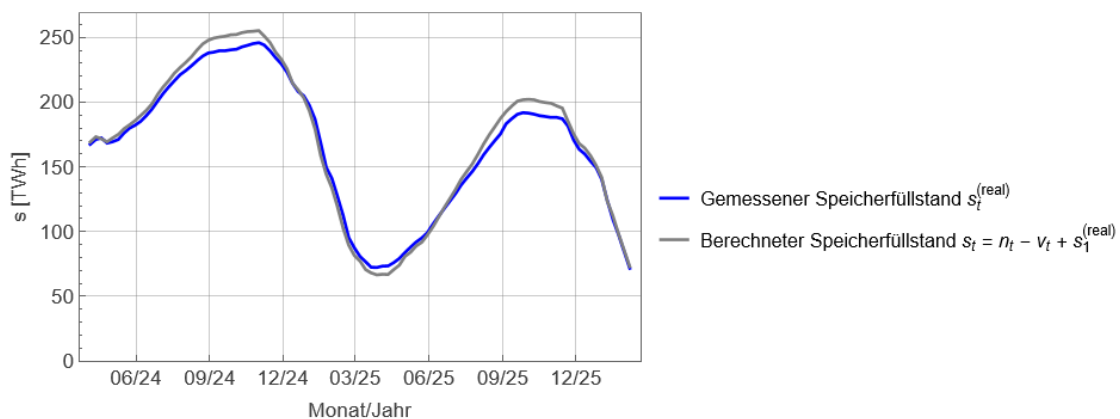


Bild 5: Vergleich gemessener vs. berechneter Speicherfüllstand s . Die Einheit ist TWh. Erläuterungen siehe Legende und Text.

Bild: Löffler nach Daten von Bundesnetzagentur (2026).

Der deutliche Unterschied zwischen Nettoaufkommen und Inlandsverbrauch muss mit Gasspeichern aufgefangen werden. Nicht die kurzfristige Anpassungsfähigkeit des Nettoaufkommens bestimmt die Systemstabilität, sondern der Füllstand und die Leistungsfähigkeit der Gasspeicher. Exogene Schocks – etwa der Ausfall einer Lieferroute – manifestieren sich in veränderten Speicherflüssen.

Für die in Bild 4 dargestellten Zeitreihen ergibt sich der in Bild 5 dargestellte Speicherfüllstand s.

Der Speicherfüllstand ergibt sich aus der Differenz von Nettoaufkommen und Inlandsverbrauch. Der zumeist durchgeleitete Exportanteil braucht nicht berücksichtigt zu werden. Blau dargestellt ist der real gemessene Speicherfüllstand. Deutlich sind die saisonalen Schwankungen zu erkennen. Gegen Ende 2023 erreicht er knapp 250 TWh⁹, gegen Ende 2025 ein deutlich geringeres Maximum von ca. 190 TWh. Im Mai 2025 weist der Speicherfüllstand ein ausgeprägtes Minimum von etwa 75 TWh auf.

Der aus der Differenz von Nettoaufkommen und Inlandsverbrauch rechnerisch ermittelte Speicherfüllstand ist mit dem grauen Linienzug dargestellt. Im Rahmen üblicher (Un)Genauigkeiten stimmen rechnerisch ermittelter und gemessener Verlauf nahezu vollständig überein.

Wie bereits bei Bild 4 bemerkt, beträgt das Nettoaufkommen im Mittel 15.3 TWh/w, der Inlandsverbrauch 16.3 TWh/w. Der höhere Verbrauch bzw. das zu geringe Nettoaufkommen spiegelt sich direkt im Speicherfüllstand wider: Das zweite Maximum des Speicherfüllstands ist knapp 25% geringer als das erste Maximum. Dieses Defizit entspricht in etwa dem bei ca. 1 TWh/w zu erwartenden Versorgungsdefizit von ca. 52 TWh.¹⁰

Plausibilitätscheck: Größenordnung aus Erdgas abgeleitet

Legt man überschlägig das mittlere Nettoaufkommen von 15.3 TWh/w zugrunde, ergibt sich ein Jahres-Nettoaufkommen von knapp 800 TWh/a. Zum Handling dieses Aufkommens kommt ein Gesamt-Gasspeicher von ca. 250 TWh zum Einsatz. Das sind gut 30% des Jahres-Nettoaufkommens. Die Differenz zwischen den Speicherfüllstandsmaxima von 220 ± 30 TWh und dem Speicherfüllstandsminimum von ca. 75 TWh beträgt 145 ± 30 TWh. Ließe man eine aus Gründen der Versorgungssicherheit unzulässige vollständige Entleerung der Gasspeicher zu, würde dieser Wert die erforderliche Mindestgasspeicherkapazität definieren. Dies wären dann $18 \pm 4\%$ des Jahres-Nettoaufkommens. Für einen ersten Schätzungsansatz für den künftigen Wasserstoffspeicherbedarf wird der Mittelwert der genannten prozentualen Anteile gesetzt: $24 \pm 2\%$.¹¹

Mit diesem groben Schätzwert lässt sich der Wasserstoffspeicherbedarf 2045 auf einen Wertebereich von 229 ± 82 TWh taxieren.¹² Das ist in der Größenordnung heutiger Erdgasspeicher von ca. 250 TWh. Der Wert wird zur Kontrolle der nachfolgenden, genaueren Berechnungen herangezogen. An dieser Stelle erscheint der Wert plausibel, vergleicht man das heutige Erdgas-Nettoaufkommen, also das Bruttoaufkommen abzüglich Exports, von knapp 797 TWh/a mit dem für das Jahr 2045 postulierten Wasserstoff-Nettoaufkommen von 818 ± 332 TWh/a, siehe oben.

Eine genauere Berechnung wird erforderlich, da sich Be- und Entfüllung der Wasserstoffspeicher möglicherweise signifikant von der heutigen Be-/Entfüllungsweise unterscheiden könnten.

⁹ Die verfügbare Speichertiefe (Arbeitsgas) beträgt 251,5 TWh. INES (2026).

¹⁰ $52 \text{ TWh} = 1 \text{ TWh/w} \times 52 \text{ w}$. Das ist fast der Wert des Speicherfüllstandsdefizits von $60 \text{ TWh} = 250 \text{ TWh} - 190 \text{ TWh}$.

¹¹ $24.2 \pm 2\% = (30\% + 18 \pm 4\%) / 2$

¹² $229 \pm 82 \text{ TWh} = (954 \pm 334 \text{ TWh}) \times (24 \pm 2)\%$.

Dies könnte in der Folge zu signifikant niedrigeren oder höheren Kapazitätswerten führen, was sich spekulationsminimierend nur mit detaillierteren Betrachtungen erkennen lässt.

Ermittlung der zur Wasserstoffspeicherung erforderlichen Kapazität

Der zu definierende Speicherbedarf zur Sicherung der für die Zukunft geplanten Wasserstoffwirtschaft ergibt sich aus zwei Teilen. Zum Einen ist die Wasserstoffwirtschaft gegen eventuelle externen bestimmte Ausfälle von Wasserstofflieferungen abzusichern. Hierfür ist ein ausreichender Reservespeicher zu dimensionieren. Zum Anderen ist der zu erwartende saisonal bestimmte Wasserstoffbedarf über einen Saisonspeicher auszugleichen. Beide Speicheraufgaben lassen sich im Allgemeinen mit unterschiedlichen Speicherkapazitäten bewältigen, die zu einer Gesamtspeicherkapazität aufzusummieren sind, um Versorgungssicherheit auch für den Fall zu gewährleisten, dass zum Beispiel ein hoher winterlicher Wasserstoffbedarf mit einem Ausfall des Wasserstoffimports zusammenfällt. Das Blockschema eines entsprechenden Wasserstoff-Versorgungssystems gemäß Bild 6 stellt die systemtechnischen Zusammenhänge grob dar.

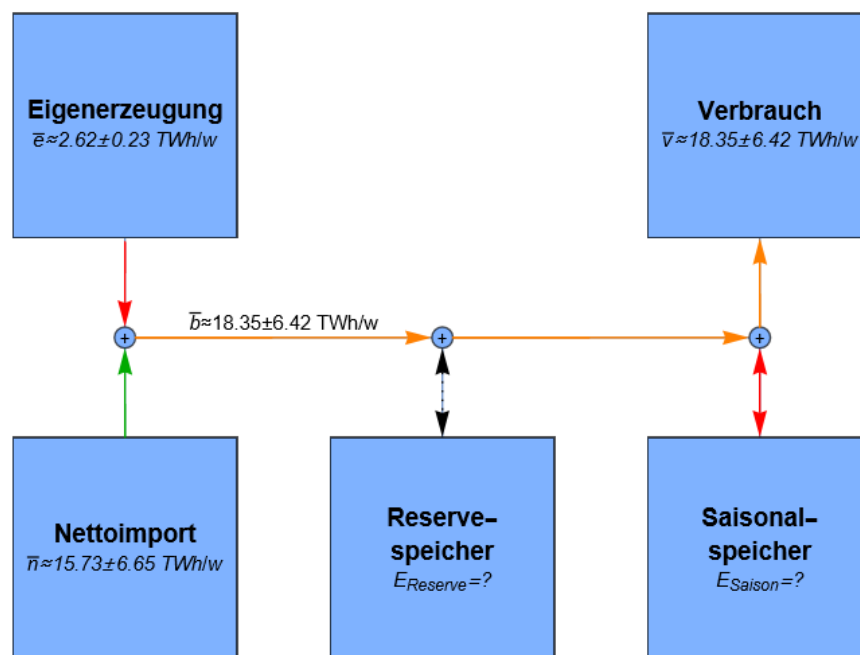


Bild 6: Blockschema „Wasserstoff-Versorgungssystem“ im ungestörten Betrieb. Grün: (Nahezu) konstanter Fluss. Orange: (Nahezu) konstanter Fluss mit Überlagerungen saisonalen Flusses. Rot: Stark saisonaler Fluss. Schwarz: Im Idealfall kein Fluss.
Bild: Löffler.

Gemäß dem *Nationalen Wasserstoffrat (2024)* ist im Jahr 2045 mit einem jährlichen Wasserstoffverbrauch und somit mit einem zu fordernden Wasserstoff-Bruttoaufkommen von 954 ± 334 TWh/a zu rechnen. Dies entspricht einem mittleren wöchentlichen Verbrauch bzw. Bruttoaufkommen von $\bar{v} = \bar{b} \approx 18.35 \pm 6.42$ TWh/w. Die nationale jährliche Wasserstoffeigenerzeugung dürfte dabei im Bereich 136 ± 12 TWh/a bzw. bei einer mittleren Wochenerzeugung von $\bar{e} \approx 2.62 \pm 0.23$ TWh/w liegen, siehe Einleitung. Bei strikter Beschränkung auf den dann noch anfallenden Wasserstoffimport müssten dann jährlich noch 818 ± 346 TWh/a Wasserstoff über Seewege und Pipelines angeliefert werden. Dies entspricht einer wöchentlichen

Nettoimportmenge $\bar{w} = w_0 \approx 15.73 \pm 6.65 \text{ TWh/w}$. Die Bruttomenge wird dann dem Verbraucher unter Einbeziehung eines Saisonalspeichers E_{Saison} zugeführt.

Die Einfärbungen der Pfeile deuten auf die Qualität der jeweiligen Wasserstoffflüsse hin. Grün bedeutet einen idealerweise konstanten Fluss, Rot einen saisonal stark geprägten und Orange einen gemischt konstant-saisonalen Fluss. Schwarz bedeutet, dass bei ungestörtem Nettoimport keine oder nur marginale Wasserstoffflüsse zu erwarten sind.

Der Reservespeicher sichert die Wasserstoffversorgung gegen exogene Schocks des Wasserstoff-Bruttoaufkommens $\bar{b}$ ab. Er muss hierfür eine entsprechende Wasserstoffreserve E_{Reserve} vorhalten.

Die Wasserstoffreserve E_{Reserve} und die erforderliche Kapazität E_{Saison} des Saisonalspeichers sind zunächst unbekannt. Nachfolgend wird zunächst die Reserve E_{Reserve} ermittelt.

Reservespeicher: Wie viel Puffer gegen Importausfälle?

Die erforderliche Wasserstoffreserve hängt davon ab, für welche Dauer und in welcher Weise eine Reserve für den Fall eines vorübergehenden Importausfalls vorgehalten werden muss. Geht man davon aus, dass auch bei einem Wasserstoffimport des Jahres 2045 vergleichbare Markt- und Logistik-Mechanismen wie beim heutigen Erdgasimport vorliegen, lassen sich genannte Kriterien aus der Zeitreihe des heutigen Erdgas-Nettoaufkommens ableiten. Das Erdgas-Nettoaufkommen ist der guten Form halber nochmal in Bild 7, linkes Teilbild, dargestellt. Der Mittelwert liegt bei 15.3 TWh/w, der Minimalwert bei 10.7 TWh/w und der Maximalwert bei 19.2 TWh/w. Auffällig ist, dass der Verlauf keine abrupten Sprünge, sondern nur leicht ausgeprägte saisonale Schwingungen aufweist. Änderungen erfolgen graduell. Die Versorgung wirkt träge und kontinuierlich.

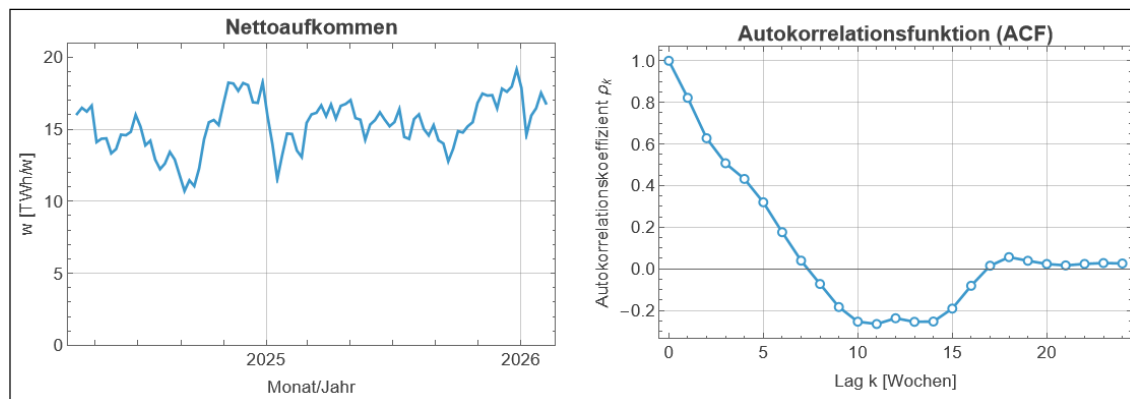


Bild 7: Zeitreihe des Nettoaufkommens, linkes Teilbild, und der der Autokorrelationsfunktion, rechtes Teilbild.
Bild: Löffler.

Lässt sich die Zeitkonstante τ dieser Trägheit aus dem Verlauf bestimmen, können hieraus Schlussfolgerungen für erforderliche Reservespeicherkapazitäten gezogen werden. Dabei wird angenommen, dass die Versorgung aus welchen Gründen auch immer sprunghaft ausfällt und danach bestenfalls gemäß dieser marktbestimmenden Zeitkonstante wieder nach oben gefahren werden kann. Während dieser Ausfall- und Anlaufzeit wird die Gasversorgung ganz oder teilweise vom Reservespeicher übernommen.

Die Reservespeicherkapazität lässt sich dann vorteilhaft mit Hilfe der Autokorrelationsfunktion ρ_k ermitteln, die in Bild 7, rechtes Teilbild, dargestellt ist.

Bedeutung und Herleitung der Autokorrelationsfunktion werden in Anhang 1 ausführlich erläutert. Die Funktion erlaubt aufgrund historischer Daten eine Einschätzung der Zeitkonstanten τ , mit der das Versorgungssystem nach einer exogenen Störung, zum Beispiel einem Versorgungsausfall, wieder angefahren werden kann. Aus der dargestellten Funktion lässt sich z.B. ablesen, dass der Import einer aktuell betrachteten Woche zu etwa 32% mit dem Import vor 5 Wochen (Lag $k = 5$, $\rho_5 = 0.32$) korreliert.

Die dargestellte Autokorrelationsfunktion zeigt für einen Lag 1, dass der Import einer aktuell betrachteten Woche zu $\rho_1 \approx 83\%$ mit dem Import der Vorwoche korreliert. Geht man von eingeschwungenen Abläufen ohne katastrophale exogene Einflüsse aus, bedeutet dies eine sehr hohe Persistenz mit nur graduellen Änderungen. Kurzfristige Sprünge sind sehr unwahrscheinlich. Das Versorgungssystem reagiert träge. Der Hintergrund hierfür sind entsprechende, die Lieferungen festigende Vertragsstrukturen. Pipelineflüsse und LNG-Transport weisen daher keine sprunghaften Änderungen auf.

Bei einem Lag 2 ist $\rho_2 = 63\%$. Die ist noch immer eine starke Korrelation. Die Dynamik „erinnert“ sich noch sehr deutlich an die Lieferungen vor zwei Wochen. Zwischen Lag 7 und Lag 17, also nach etwa 2 Monaten kehrt das Liefersystem leicht in sein Gegenteil um. Wenn die Importleistung also heute hoch wäre, dürfte sie nach etwa zwei Monaten bis hin zum vier Monaten tendenziell geringer werden oder umgekehrt. Ein zyklisches Verhalten lässt sich hieraus nicht ablesen, sondern lediglich eine stark gedämpfte Schwingung. Ab Lag 20 bzw. nach 5 Monaten wird die Autokorrelationsfunktion praktisch null. Statistisch besteht dann kein Zusammenhang mehr mit dem Ausgangszustand.

Maßgeblich für die nachfolgenden Betrachtungen ist der Autokorrelationskoeffizient $\rho_1 \approx 83\%$. Mit den Erläuterungen in Anhang 1 lässt sich hieraus eine Systemzeitkonstante $\tau \approx 5 \text{ Wochen}$ ermitteln. Mit dieser Zeitkonstanten kann der denkbare Ausfall von Lieferungen wieder exponentiell angefahren werden. Aus diesem Anlaufverhalten wiederum lässt sich die erforderliche Speicherreserve bemessen. Die zur Bemessung erforderliche Formel wird nachfolgend allgemein hergeleitet und auf den für das Jahr 2045 prognostizierten Wasserstoffimport angewendet.

Sei angenommen, dass bei ungestörtem Importfluss eine Menge w_0 in TWh/w kontinuierlich eingeführt wird. Nach einem Schock zum Zeitpunkt $t = 0$ fällt ein Anteil $0 < f < 1$ weg. Der fehlende Anteil wird danach mit der Zeitkonstanten τ wieder hochgefahren. Dann ist der tatsächlich verfügbare Importfluss

$$w_{ist} = w_0 (1 - f) + w_0 f (1 - e^{-t/\tau}) = w_0 (1 - f e^{-t/\tau})$$

Der Fehlbetrag gegenüber dem ungestörten Niveau w_0 ist

$$\Delta w(t) = w_0 - w_{ist}(t) = w_0 f e^{-t/\tau}$$

Die bis zum Zeitpunkt T zu entnehmende Reservespeicherenergie ist dann

$$E_{Reserve}(T) = \int_0^T \Delta w(t) dt = \int_0^T w_0 f e^{-t/\tau} dt$$

Lösen des Integrals führt auf

$$E_{Reserve}(T) = w_0 f \tau (1 - e^{-T/\tau})$$

Aus Gründen der Sicherheit sollte stets von einem kompletten Ausfall des Importstroms ausgegangen werden: $f = 1$. Die „Wiederanlaufdauer“ T lässt sich über ein Zielniveau, z.B. „wenn 95% der Ausfallmenge wieder da sind“, definieren. Beim fehlenden Anteil gilt für die „Erholung“

$$\text{Erholung} = \frac{\Delta w(T)}{\Delta w(0)} = e^{-T/\tau}$$

bzw.

$$T = \tau \ln\left(\frac{1}{\text{Erholung}}\right)$$

Für $\tau = 5 \text{ Wochen}$ ergibt sich bei einer Erholung $\text{Erholung} = 95\%$ die Wiederanlaufdauer zu

$$T \approx 3 \tau = 15 \text{ Wochen}$$

Für die Speicherreserve ergibt sich somit

$$E_{\text{Reserve}}(15 \text{ Wochen}) = w_0 5 \text{ Wochen} (1 - e^{-3}) = w_0 \times 4.75 \text{ Wochen}$$

Der erforderliche Reservespeicher ergibt sich dann mit den eingangs aufgeführten Werten aus $74.72 \pm 31.59 \text{ TWh}$. Sollte der exogene Schock noch mit einem gleichzeitigen Ausfall der nationalen Wasserstoffherzeugung einhergehen, ergäbe sich ein Reservespeicherbedarf von $87.16 \pm 30.50 \text{ TWh}$. Zur Darstellung des technischen Sicherheitsbedürfnisses bildet der Mittelwert aus beiden Werten die beste Wahl: $80.94 \pm 31.04 \text{ TWh}$. Bei dieser Reserve handelt es sich um das im entsprechenden Wasserstoffspeicher zur Verfügung zu stellende Arbeitsgas. Bei Ermittlung der tatsächlichen Speichergröße ist noch das zum Funktionserhalt erforderliche Puffergas zu berücksichtigen.

Die Wirkung des Reservespeichers auf die Wasserstoffflüsse bei Eintreten eines vollständigen 2-wöchigen Importschocks wird für verlustfreies Ein- und Ausspeichern ($\eta = 1$) in Bild 8 dargestellt. Zur Simulation der zeitlichen Verläufe werden die in Anhang 2 hergeleiteten Formeln verwendet.

Das Teilbild links oben zeigt den zeitlichen Verlauf des Formfaktors f_t . Für $f_t = 1$ verläuft der Import ungestört. Am 10.01.2025 bricht der Formfaktor auf 0 ein, was das Eintreten des Importschocks mit nachfolgendem Importausfall für $\delta = 2 \text{ Wochen}$ signalisiert. Danach steigt der Formfaktor wieder mit einer Zeitkonstanten $\tau = 5 \text{ Wochen}$ an und erreicht nach ca. 6 Monaten wieder seinen Normalwert von 1. Das Teilbild rechts oben zeigt den Vergleich des gestörten Imports, blaue Kurve, mit dem ungestörten Import, gestrichelte Kurve in Orange. Deutlich sind der Importeinbruch und die Importerholung mit den üblichen Schwankungen zu sehen. Eine Nachladung des Reservespeichers ist hierbei noch nicht berücksichtigt, weswegen der hochlaufende Import während seines Hochlaufens auch stets unterhalb des ungestörten Verlaufs bleibt.

In der zweiten Bild-Reihe, linkes Teilbild, ist die Energie, mit der der Reservespeicher bereits während des Anlaufens des Imports nachgeladen wird, zu sehen. Die Nachladung beginnt erst mit beginnendem Importhochlauf und erreicht Nachladeraten von bis zu 9 TWh/w . Das rechte Teilbild in der gleichen Reihe stellt das Hochlaufen des Imports mit gleichzeitiger Nachladung des Reservespeichers dar. Der Unterschied mit dem Verlauf des anlaufenden Imports im darüberliegenden Teilbild tritt klar hervor. Der Import muss zeitweise oberhalb des ursprünglichen, ungestörten Imports verlaufen, um die Nachladung zu ermöglichen. Dabei überschreitet er aber sichtbar nicht die üblichen Importraten von bis zu 18 TWh/w .

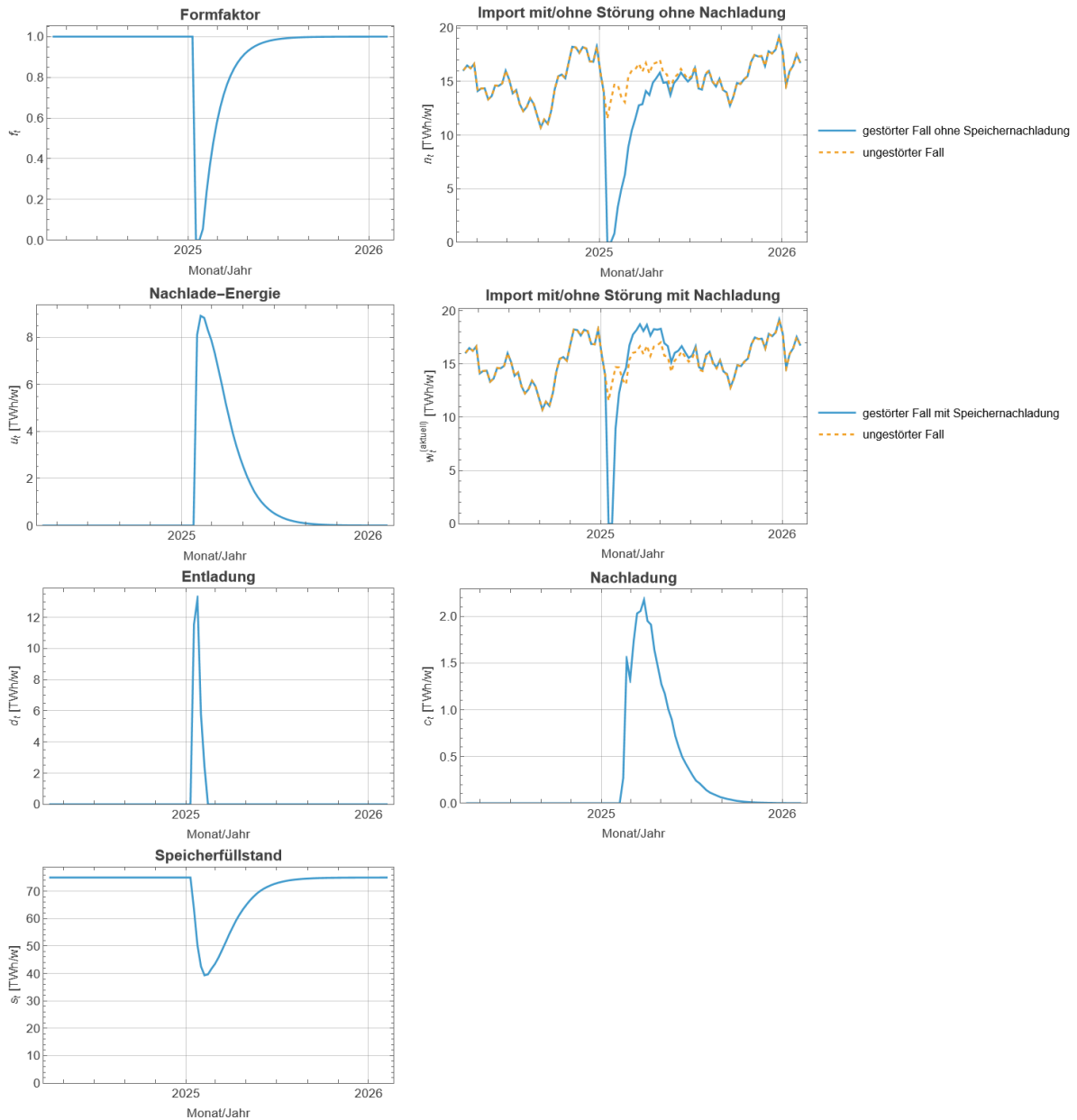


Bild 8: Kennverläufe bei einer Importausfallzeit von $\delta=2$ Wochen. Überschwingfaktor $k = 0.25$, Import-Zeitkonstante $\tau=5$ Wochen, maximal verfügbares Arbeitsgas: } 75 TWh. Annahme: Verlustfreies Ein-/Aus speichern ($\eta = 1$). Erläuterungen siehe Text.

Bild: Löffler

In der dritten Bildreihe ist aus Sicht des Reservespeichers die Speicherentladung während der Ausfallzeit δ dargestellt, linkes Teilbild. Sie erreicht Raten bis zu etwa 13 TWh/w. Im rechten Teilbild ist die Nachladung aus Sicht des Speichers zu sehen. Sie erreicht Raten bis zu 2.2 TWh/w.

Schließlich zeigt das Teilbild links unten noch den mit den anderen Verläufen korrelierenden Verlauf des Speicherfüllstands. Er nimmt von den hier angenommenen 75 TWh Anfangsfüllstand auf bis zu 40 TWh nach 4 Wochen ab und nimmt dann nach ca. 6 Monaten wieder seinen ursprünglichen Füllstand an.

Der niedrigste Füllstand des Reservespeichers bemisst sich nach der Ausfalldauer δ .

Bild 9 zeigt die Entwicklung des Speicherfüllstands und seines Minimums für verschiedene $\delta = 1 \dots 8$ Wochen. Mit den gleichen charakteristischen Parametern wie vorangehend verwendet ergibt sich die dargestellte Kurvenschar im oberen Teilbild. Mit wachsendem δ nimmt das Speicher-Minimum immer kleinere Werte an, bis der 75-TWh-Speicher dann bei $\delta = 6$ Wochen vollständig entladen ist. Das Teilbild unten weist den minimalen Speicherfüllstand in Abhängigkeit von δ aus. Im betrachteten Wertebereich nimmt das Minimum nahezu linear mit wachsendem δ ab, bis es bei $\delta = 6$ Wochen die Nullgrenze, vollständige Entladung, erreicht. Mit welchen Ausfallzeiten δ in welchem Umfang tatsächlich zu rechnen ist, unterliegt politischen und wirtschaftlichen Erwägungen und kann hier nicht entschieden werden. Vor dem Hintergrund, dass zur Sicherung der heutigen Erdgasversorgung ein Reservespeicher inklusive Saisonalspeicher von über 200 TWh vorgesehen ist, erscheint eine Mindestreserve von 75 TWh allerdings angemessen.

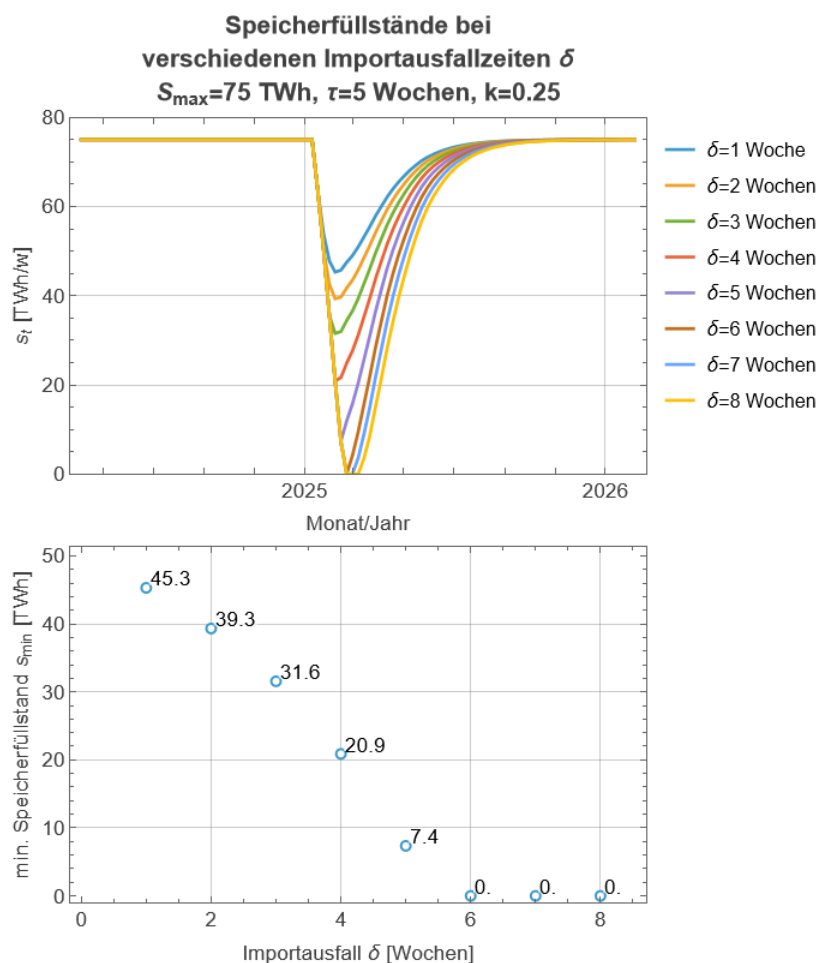


Bild 9: Speicherfüllstandsentwicklung bei verschiedenen Importausfallzeiten $\delta=1$ bis 8 Wochen. Oberes Teilbild: Zeitlicher Verlauf. Unteres Teilbild: Minimum des Speicherfüllstands. Annahme: Nachlade-Überschwingfaktor $k=0.25$, Import-Zeitkonstante $\tau=5$ Wochen, maximal verfügbares Arbeitsgas: 75 TWh.
Bild: Löffler

Dargestellt wurde die Mindestanforderungen an einen Reservespeicher unter den genannten Bedingungen. Dabei ist nicht berücksichtigt, dass eine schleichende Entladung des Reservespeichers möglich ist, wenn der Import, zum Beispiel aus wirtschaftlichen Gründen oder aus Gründen einer strategischen Fehlkalkulation, dauerhaft unter dem Bedarf liegt, wie dies zum Beispiel bei der Erdgasversorgung 2024/2025 geschehen ist; vergleiche Kommentierung von Bild 4 und Bild 5. Sollte, wie dort geschehen, ein mittleres Defizit von nur 1 TWh/w, also von 6.5% von 15.3 TWh/w, für z.B. 52 Wochen in Kauf genommen, wäre der Reservespeicher um 52 TWh

aufzustocken. Es ergäbe sich dann $127 \text{ TWh} = 75 \text{ TWh} + 52 \text{ w} \times 1 \text{ TWh/w}$. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass hier lediglich das Arbeitsgas berücksichtigt wird.

Sollte hingegen die pauschale Forderung nach einer echten 2-, 4-, 6- oder 8-Wochen-Reserve bestehen, wäre eine Speicherreserve zur Aufnahme von $36 \pm 12 \text{ TWh}$, $72 \pm 24 \text{ TWh}$, $108 \pm 36 \text{ TWh}$ oder $144 \pm 48 \text{ TWh}$ Arbeitsgas vorzusehen.

Die hier ermittelten Werte der Importreserve (bzw. der Speicherreserve, des Reservespeichers) sind annahmen- und szenarioabhängig und gelten ausschließlich für die im Bericht spezifizierten Randbedingungen. Änderungen zentraler Einflussgrößen (z. B. Importniveau, Verbrauchsstruktur oder Speicherleistung) erfordern eine Neubewertung.

Die ermittelte statische Speicherreserve dient der Sicherstellung einer kontinuierlichen Wasserstoffversorgung über das Jahr hinweg. Sie ersetzt nicht den zusätzlich erforderlichen saisonalen Ausgleich zwischenzeitlich moduliertem Wasserstoffverbrauch und ebenfalls saisonal schwankender Wasserstofferzeugung. Während der Verbrauch – insbesondere aufgrund des Wärmebedarfs – in den Wintermonaten sein Maximum erreicht, erfolgt die Wasserstoffproduktion überwiegend in den sonnenreichen Sommermonaten und fällt in den sonnenarmen Winterperioden deutlich geringer aus. Die Dimensionierung des hierfür notwendigen saisonalen Ausgleichsspeichers wird im folgenden Abschnitt gesondert vorgenommen.

Saisonalspeicher: Winterlücke bei konstantem Zufluss

Legt man wieder die Werte zur H_2 -Prognose des *Nationalen Wasserstoffrats (2024)* zugrunde, stellen die in Tabelle 1 mit rotem Hintergrund markierten Zahlen saisonal auftretende Größen dar mit den Mittelwerten $136 \pm 12 \text{ TWh/a}$ für die elektrolytische Eigenerzeugung von Wasserstoff, $313 \pm 188 \text{ TWh/a}$ für den Wärmemarkt und $140 \pm 60 \text{ TWh/a}$ für den Energiesektor (Wasserstoffkraftwerke zur Stromversorgung). Dabei stellen Wasserstofferzeugung und Wasserstoffverbrauch gegenläufige Größen dar, wie im Folgenden dargelegt wird.

Formelsatz zur Berechnung der Kapazität des Saisonalspeichers

Bild 10 wiederholt die Darstellung des Erdgasverbrauchs bzw. des Energiebedarfs der Jahre 2024/2025 wie bereits in Bild 4 dargestellt in abstrahierter Form.

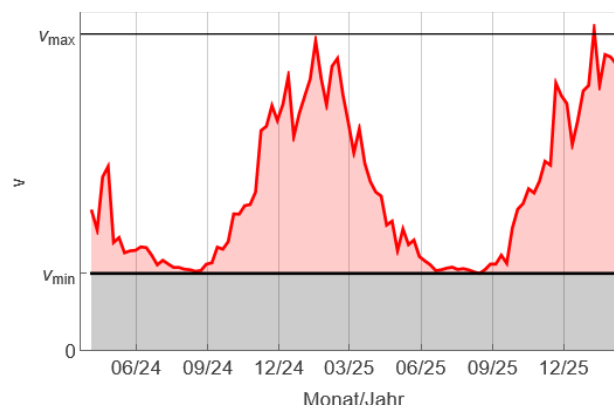


Bild 10: Abstrahierte Darstellung des Erdgasverbrauchs v gemäß Bild 4. Der Verbrauch hat einen Grundanteil $v_{\min}$, grau hinterlegter Bereich, und schwankt saisonal zwischen diesem und dem Maximalwert $v_{\max}$, rot hinterlegter Bereich.

Grau hinterlegt ist der wöchentliche Grundbedarf $v_{\min}$. Dies ist z.B. der Bedarf der Prozessindustrie, der Warmwassernutzung und des Verkehrs. Der rot hinterlegte Bereich ist der saisonale

stark fluktuierende Heizenergiebedarf wie er typischerweise in Haushalten, Büros, Lagerhallen und so weiter zum Winter hin scharf ansteigend anfällt. Sein Maximum liegt bei v_{max} . Der Verlauf lässt sich mit Hilfe eines Kurvenfittings gut annähern. Die Fitfunktion lautet allgemein

$$v(t) \approx v_{fit}(t) = v_{min} + (v_{max} - v_{min}) \left(\sin^2 \left(\pi \frac{t - \theta}{T} \right) \right)^{3/2}$$

Wobei bei den hier dargestellten und berechneten Verläufen die Periodendauer stets $T = 52$ Wochen und die Zeitverschiebung stets $\theta = 15.721$ Wochen ist.

Bild 11 zeigt das mit dieser Formel durchgeführte Kurvenfitting am Beispiel des Gas-/Energieverbrauchs gemäß Bild 4. In Rot sind die gemessenen Energiewerte dargestellt. In Schwarz ist die Fitkurve dargestellt. Ihr Minimum ist $v_{min} = 7.94$ TWh/w, ihr Maximum liegt bei $v_{max} = 28.42$ TWh/w. Der Mittelwert liegt bei $\bar{v} = 16.63$ TWh/w.

Nicht nur per Augenschein scheint das Fitting für die weiteren Zwecke einer Berechnung des Saisonspeichers gut geeignet. Auch die Varianz zeigt mit $R^2 = 0.99$ eine ungewöhnlich hohe Übereinstimmung der Kurve mit den Messpunkten, sieht man von den unvermeidbaren, vergleichsweise hochfrequenten Abweichungen der Messpunkte vom Kurvenverlauf ab.

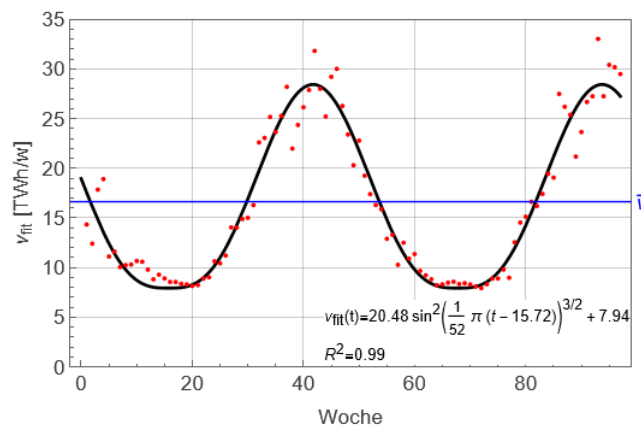


Bild 11: Kurvenfitting des wöchentlichen Energieverbrauchs; verwendete Formel siehe Bild und Erläuterungen. Die Varianz des Fittings ist 0.99.
Bild: Löffler

Bei einem mehr oder weniger konstanten Energiezufluss, der zur bestmöglichen Ausnutzung technischer und logistischer Abläufe stets mit dem Verbrauchsmittelwert $\bar{v}$ geschehen sollte, müssen die saisonalen Abweichungen von einem Saisonspeicher aufgenommen werden.¹³ Die Abweichungen zwischen Verbrauchs- und Versorgungsleistung

¹³ Die Annahme eines konstanten Importflusses stellt eine konservativ-optimistische Annahme dar. Bei einer Erzeugung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien ist davon auszugehen, dass z.B. die Produktionsprofile innerhalb Europas selbst saisonalen und meteorologischen Schwankungen unterliegen. Eine bedarfsgerechte Anpassung der Importmengen an den winterlich erhöhten deutschen Verbrauch erscheint daher nicht wahrscheinlich. Wird dennoch ein saisonal geglätteter Import aus europäischer Wasserstoffproduktion unterstellt, so impliziert dies faktisch die Existenz entsprechender saisonaler Speicher- oder Überkapazitäten im europäischen Ausland. Das physikalische Speicherproblem entfällt dadurch nicht, sondern verlagert sich lediglich geographisch und muss ebenso wie in Deutschland bewältigt werden.

$$\Delta v(t) = s(t) = \bar{v} - v(t) = (\bar{v} - v_{min}) \left(1 - \frac{3\pi}{4}\right) \left(\sin^2\left(\pi \frac{t - \theta}{T}\right)\right)^{3/2}$$

sind für den vorliegenden Fall gemäß Bild 11 in Bild 12 dargestellt.¹⁴

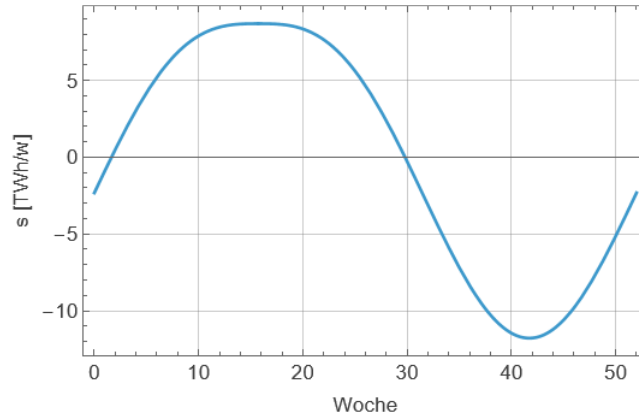


Bild 12: Speicherleistung zum Ausgleich zwischen Verbrauchs- und Versorgungsleistung. Bild: Löffler.

Mit der dargestellten Leistung wird dem Speicher im Falle positiver Werte Energie zugeführt und im Falle negativer Werte Energie entnommen. Die Änderung des Speicherfüllstands kann berechnet werden mit

$$\Delta S(t) = \int_0^t s(\tau) d\tau$$

und der Speicherfüllstand selbst mit

$$S(t) = \Delta S(t) - \min(\Delta S(t))$$

Für einen ersten Eindruck wird der Speicherfüllstand zunächst numerisch ermittelt und in Bild 13 dargestellt.¹⁵

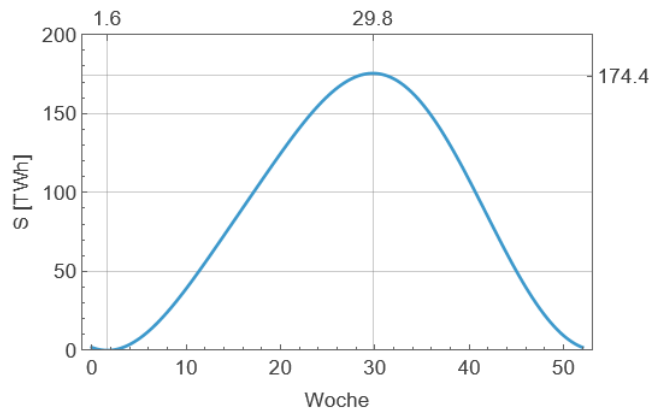


Bild 13: Speicherfüllstand auf Grundlage des Verbrauchs gemäß Kurvenfitting in Bild 11. Nach Erreichen eines Minimums von 0 TWh in Woche ≈ 2 erreicht der Füllstand ein Maximum von 173.5 TWh in Woche ≈ 30 . Bild: Löffler.

¹⁴ Weitere Erläuterungen zu den nachfolgend dargestellten Formeln und darüber hinaus finden sich in Anhang 3.

¹⁵ Der hier dargestellte Verlauf des Speicherfüllstandes unterscheidet sich in Form und Amplitude erheblich von dem im von BMWK (2023) präsentierten „Grünpapier Wasserstoffspeicher“ abgebildeten Füllstandsverlauf. Die möglichen Ursachen für diese Unterschiede werden in Anhang 4 diskutiert.

Der Beginn der Befüllung in Woche ≈ 2 und das Ende der Befüllung sowie der Beginn der Speicherleerung in Woche ≈ 30 kennzeichnen die erforderliche Speicherkapazität zur Aufnahme des Arbeitsgases. In diesem Fall muss ein Arbeitsgas von 174.4 TWh eingespeichert werden.¹⁶ Die Start- und Endzeiten der Beladung sind, wie gleich gezeigt wird, unabhängig von v_{min} , v_{max} und $\bar{v}$ stets gleich, sofern sich die Form des Energieverbrauchs nicht oder nur unwesentlich verändert.

Die mindestens erforderliche Speicherkapazität C ergibt sich aus der Differenz des Maximums $\Delta S_{max} = \Delta S(t_{max})$ und dem Minimum $\Delta S_{min} = \Delta S(t_{min})$. Mit der Minimums-/Maximumsbedingung

$$\frac{d\Delta S(t)}{dt} = s(t) = 0 = (\bar{v} - v_{min}) \left(1 - \frac{3\pi}{4}\right) \left(\sin^2\left(\pi \frac{t - \theta}{T}\right)\right)^{3/2}$$

lassen sich zunächst t_{min} und t_{max} berechnen mit

$$t_{min} = \theta - \frac{T}{\pi} \arcsin\left(\left(\frac{4}{3\pi}\right)^{1/3}\right) = 1.64617 \text{ Wochen}$$

$$t_{max} = \theta + \frac{T}{\pi} \arcsin\left(\left(\frac{4}{3\pi}\right)^{1/3}\right) = 29.7958 \text{ Wochen}$$

Die Speicherkapazität ergibt sich dann aus

$$C = \Delta S_{max} - \Delta S_{min} = \int_0^{t_{max}} s(t) dt - \int_0^{t_{min}} s(t) dt = \int_{t_{min}}^{t_{max}} s(t) dt$$

Das Ergebnis der hiermit verbundenen Berechnung ist allgemein

$$C = (\bar{v} - v_{min}) T \left(2\gamma - 1 + \frac{9}{8} \cos(\pi \gamma) - \frac{1}{8} \cos(3\pi \gamma)\right); \gamma = \frac{\arcsin\left(\left(\frac{4}{3\pi}\right)^{1/3}\right)}{\pi}$$

und nach Ausrechnen

$$C = (\bar{v} - v_{min}) \times 20.143 \text{ Wochen}$$

Einsetzen der bisher verwendeten Werte $\bar{v} = 16.63 \text{ TWh/w}$ und $v_{min} = 7.94 \text{ TWh/w}$ ergibt

$$C = 174.45 \text{ TWh}$$

also den Wert, der aus Bild 13 abgelesen werden kann.

Berechnung des Saisonalspeichers 2045

Die in Tabelle 1 aufgeführten Zahlen zum vom *Nationalen Wasserstoffrat (2024)* gemutmaßten Wasserstoffverbrauch sind in die zwei Kategorien GRÜN für konstanten Verbrauch und ROT für saisonal variablen Verbrauch unterteilt. Mit den Zahlen ergibt sich:

Grundverbrauch (Kategorie GRÜN):

¹⁶ Mit den weiter vorne hergeleiteten 75 TWh für einen Reservespeicher ergäben sich so insgesamt 248.5 TWh . Dieser Wert ist in erstaunlicher Nähe zur heutigen Erdgasspeicherkapazität von 251.5 TWh . Dies soll als Indiz genommen werden, dass die getroffenen Annahmen und Berechnungen plausibel sind.

$$v_{min} = (6.31 \pm 1.42) \text{ TWh/w} + (3.35 \pm 0.25) \text{ TWh/w} = 9.66 \pm 1.67 \text{ TWh/w}$$

Gesamtverbrauch (Kategorie GRÜN + ROT):

$$\bar{v} = (18.37 \pm 6.44) \text{ TWh/w}$$

Die für das Arbeitsgas des Saisonspeichers benötigte Kapazität ergibt sich somit aus

$$C = ((18.37 \pm 6.44) \text{ TWh/w} - (9.66 \pm 1.67) \text{ TWh/w}) \times 20.143 \text{ Wochen}$$

$$C = (8.71 \pm 4.77) \text{ TWh/w} \times 20.143 \text{ Wochen}$$

$$C = (175.45 \pm 96.08) \text{ TWh}$$

Die erforderliche Speicherkapazität für den künftigen Wasserstoffspeicher liegt somit im Bereich

$$78 \text{ TWh} < C < 272 \text{ TWh}$$

mit Mittelwert bei 175 TWh. Die Größenordnung erscheint plausibel.

Schlussendlich hängt die erforderliche Kapazität des Saisonspeichers von den tatsächlichen Gegebenheiten im Jahr 2045 ab. Die Werte, die der *Nationale Wasserstoffrat (2024)* angegeben hat, haben einen recht ordentlichen Spread. Die Werte des Grundverbrauchs im Vergleich zu den Werten des Gesamtverbrauchs bzw. zu den Werten des saisonal anfallenden Verbrauchs bestimmen maßgeblich den Speicherbedarf; sie können sich auch ändern. Das saisonale Verbraucherverhalten hingegen dürfte sich qualitativ kaum ändern, sieht man von den immer wieder auftretenden Schwankungen durch Naturereignisse einmal ab. Mit der zur Berechnung von C angegebenen Formel jedenfalls ist es auf einfache Weise möglich, die hier berechneten Werte nachzujustieren, falls notwendig.

Ergebnis: Gesamtbedarf liegt deutlich über 78 TWh

Die durchgeführten Berechnungen zum Reservespeicher und zum Saisonspeicher weisen stark divergierende Wertebereiche aus, was eine Beurteilung des am wahrscheinlichsten zu fordernden Gesamtspeichergröße unsicher macht. Der teilweise sehr große Spread lässt sich zum einen auf die großzügig gefassten Wertebereiche bei der Schätzung des künftigen Wasserstoffbedarfs durch den *Nationalen Wasserstoffrat (2024)* zurückführen. Zum anderen werden in dieser Studie bzgl. der Anforderungen an den Reservespeicher ebenfalls großzügige Parametervariationen durchgeführt.

Der Versuch soll daher unternommen werden, sämtliche ermittelten Wertevarianten zusammenzustellen und hieraus, wenn möglich, ein Gesamtbild abzuleiten.

Bild 14 zeigt das Ergebnis dieses Auswertungsversuches. Links sind die Ergebnisse in einem Box-Whisker-Chart dargestellt, aufgeteilt nach Reservespeicher, Saisonspeicher und Gesamtspeicher. Die Kapazität des Gesamtspeichers ergibt sich additiv aus der Kapazität des Reservespeichers und der Kapazität des Saisonspeichers.¹⁷ Die Tabelle rechts gibt einen Überblick aller für den Box-Whisker-Chart verwendeten Werte-Kombinationen.

¹⁷ Der Ansatz, dass nur der größere Kapazitätswert der beiden Speicherarten maßgeblich sei – man könne ja den kleineren in den größeren Speicher integrieren – geht fehl, da stets die Reserve gegen Importshocks vorzuhalten ist, selbst wenn der Saisonspeicher voll ist. Der Saisonspeicher wird nämlich

Deutlich ist zu erkennen, dass der Reservespeicher (blauer Kasten) mit einem Median von 52.4 TWh tendenziell ca. 70% niedrigere Kapazitäten beansprucht wie der Saisonalspeicher (grüner Kasten) mit einem Median von 175.5 TWh. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass bei den Zahlen des Reservespeichers eine systematische überjährige Unterversorgung nicht berücksichtigt ist; lediglich eventuell wochenweise auftretende Importschocks fließen hier in die Zahlen ein. Zur Erinnerung sei das Beispiel wiederholt, dass für ein Jahr eine Import-Unterversorgung von 1 TWh/w bestanden hätte.¹⁸ Dann würden über das Jahr 52 TWh fehlen; diese müssten dann, ebenfalls aus dem Reservespeicher bedient werden. Dessen Kapazität müsste in diesem Fall um 52 TWh aufgestockt werden.

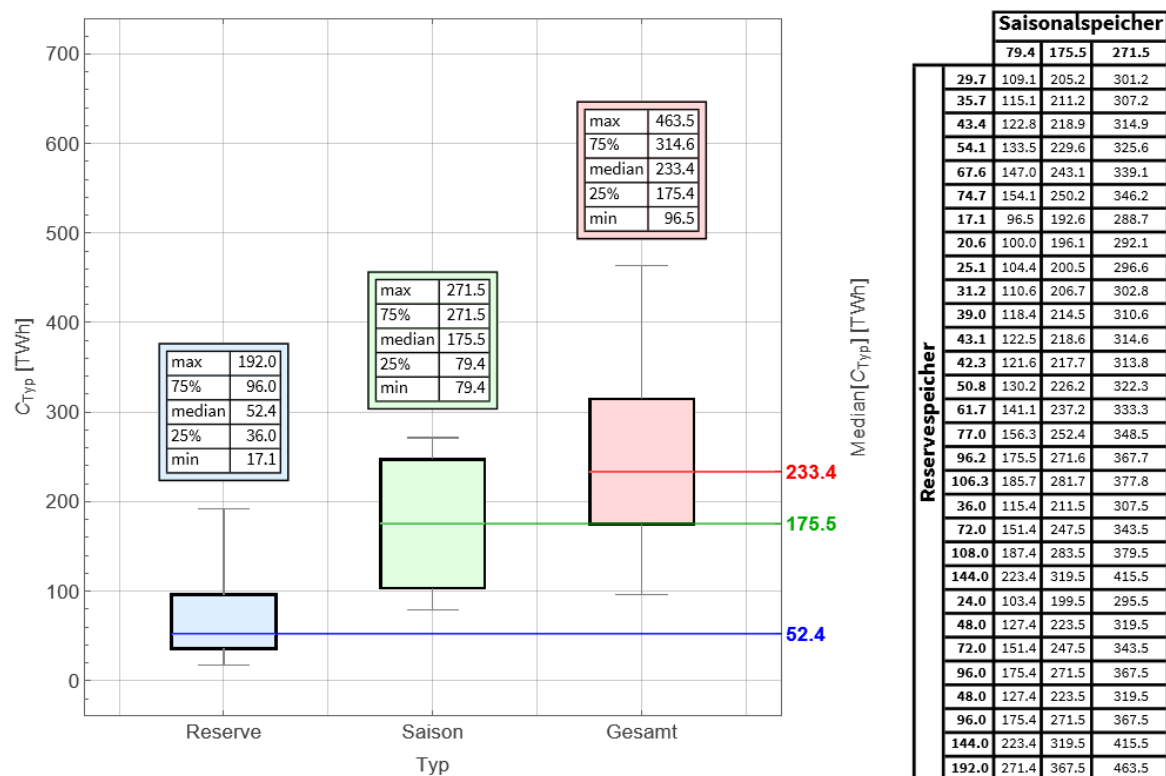


Bild 14: Box-Whisker-Chart und tabellarische Auflistung aller Ergebnisse/Ergebnis-Kombinationen der ermittelten Kapazitäten Reserve-, Saison-, Gesamt-Wasserstoffspeicher. Einheits: TWh. Bild: Löffler.

Der Gesamtspeicher (roter Kasten) aus Reserve- und Saisonalspeicher hat einen Medianwert von 233.4 TWh und liegt in einem Hauptfeld zwischen 175.4 TWh und 314.6 TWh. Die eingangs a priori vor den Berechnungen durchgeführte Grobschätzung ergibt eine erforderliche Gesamtspeicherkapazität von 229 ± 82 TWh (147 TWh bis 311 TWh); Mittelwert und Wertebereich stimmen sehr gut mit dem aus der Wertezusammenfassung abgeleiteten Ergebnis überein.

Der Wertebereich für die Gesamtspeicherkapazität eines künftigen Wasserstoffspeichers weicht sehr deutlich von der vom BMWK (2025) in seinem Weißbuch gemachten Aussage, dass ein 78-TWh-Speicher ausreichend sein könnte, ab. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die dortigen Betrachtungen ausschließlich auf die nationale Wasserstoffherzeugung aus zur Sommerzeit überschießenden Erneuerbaren Energien fokussieren. Bei dem vom Nationalen Wasserstoffrat

während des Winters mit Sicherheit (vollständig) entladen – so ist er ausgelegt – während die Speicherreserve nur für den Fall gravierender Importstörungen zum Einsatz kommt. Wäre der Saisonalspeicher leer und wäre die Speicherreserve in den Saisonalspeicher integriert, wäre diese ebenfalls leer. Ein unzulässiger Umstand.

¹⁸ Zum Beispiel, weil das aus wirtschaftlichen oder politischen Gründen so geplant war oder aufgrund einer systematischen Fehlallokation.

(2024) erwarteten Wasserstoffaufkommen im Jahr 2045 von $955 \pm 335 \text{ TWh/a}$ und der selbst vom BMWK (2024) in seiner „Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate“ aufgestellten Prognose eines Wasserstoffimportbedarfs von 360 TWh bis 500 TWh (oder mehr oder weniger!) ist der im Weißbuch genannte Kapazitätswert sicher unzureichend.

Zur Verfügbarkeit nationaler Wasserstoffspeicher

Fragestellung

Zum aktuellen Potenzial existierender Erdgasspeicher für die Wasserstoffspeicherung gibt es leicht unterschiedliche Angaben:

DBI (2022) ermittelt eine technisch konservative Umrüstkapazität von 32.45 TWh als Summe aus 30.7 TWh Kavernenspeichern und 1.75 TWh Porenspeicher. Diese Kapazität liegt leicht unter der im Weißbuch des BMWK (2025) genannten Potenzialgröße von „bis zu 36 TWh“. Die Differenz erklärt sich plausibel aus unterschiedlichen Annahmen zur Umrüstbarkeit, zur Einbeziehung von Erdölkavernen sowie aus einer eher potenzialorientierten versus konservativ-technischen Abgrenzung der Arbeitsgaskapazität. Kurz: Mit sämtlichen Erdgasspeichern Deutschlands lassen sich derzeit maximal 36 TWh zur Speicherung selbst erzeugten und importierten Wasserstoffs darstellen.

Da der Wasserstoffspeicher gemäß den obigen Ausführungen allerdings eine erheblich größere Gesamtspeicherkapazität von 175 TWh bis 315 TWh aufweisen muss, dies entspricht einem Faktor 5 bis 9, ist ein Zubau an Wasserstoffspeichern zwingend erforderlich. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Kavernenspeicher in den Salzstöcken Norddeutschlands.

Vor diesem Hintergrund ist die institutionelle Rahmensetzung von zentraler Bedeutung. Auf die Anfrage, wie viele Untergrundspeicher für Wasserstoff im Jahr 2045 geplant seien, antwortete das Bundeswirtschaftsministerium am 11. Februar 2026:

„Die Planung von Untergrundspeichern für die Aufnahme von Wasserstoff ist eine unternehmerische Entscheidung, abhängig von den Erfordernissen des Marktes. Uns liegen keine Erkenntnisse vor, von wie vielen Speichern die Unternehmen im Jahr 2045 ausgehen.“¹⁹

Diese Aussage ist für die zeitliche Realisierbarkeit der Speicherinfrastruktur entscheidend. Sie bedeutet, dass weder staatlich festgelegten Zielkapazitäten existieren noch ein verbindlicher Ausbaupfad definiert ist, noch eine koordinierte Hochlaufstrategie vorliegt. Speicher werden explizit als Marktentscheidung behandelt.

Gleichzeitig weist der öffentliche Diskurs – etwa im Beitrag „Wasserstoffspeicher sind Privatsache“ von Bontrup und Löffler (2026) – auf eine erhebliche Diskrepanz zwischen heutiger potenzieller H₂-Speicherkapazität (36 TWh) und dem künftig erwarteten Bedarf hin. Die Frage ist daher zu stellen, ob unter den gegebenen institutionellen Rahmenbedingungen eine Speicherinfrastruktur in der erforderlichen Größenordnung bis 2045 real aufgebaut werden kann.

Zur Beantwortung der Frage soll zunächst die historische Entwicklung von Erdgasspeichern erfasst und diese dann für Prognosen denkbarer Entwicklungspfade künftiger Wasserstoffspeicher genutzt werden.

¹⁹ Siehe Anhang 5.

Umsetzbarkeit: Speicherhochlauf ist ein Infrastruktur-Hochlauf

Die historische Entwicklung der deutschen Erdgas-Arbeitsgasspeicher folgt näherungsweise einer logistischen Wachstumskurve, wie man Bild 15 entnehmen kann.

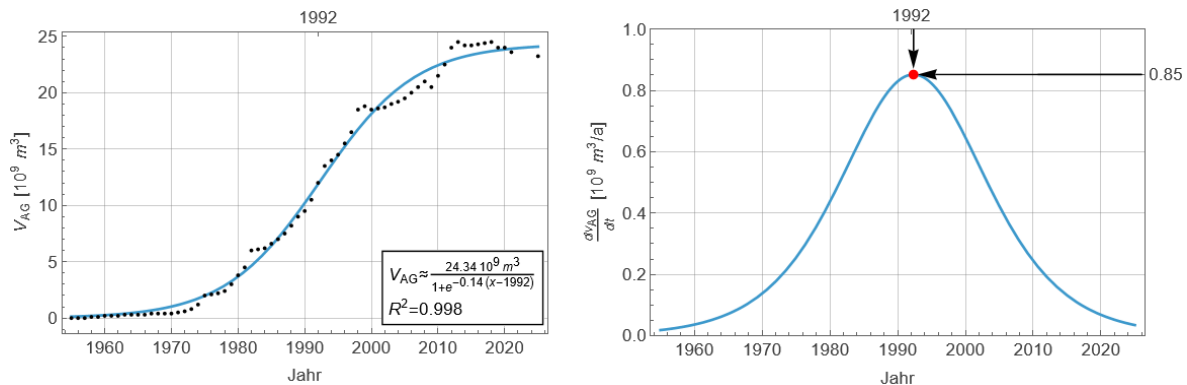


Bild 15: Logistisches Wachstum des Erdgasspeichervolumens von 1955 bis 2021 gemäß Zeitreihe aus EEK (2019). Links: Erdgasspeichervolumen mit Datenpunkten und Fitkurve. Rechts: Änderung des Erdgasspeichervolumens. Bild: Löffler

Links ist die Entwicklung des Erdgasvolumens²⁰ in den Jahren von 1955 bis 2021 dargestellt. Die Einheit ist 10^9 m^3 (Normvolumen). Die Datenpunkte, schwarz, sind aus einer Grafik von EEK (2019) abgelesen. Die Daten sind mit der in der im Kasten rechts unten angegebenen logistischen bzw. Sigmoid-Funktion, blau, gefittet, wobei die Varianz sehr hohe 0.998 beträgt. Das im Bild markierte Jahr 1992 ist das Jahr der maximalen Änderung des Arbeitsgasvolumens am Wendepunkt der Kurve. Die Datenpunkte weisen darauf hin, dass das Arbeitsgasvolumen seit etwa dem Jahr 2013 bei etwa $24.3 \times 10^9 \text{ m}^3$ stagniert und seit 2019 sogar leicht auf $23.2 \times 10^9 \text{ m}^3$ abfällt.

Dies spiegelt sich im rechten Teilbild, das die Zuwachsrate des Arbeitsgasvolumens abbildet, wider. Dargestellt ist die erste Ableitung der Sigmoid-Funktion nach der Zeit, also die Änderungsrate des Arbeitsgasvolumens bzw. die Zubaurate in Abhängigkeit von der Zeit. Diese erreicht nach einer Anlaufphase in den Jahren 1960 bis 1980 im Jahr 1992 ihren Maximalwert von $0.85 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{a}$. Danach schwächt sie sich wieder ab und ist heutzutage praktisch null.²¹

Im Folgenden wird angenommen, dass der zwingend erforderliche Zubau an Wasserstoffspeichern qualitativ das gleiche Verhalten zeigt, dass sich dessen Entwicklung also ebenso mit der logistischen Sigmoid-Formel

$$V_{AG} = \frac{V_{AG,max}}{1 + e^{-a(t-t_0)}}$$

beschreiben lässt. In der Formel bedeuten:

- V_{AG} installierte Arbeitsgaskapazität
- $V_{AG,max}$ Sättigungskapazität
- a Wachstumsparameter
- t_0 Zeitpunkt maximaler Ausbaugeschwindigkeit

²⁰ Dabei ist stets das Volumen des Arbeitsgases gemeint. Darauf weist der Index AG im Formelzeichen V_{AG} hin. Für die Auslegung des physikalischen Speichers ist noch das Kissengas hinzuzurechnen.

²¹ Folgt man den Datenpunkten exakt, ist sie sogar durch Stilllegung von Erdgasspeichern negativ, was aber mit der Sigmoid-Funktion nicht nachgebildet werden kann.

Die Ableitung liefert die jährliche Zubaurate:

$$\frac{d}{dt} V_{AG} = \frac{a V_{AG,max}}{2} \frac{1}{1 - \cosh(a(t - t_0))}$$

Hieraus ergibt sich die maximale Ausbaugeschwindigkeit zu

$$\dot{V}_{AG,max} = \frac{a V_{AG,max}}{4}$$

Aus der historischen Kurvenanpassung ergibt sich eine maximale Erdgas-Zubaurate von ca. $\dot{V}_{AG,max} \approx 0.85 \times 10^9 m^3$. Der Wachstumsparameter ist $a \approx 0.14$ und die Zeitkonstante $\tau = 1/a \approx 7$ Jahre.

Die Daten aus den Verläufen lassen sich wie folgt interpretieren: Der Aufbau der leistungsfähigen Speicherindustrie benötigte zur Erzielung signifikanter Zuwächse etwa eine Zeitkonstante. Vom Beginn eines markanten strukturellen Hochlaufs bis zur maximalen Zubaurate vergingen etwa zwei bis drei Zeitkonstanten, also 15–20 Jahre.

Diese Zeit beschreibt nicht nur Genehmigungsverfahren, sondern den Aufbau einer vollständigen industriellen Infrastruktur mit Bohrkapazitäten, Solungsanlagen, geotechnischen Expertisen, Projektentwicklung und Finanzierungssystemen.

Energetische Skalierung auf Wasserstoff

Wasserstoff weist in Salzkavernen eine deutlich geringere energetische Speicherdichte als Erdgas auf. Technische Bewertungen gehen von etwa 20% der energetischen Erdgas-Arbeitsgaskapazität aus. Dieser Faktor ist in *DBI (2022)* implizit erkennbar. Dort wird für die vollständige Umstellung von 31 Kavernen- und 4 Porenspeichern eine Wasserstoff-Arbeitsgaskapazität von 32.4 TWh ausgewiesen, während dieselben Speicher zuvor rund 168 TWh Erdgas-Arbeitsgas enthielten. Hieraus ergibt sich eine energetische Relation von ca. 19 %.²² Der Faktor ergibt sich aus der Kombination des geringeren volumetrischen Heizwerts von Wasserstoff gegenüber Erdgas sowie speichertechnischer Restriktionen (Druckfenster, Kissengasanteil, Dichteunterschiede). Die rein stoffliche volumetrische Heizwertrelation von rund 30% reduziert sich unter realen Betriebsbedingungen auf etwa 20% der Erdgas-Arbeitsgaskapazität.

Von den für Wasserstoff angegebenen Werten kann in existierenden Kavernen- und Porenspeichern 32.4 TWh Wasserstoff untergebracht werden. Das entspricht dann $15.5 \times 10^9 m^3$ Start-Normvolumen von Wasserstoff unter Realbedingungen.²² *DBI (2022)*, Tabelle 49, S. 168.

Tabelle 2: Normvolumen von Wasserstoff bei verschiedenen Energien. Tabelle: Löffler

Energie [TWh]	Normvolumen ¹⁾ unter Realbedingungen	
	Erdgas [10 ⁹ m ³]	H ₂ [10 ⁹ m ³]
78	7,43	37,2
175	16,67	83,4
233	22,19	111,0
315	30,00	150,0

¹⁾ entsprechend DBI-konservativer energetischer Speicherrelation von

Tabelle 2 berücksichtigt dies: Zum Vergleich sind die energetisch äquivalenten Normvolumen von Erdgas und Wasserstoff bei DBI-konformer Speicherrelation gegenübergestellt.

Bei den Werten in der Spalte „Energie“ handelt es sich um den im BMWK-Weißbuch angegebenen Wert (→ Zeile 1) und um die oben ermittelten Werte (→ Zeilen 2 bis 4) für das im Gesamtspeicher zu speichernden erdgasäquivalenten Wasserstoff-Normvolumina.

Verwendung der tabellierten Werte in die Formeln „logistischer Sigmoid“ und „Zuwachsrates“ führt zu den in den vier Teilbildern in Bild 16 dargestellten Kurvenverläufen.

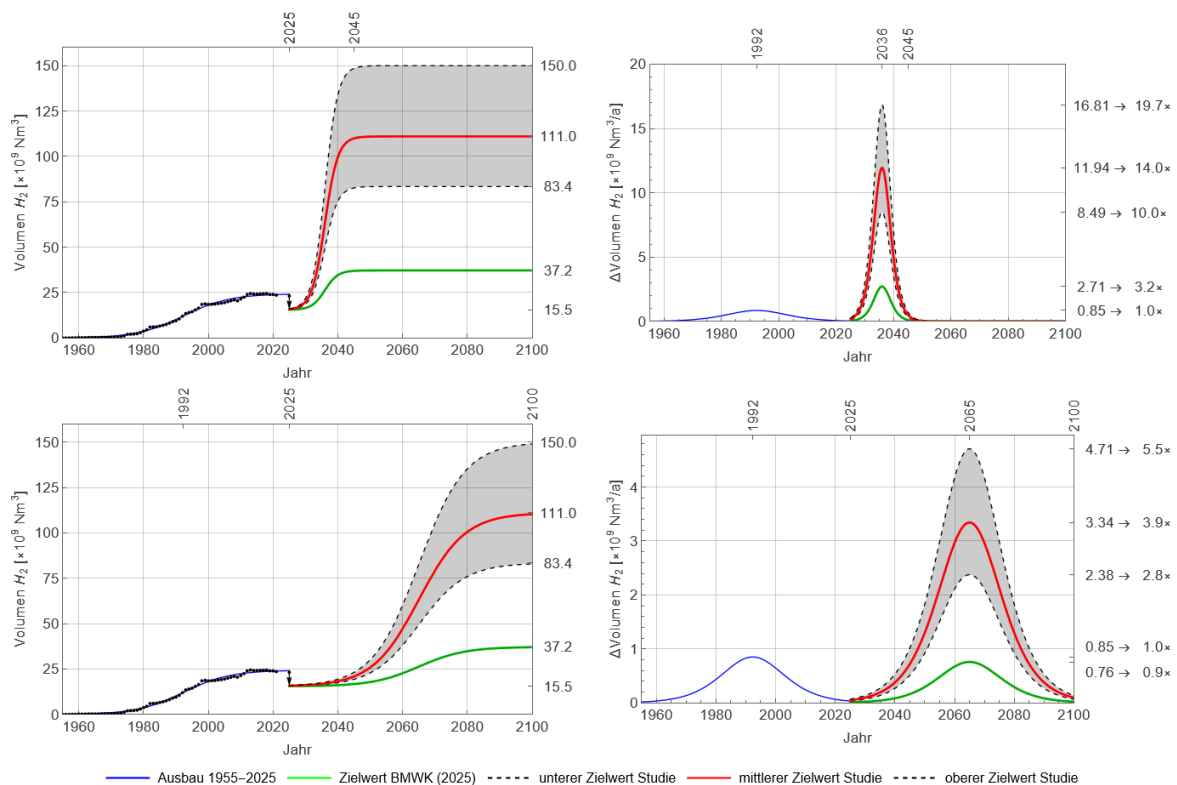


Bild 16: Historische (blau) und prognostizierte (grün, schwarz-strichliert, rot) Entwicklung des H₂-Speichervolumens und der jährlichen H₂-Volumen-Zuwachsrates. Einheiten in 10⁹×m³ und 10⁹×m³/a. Erläuterungen siehe Text. Bild: Löffler

Das Teilbild links oben zeigt mit der blauen Kurve den bereits in Bild 15 dargestellten Kurvenfit der historischen Entwicklung des Erdgas-Normvolumens von 1955 bis 2025. Im Jahr 2025 ist ein Normvolumen (Erdgas) von knapp $25 \times 10^9 \text{ m}^3$ erreicht. Die vier Kurven für die Jahre nach 2025

geben die Entwicklung des Arbeitsvolumens für den Fall wieder, dass die Zielwerte gemäß Tabelle 2 bis zum Energiewende-Zieljahr 2045 erreicht werden sollen. Zunächst fällt der mit einem kleinen Pfeil markierte Sprung des Anfangsvolumens $V_{AG,0}$ auf. Der Sprung geht vom Jahr-2025-Wert von ca. 25 TWh auf 15.5 TWh. Grund ist, dass einige der vorhandenen Speicher nicht zur Wasserstoffspeicherung genutzt werden können, wie oben beschrieben. Da dies der Anfangswert der logistischen Sigmoid-Funktion ist, wird diese noch erweitert gemäß

$$V_{AG} = V_{AG,0} + \frac{V_{AG,max} - V_{AG,0}}{1 + e^{-a(t-t_0)}}$$

Die zeitliche Ableitung ergibt sich mit der Formel

$$\frac{d}{dt} V_{AG} = \frac{a(V_{AG,max} - V_{AG,0})}{2} \frac{1}{1 - \cosh(a(t - t_0))}$$

die zur Erstellung der Verläufe des jährlichen Volumenzuwachses im rechten Teilbild verwendet wird.

Im linken wie im rechten Teilbild beziehen sich die grünen Verläufe auf den vom BMWK (2025) prognostizierten Normvolumenwert von $37.2 \times 10^9 m^3$ bzw. dem entsprechenden Energiewert von 78 TWh. Die roten und die beiden schwarz-strichliert dargestellten Verläufe beziehen sich auf die im Rahmen dieser Studie ermittelten Speicherwerte von 83.4/111.0/150.0 $\times 10^9 m^3$ bzw. 175/233/315 TWh.

Das rechte Teilbild oben zeigt die zur Darstellung der Verläufe im linken Teilbild erforderlichen Zuwachsraten. Diese sind am rechten bildrand mit den entsprechenden Werten gekennzeichnet. Die Zahlen rechts neben den Pfeilen bedeuten, wie stark die maximale Speicher-Zuwachsrate der Jahre 1955 bis 2025 erhöht werden muss, um die jeweiligen Speicherziele bis zum Jahr 2045 zu erreichen. So bedeutet z.B. der der roten Kurve zugewiesene Wert $11.94 \rightarrow 14.0 \times$, dass die Anstrengungen zum Bau zusätzlicher Unterspeicher im Vergleich zu den Anstrengungen in den Jahren vor 2025 um einen Faktor 14 erhöht werden müssen, damit bis dahin genug Unterspeicher zur Verfügung stehen, um 233 TWh Wasserstoff speichern zu können.

In den beiden Teilbildern unten sind die Verläufe für den Fall dargestellt, dass die Zielkapazitäten erst im Jahre 2100 erreicht werden sollen.

Die Faktoren, die einen Vergleich der zu fordernden szenarioabhängigen Zuwachsraten mit der historischen Zuwachsrate erlauben, sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

Tabelle 3: Vergleich der Zuwachsfaktoren.

Zielenergie [TWh]	Zielvol. [$\times 10^9 m^3$]	Faktoren	
		Horizont 2045	Horizont 2100
78	37,2	3,2	0,9
175	83,4	10,0	2,8
233	111,0	14,0	3,9
315	150,0	19,7	5,5

Sie werden nachfolgend mit Blick auf die Umsetzbarkeit der zur Zielerreichung erforderlichen Maßnahmen diskutiert.

Umsetzbarkeit und Dynamik des Speicherhochlaufes

Die Bild 16 dargestellten Kurven und die in Tabelle 3 zusammengestellten Steigerungsfaktoren verdeutlichen, dass die Frage der Wasserstoffspeicherung weniger eine rein technische als vielmehr eine zeitlich-strukturelle Herausforderung ist. Die mathematische Skalierung der historischen Erdgas-

Speicherentwicklung auf die künftig erforderlichen Wasserstoffspeicherziele zeigt, dass große Kapazitäten grundsätzlich realisierbar erscheinen, vergleiche auch das Weißbuch von *BMWK (2025)*. Entscheidend ist jedoch der Zeithorizont, innerhalb dessen diese Kapazitäten aufgebaut werden sollen.

Die historische Entwicklung der Erdgas-Arbeitsgasspeicher zwischen 1955 und 2025 folgt näherungsweise einer logistischen Sigmoid-Kurve. Dieses Muster ist kein Zufall, sondern typisch für großskalige Infrastrukturprozesse. Der Zubau beginnt zunächst mit geringen Steigerungsraten, beschleunigt sich in einer Phase industrieller Skalierung und flacht schließlich wieder ab, sobald sich das System einer Sättigung nähert. Die zeitliche Ableitung dieser Funktion – also die jährliche Zubaurate – zeigt entsprechend einen glockenförmigen Verlauf mit einem klaren Maximum.

Überträgt man diese Struktur auf die künftige Wasserstoffspeicherung, so wird unmittelbar sichtbar, dass ein Hochlauf nicht linear verlaufen kann. Zu Beginn steht eine Lern- und Aufbauphase. Es müssen geeignete Standorte identifiziert, Genehmigungen erteilt, Bohrkapazitäten organisiert, Werkstoffe angepasst, Kompressoren beschafft und Fachpersonal qualifiziert werden. Auch Finanzierungsstrukturen und regulatorische Rahmenbedingungen müssen sich erst stabilisieren. Diese Phase ist zwangsläufig durch vergleichsweise geringe Zuwachsraten gekennzeichnet. Sie entspricht der linken Flanke der Sigmoid-Kurve.

Erst wenn diese institutionellen, technischen und personellen Voraussetzungen geschaffen sind, kann eine Phase beschleunigten Ausbaus einsetzen. In dieser Phase wirken Skaleneffekte: standardisierte Bauprozesse, eingespielte Lieferketten, optimierte Genehmigungsverfahren und routinierte Projektabwicklung. Historisch war dies bei den Erdgas-Untergroundspeichern um das Jahr 1992 der Fall, als die maximale Ausbaugeschwindigkeit erreicht wurde. Diese Phase ist jedoch strukturell begrenzt.

Die Frage ist nun, warum der Zubau gegen Ende einer solchen Entwicklung nicht abrupt auf null fällt, sondern sich allmählich reduziert bzw. allmählich ausläuft. Hierfür gibt es systemische Gründe:

Die Investitionsdynamik wirkt träge: Großprojekte mit mehrjährigen Vorlaufzeiten können nicht kurzfristig gestoppt werden. Selbst wenn sich der Bedarf einem Zielwert annähert, laufen bereits begonnene Projekte weiter. Der Kapitalstock wächst daher noch eine Zeit lang weiter, auch wenn die Neuintiierung zusätzlicher Projekte zurückgeht.

Mit zunehmender Sättigung steigen die Grenzkosten zusätzlicher Speicherstandorte: Die geologisch am besten geeigneten Kavernen werden zuerst gebaut und genutzt. Später verbleiben Standorte mit höheren technischen Risiken oder ungünstigeren Randbedingungen. Der wirtschaftliche Anreiz für weitere Projekte sinkt daher kontinuierlich, nicht sprunghaft.

Der Markt stabilisiert sich selbst: Sobald absehbar ist, dass das Zielvolumen erreicht wird, sinkt die Investitionsbereitschaft. Unternehmen fahren ihre Kapazitäten schrittweise zurück, weil die langfristige Auslastung nicht mehr gesichert erscheint. Ein abrupter Abbruch würde hingegen zu massiven Überkapazitäten und finanziellen Verwerfungen führen. Auch dies begünstigt ein asymptotisches Auslaufen des Zubaus.

Regulatorische und planerische Mechanismen wirken dämpfend: Infrastrukturplanung erfolgt in Szenarien und Ausbaupfaden. Zielerreichung wird regelmäßig überprüft und der Ausbau angepasst. Eine scharfe Diskontinuität – also ein „Sprung auf Null“ – wäre nur bei einem abrupten politischen Richtungswechsel zu erwarten, nicht jedoch in einem stabilen Transformationsprozess.

Vor diesem Hintergrund erscheint die logistische Sigmoid-Funktion nicht lediglich als mathematische Approximation, sondern als strukturell plausibles Abbild realer Infrastrukturentwicklung. Sie berücksichtigt Anlaufhemmnisse, Skalierungseffekte und Sättigungsdynamik zugleich. Eine lineare Fortschreibung würde diese Mechanismen ignorieren; eine exponentielle Entwicklung wäre auf Dauer physikalisch, personell und kapitalmäßig nicht aufrechterhaltbar.

Wendet man dieses Modell auf die untersuchten Zielwerte an, ergibt sich ein differenziertes Bild der Lösbarkeit. Für das BMWK-Ziel von 78 TWh bis 2045 wäre eine etwa dreifache Steigerung der historischen maximalen Ausbaugeschwindigkeit erforderlich. Dies erscheint ambitioniert, aber unter günstigen politischen und finanziellen Rahmenbedingungen prinzipiell vorstellbar.

Für Zielgrößen von 175 TWh, 233 TWh oder gar 315 TWh verschärft sich die Lage jedoch deutlich. Hier wären Steigerungsfaktoren zwischen 10 und nahezu 20 erforderlich, bezogen auf die historisch höchste jemals erreichte Zubaurate. Eine derartige Beschleunigung würde nicht nur eine massive Ausweitung technischer Kapazitäten erfordern, sondern eine grundlegende industriepolitische Steuerung des gesamten Sektors. Unter rein marktwirtschaftlichen Bedingungen, wie sie vom Wirtschaftsministerium favorisiert werden (siehe *Bontrup und Löffler (2026)*), erscheint ein solcher Hochlauf innerhalb von zwei Jahrzehnten äußerst unwahrscheinlich.

Wird hingegen der Zeithorizont bis 2100 verlängert, verschieben sich die Relationen erheblich. Selbst große Zielvolumina bewegen sich dann im Bereich historisch plausibler Skalierungsfaktoren. Das Problem ist somit weniger die absolute Größe des Speicherbedarfs als dessen zeitliche Verdichtung.

Die Speicherfrage ist daher nicht primär eine geologische, sondern eine dynamische Herausforderung. Sie betrifft die Fähigkeit einer Volkswirtschaft, in begrenzter Zeit industrielle Kapazitäten in bislang nicht erprobtem Umfang aufzubauen, zu koordinieren und zu finanzieren. Die Sigmoid-Funktion macht diese Dynamik sichtbar und quantifizierbar. Sie zeigt zugleich, dass ambitionierte Zielwerte nur dann realistisch erscheinen, wenn entweder der Zeithorizont verlängert oder der Hochlauf aktiv politisch gesteuert und abgesichert wird.

Insgesamt lässt sich festhalten: Große Wasserstoffspeicherkapazitäten sind technisch denkbar. Ihre Realisierung bis 2045 erfordert jedoch eine strukturelle Beschleunigung, die historisch beispiellos wäre. Ohne klare industriepolitische Rahmenbedingungen, langfristige Investitionssicherheit und koordinierte Ausbaupfade bleibt die Wahrscheinlichkeit hoch, dass sich der tatsächliche Ausbau eher entlang einer klassischen logistischen Entwicklung vollzieht – und damit deutlich langsamer als in ambitionierten Zielpfaden unterstellt.

Kernaussage: Speicher sind systemkritische Infrastruktur, nicht nur Marktgut

Vor dem Hintergrund des erheblichen geologischen Potenzials stellt sich nicht allein die Frage der technischen Realisierbarkeit, sondern vor allem die der institutionellen und ökonomischen Umsetzung. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat in seiner Stellungnahme vom 11.02.2026 ausgeführt, dass die Planung und Errichtung von Wasserstoffspeichern eine unternehmerische Entscheidung sei und sich aus den Erfordernissen des Marktes ergeben werde. Siehe Anlage 5. Diese Position setzt implizit voraus, dass ausreichende Investitionsanreize durch Preissignale und Markterwartungen entstehen.

Bei saisonalen Untergrundspeichern handelt es sich jedoch nicht um gewöhnliche Marktgüter mit kurzfristig realisierbarer Rendite, sondern um langfristige, kapitalintensive Infrastruktur mit

systemischer Bedeutung. Die Investitionscharakteristika unterscheiden sich deutlich von klassischen Produktionsanlagen:

- sehr hohe Anfangsinvestitionen (Exploration, Solung, Oberflächenanlagen),
- lange Vorlaufzeiten (typisch 8–12 Jahre bis Inbetriebnahme),
- lange Amortisationszeiträume,
- stark regulatorisch geprägtes Umfeld,
- Erlösstruktur abhängig von zukünftigen, heute unsicheren Marktvolumina.

Gleichzeitig erfüllen saisonale Wasserstoffspeicher eine gesamtwirtschaftliche und sicherheitspolitische Funktion. Sie dienen nicht primär der Maximierung betriebswirtschaftlicher Gewinne, sondern der Absicherung systemischer Risiken (Importausfälle, saisonale Unterdeckung, Preisextreme). Der Nutzen eines Speichers materialisiert sich gerade im Ausnahmefall – also in Situationen, in denen Marktmechanismen allein nicht hinreichend stabilisierend wirken.

Unter diesen Rahmenbedingungen entsteht ein klassisches Koordinations- und Anreizproblem:

Ein einzelnes Unternehmen wird erhebliche Investitionen nur dann tätigen, wenn die künftige Auslastung, regulatorische Behandlung und Vergütung hinreichend sicher erscheinen. Gleichzeitig kann eine strategische Reserve aus gesamtwirtschaftlicher Sicht notwendig sein, auch wenn sie betriebswirtschaftlich nur geringe Renditen generiert.

Hinzu kommt noch die weitere Feststellung des Ministeriums: *„Aufgrund der großen Unsicherheiten am Wasserstoffmarkt dürften endgültige Entscheidungen dazu erst in Zukunft erfolgen.“* Diese Einschätzung beschreibt zutreffend die gegenwärtige Marktlage, hat jedoch unmittelbare investitionsökonomische Konsequenzen. Hohe Unsicherheit bezüglich Marktvolumen, Preisniveau, regulatorischer Ausgestaltung und langfristiger Nachfrageentwicklung erhöht die Risikoaufschläge und verschiebt Investitionsentscheidungen rationalerweise in die Zukunft. Bei kapitalintensiven Infrastrukturprojekten mit langen Amortisationszeiträumen führt eine solche Erwartungslage typischerweise zu einer Abwartehaltung der Marktakteure.

In der Folge kann ein selbstverstärkender Effekt entstehen: Solange keine verlässlichen Rahmenbedingungen oder Absicherungsmechanismen bestehen, unterbleiben Investitionen; ohne Investitionen wiederum bleiben Marktvolumen und Preisstrukturen unscharf. Die Unsicherheit wird dadurch nicht reduziert, sondern konserviert. Für strategische Speicherinfrastruktur bedeutet dies, dass ein rein marktgetriebener Hochlauf unter Bedingungen struktureller Unsicherheit ökonomisch wenig wahrscheinlich ist.

Ohne geeignete staatliche Rahmensetzung – etwa durch Kapazitätsmechanismen, Investitionszuschüsse, Mindestfüllstandsregeln mit Vergütungskomponente, strategische Speicherprogramme oder öffentlich-rechtliche Trägerschaft – ist nicht davon auszugehen, dass der erforderliche Ausbaupfad allein durch Marktkräfte initiiert wird.

Dies gilt insbesondere dann, wenn – wie in dieser Studie angenommen – nicht nur 80 TWh saisonale Glättung für die Stromerzeugung, sondern 200 TWh und mehr zur Absicherung eines im portdominierten Wasserstoffsystems erforderlich sein könnten. Die Dimension der Investitionen würde in diesem Fall einen zweistelligen bis möglicherweise dreistelligen Milliardenbetrag erreichen. Die Existenz eines großen geologischen Potenzials ersetzt folglich keine institutionelle

Steuerung. Zwischen geologischer Möglichkeit und realisierter Speicherkapazität liegt nicht nur eine technische, sondern vor allem eine politökonomische Hürde.

Den derzeitigen Sachstand „Wasserstoffspeicher in Deutschland“ zeigt Tabelle 4 (INES (2026)).

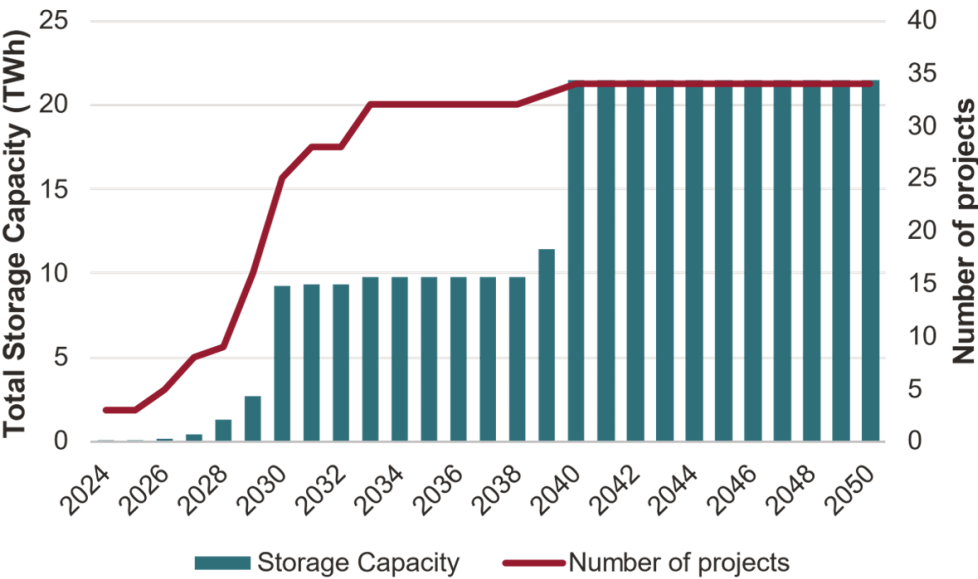
Tabelle 4: Wasserstoffspeicher in Deutschland. Quelle: INES (2026)

Speichersname	Bundesland	Betreiber	Speichertyp	Kommentar
Energiepark Bad Lauchstädt	Sachsen-Anhalt	VNG Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Epe (GET H2)	Nordrhein-Westfalen	RWE Gas Storage West GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
H2Cast Etzel	Niedersachsen	STORAG Etzel GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Harsefeld (SaltHy)	Niedersachsen	Storengy Deutschland GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Huntorf (Clean Hydrogen Coastline)	Niedersachsen	EWE GASSPEICHER GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Jemgum (SEFEH2)	Niedersachsen	SEFE Storage GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Krummhörn (H2)	Niedersachsen	Uniper Energy Storage GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Rüdersdorf (HyCAVmobil)	Brandenburg	EWE GASSPEICHER GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Schechen (HyUsPre / BIO-UGS)	Bayern	NAFTA Speicher GmbH & Co. KG	Porenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Hemmingstedt (Westküste 100)	Schleswig-Holstein	Projektkonsortium Westküste 100	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Bad Lauchstädt (Green Octopus Mitteldeutschland)	Sachsen-Anhalt	VNG Gasspeicher GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Kirchheilingen (TH2Eco)	Thüringen	Projektkonsortium TH2Eco	Porenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Ottobrunn (HyStorIES)	Bayern	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH	Porenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
Bierwang (HyStorage)	Bayern	Uniper Energy Storage GmbH	Porenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
RWE H2 Storage Staßfurt	Sachsen-Anhalt	RWE Gas Storage West GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
UHS Peckensen	Sachsen-Anhalt	Storengy Deutschland GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
UHS Bremen-Lesum	Bremen	Storengy Deutschland GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.
RWE H2 Storage Xanten	Nordrhein-Westfalen	RWE Gas Storage West GmbH	Kavernenspeicher	Finale Investitionsentscheidung noch nicht getroffen.

Datenquelle: <https://energien-speichern.de/erdgasspeicher/gasspeicher-fuellstaende/>

Die Übersicht stammt von der INITIATIVE ENERGIEN SPEICHERN INES. Eine Schnellrecherche bei „Hydrogen Infrastructure Map“²³ ergibt, dass die in der Tabelle aufgeführten Speicher insgesamt in der Größenordnung $\approx 1\text{ TWh}$ liegen dürften. Laut INES (2026) seien finale Investitionsentscheidungen aber noch nicht getroffen worden.

Eine Einschätzung der europäischen Situation von *Frontier Economics* (2024) zeigt Bild 17.



Source: *Frontier Economics* on the basis of H2 Inframap data as of November 2023.

Bild 17: Prognostizierte Entwicklung der Wasserstoffspeicher-Kapazität (Untergrundspeicher) in Europa bis zum Jahr 2050 aufgrund angekündigter Projekte. Bildquelle: *Frontier Economics* (2024).

Demnach seien europaweit bis zum Jahr 2050 Wasserstoffspeicherkapazitäten von unter 25 TWh geplant. Dieser europaweite Wert ist erheblich von dem für Deutschland geplanten oder im Rahmen dieser Studie ermittelten Wasserstoffspeicherbedarf entfernt. Sowohl die Tabelle als

²³ <https://www.h2inframap.eu/> (abgerufen am 25.02.2026).

auch das Bild unterstreichen die geschilderten gigantischen und gegebenenfalls auch unerfüllbaren Herausforderungen, vor denen Deutschland in Sachen Wasserstoffspeicher steht.

Internationale Importstrategie und Realisierungsrisiken

Mit der im Juli 2024 veröffentlichten Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate verfolgt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz das Ziel, die künftig erwartete Importabhängigkeit Deutschlands strategisch abzusichern (*BMWK (2024)*). Für das Jahr 2045 wird in der Strategie ein Importbedarf von 360 – 500 TWh Wasserstoff pro Jahr angenommen, zuzüglich weiterer rund 200 TWh in Form von Wasserstoffderivaten. Damit wird implizit unterstellt, dass ein erheblicher Teil des deutschen Wasserstoffbedarfs langfristig durch internationale Lieferketten gedeckt werden kann.

Diese Annahme ist energiepolitisch nachvollziehbar, erfordert jedoch eine realistische Betrachtung der physikalischen und infrastrukturellen Voraussetzungen auf Seiten der Erzeugerländer.

Soll perspektivisch eine Importmenge in der Größenordnung von 900 TWh/a Wasserstoffäquivalent pro Jahr bereitgestellt werden, so muss diese zunächst im Ausland erzeugt werden. Bei einem Elektrolysewirkungsgrad von etwa 66 % ergibt sich ein erforderlicher Strombedarf von

$$\frac{900 \text{ TWh/a}}{0.66} \approx 1350 \frac{\text{TWh}}{\text{a}}$$

erneuerbarer Elektrizität allein für die Elektrolyse. Hinzu treten Verluste bei eventueller Umwandlung in Derivate (z.B. Ammoniak), Transportverluste, Rückumwandlungsverluste sowie energetische Aufwendungen für Kompression, Verflüssigung oder Speicherung. Realistisch betrachtet muss das Erzeugerland somit deutlich mehr als 1350 TWh erneuerbare Energie bereitstellen, um netto 900 TWh Wasserstoff nach Deutschland exportieren zu können.

Zum Vergleich: Diese Größenordnung liegt oberhalb dessen, was Deutschland selbst im Rahmen seiner Energiewende als gesamte erneuerbare Stromerzeugung anstrebt. Die Importstrategie impliziert daher nicht lediglich Handelsbeziehungen, sondern eine eigenständige Energiewende in den Erzeugerländern – mit dem zusätzlichen Ziel, signifikante Exportüberschüsse zu generieren.

Die praktische Umsetzung solcher Vorhaben ist bislang jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Dies zeigt exemplarisch das Projekt „Hyphen Hydrogen Energy“ in Namibia.²⁴ Namibia verfügt aus geophysikalischer Sicht über ausgezeichnete Voraussetzungen für die Erzeugung erneuerbarer Energie – insbesondere hohe solare Einstrahlung und günstige Windbedingungen. Das Projektvolumen wird auf über 10 Mrd. USD beziffert; vorgesehen ist eine stufenweise Produktion von grünem Ammoniak ab Ende der 2020er Jahre.

Gleichwohl befindet sich das Projekt weiterhin in einer Vorbereitungs- und Entwicklungsphase (Pre-FID/FEED). Eine endgültige Investitionsentscheidung (Final Investment Decision, FID) ist an den Abschluss bankfähiger Offtake-Verträge gebunden. Solche langfristigen Abnahmevereinbarungen liegen bislang nicht in belastbarer Form vor. Darüber hinaus bestehen politische und

²⁴ Eine ausführliche Beschreibung des Projektes kann über diesen Link abgerufen werden: <https://hyphen-africa.com/namibia/> (abgerufen am 25.02.2026). Weitere authentische Informationen finden man auf der Website der Zeitung „The Namibian“ (<https://www.namibian.com.na/>), auf der man mit Hilfe einer Suche nach „hydrogen“ die entsprechenden Artikel finden kann.

governancebezogene Unsicherheiten, Verzögerungen im Zeitplan sowie ein erhöhtes Finanzierungsrisiko bei ausbleibender vertraglicher Absicherung der Absatzseite.

Die Fallstudie Namibia ist nicht als Einzelfall im Sinne eines Scheiterns zu verstehen, sondern als Indikator für die strukturelle Komplexität großskaliger Wasserstoff-Exportprojekte. Selbst unter günstigen natürlichen Bedingungen entstehen entsprechende Infrastrukturen nicht automatisch. Erforderlich sind gleichzeitig der Aufbau großflächiger erneuerbarer Erzeugungskapazitäten und von Elektrolyseanlagen im dreistelligen Megawatt- oder Gigawattbereich. Zudem Exportterminals oder Pipelineinfrastruktur, gegebenenfalls auch eigene saisonale Zwischenspeicher. Langfristige vertragliche Bindungen auf Abnehmerseite sowie stabile politische Rahmenbedingungen sind schlussendlich die Grundlage zur erfolgreichen Umsetzung des Projektes.

Den derzeitigen Sachstand zur Wasserstoffbeschaffung aus dem Ausland zeigt die Tabelle in Bild 18.

Land	Status (Ampel)	Transportweg	Transportlänge (ca.)	Energieträger	Max. Liefermenge (H2-Äq TWh/a)	Spätestes Lieferjahr
Ägypten	Grün	Schiff	≈ 3.000 km	NH3	0,27	2032
Algerien	Gelb	Pipeline	≈ 2.500 km	H2	55	2030
Australien	Gelb	Schiff	≈ 14.000 km	H2 / NH3		
China	Gelb	Schiff	≈ 18.000 km	Sonstiges		
Italien	Gelb	Pipeline	≈ 3.000 km	H2	55	2030
Kanada	Gelb	Schiff	≈ 6.000 km	H2 / NH3		
Marokko	Gelb	Schiff/Pipeline	≈ 2.000 km	H2	0,33	2030
Namibia	Gelb	Schiff	≈ 8.500 km	NH3		
Nigeria	Gelb	Schiff	≈ 5.000 km	NH3		
Oman	Gelb	Schiff	≈ 5.500 km	H2 / NH3	41,7	2040
Österreich	Gelb	Pipeline	≈ 3.200 km	H2	55	2030
Portugal	Gelb	Pipeline	≈ 2.200 km	H2		2032
Saudi-Arabien	Gelb	Schiff	≈ 4.500 km	H2 / NH3	6,67	2030
Spanien	Gelb	Pipeline	≈ 1.800 km	H2		2032
Tunesien	Gelb	Pipeline	≈ 2.700 km	H2	55	2030
Vereinigte Arabische Emirate	Gelb	Schiff	≈ 4.500 km	H2 / NH3		
Angola	Rot	Schiff	≈ 6.500 km	NH3	0,41	2030
Belgien	Rot	Pipeline	≈ 500 km	H2		
Brasilien	Rot	Schiff	≈ 9.500 km	H2 / NH3		
Chile	Rot	Schiff	≈ 12.000 km	H2 / NH3	2,82	2030
Dänemark	Rot	Pipeline	≈ 700 km	H2		
Griechenland	Rot	Pipeline	≈ 2.800 km	H2	200	2030
Indien	Rot	Schiff	≈ 7.500 km	H2 / NH3	166,7	2030
Kasachstan	Rot	Pipeline	≈ 5.000 km	H2	66,7	2030
Katar	Rot	Schiff	≈ 4.800 km	NH3	7,06	2030
Kenia	Rot	Sonstiges	–	–		
Kolumbien	Rot	Schiff	≈ 8.500 km	H2 / NH3		
Mexiko	Rot	Schiff	≈ 9.000 km	NH3		2028
Niederlande	Rot	Pipeline	≈ 300 km	H2		
Norwegen	Rot	Schiff/Pipeline	≈ 1.200 km	H2 / NH3	50	2030
Serbien	Rot	Pipeline	≈ 1.500 km	H2		
Südafrika	Rot	Schiff	≈ 9.000 km	H2 / NH3		
Türkei	Rot	Schiff/Pipeline	≈ 2.000 km	H2	63,3	2050
Vereinigtes Königreich	Rot	Pipeline	≈ 900 km	H2		
GESAMT mindestens					825,96	
davon						
Lieferung angekündigt					0,27	
Absichtserklärung					268,7	
Projekt/Studie					556,99	

Bild 18: Potenzielle ausländische Wasserstoff-Supplier: angekündigte Lieferungen, Absichtserklärungen und Projekte bzw. Studien. Bild: Löffler²⁵

In der ersten Spalte zeigt die Tabelle die Länder, mit denen Deutschland derzeit in Verhandlungen steht bzw. die zur Darstellung deutschen Wasserstoffbedarfs potenziell geeignet

²⁵ Tabelle zusammengestellt von ChatGPT-5.2 aufgrund der Angaben in <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/themen/erneuerbare-Energien/H2-Importkarte.php>. Aufbereitung der Tabelle durch den Autor.

erscheinen. In der zweiten Spalte ist der Status farblich dargestellt: Grün bezeichnet eine reale Liefervereinbarung, Gelb unverbindliche Absichtserklärungen und Rot Studien. In der dritten Spalte sind die Transportwege und in der vierten Spalte deren Längen aufgeführt. Die maximal vereinbarten oder avisierten Liefermengen gehen aus Spalte Fünf und die ultimative Lieferfrist aus Spalte Sechs hervor. Soweit die maximalen Liefermengen bekannt sind, addieren sich diese auf mindestens 825.5 TWh/a , was bei Umsetzung durchaus in die für Deutschland erforderliche Wasserstoffimport-Größenordnung käme. Hiervon sind bereits 0.3 TWh/a unter Vertrag genommen (Ägypten), für mindestens 269 TWh/a gibt es unverbindliche Absichtserklärungen und mindestens 557 TWh/a stehen im Rahmen von Studien im Raum.

Die Importstrategie des BMWK adressiert die oben genannten Aspekte auf konzeptioneller Ebene, ersetzt jedoch nicht die realwirtschaftlichen Investitionsentscheidungen der beteiligten Akteure. Die Tatsache, dass selbst prominente Projekte mit erheblicher politischer Unterstützung und internationaler Aufmerksamkeit bislang keine finale Investitionsentscheidung erreicht haben, verdeutlicht die Diskrepanz zwischen strategischem Zielbild und tatsächlicher Umsetzungsgeschwindigkeit.

Die *Langfristszenarien (2022)* gehen davon aus, dass Deutschland im Jahr 2045 über Wasserstoffimporte indirekt rund 250 TWh Strom aus Europa bezieht. Damit wird ein erheblicher Teil der inländischen Energieversorgung faktisch in das europäische Stromsystem verlagert – allerdings nicht über Leitungen, sondern über Moleküle.

Ein solcher Importpfad ersetzt jedoch keine Speicher. Wird Wasserstoff im Ausland elektrolytisch erzeugt und nach Deutschland geliefert, so stellt sich die systemische Frage, wo der saisonale Ausgleich erfolgt. Drei Möglichkeiten existieren: Entweder Deutschland hält selbst ausreichend Speicher vor, oder der Ausgleich wird in anderen europäischen Ländern realisiert, oder die Importe folgen selbst einem saisonalen Muster.

Letzteres wäre ökonomisch und infrastrukturell die unwahrscheinlichste Variante. Elektrolyseure, Transportleitungen und Importterminals sind auf möglichst gleichmäßige Auslastung ausgelegt; auch erneuerbare Erzeugung im europäischen Verbund unterliegt saisonalen Mustern. Konstante oder nur gering saisonal modulierte Importströme stellen daher die betriebswirtschaftlich plausible Annahme dar – sie sind zugleich jedoch eine optimistische Systemannahme.

Die in den *Langfristszenarien (2022)* erwähnte Aussage, dass „signifikante Wasserstoffmengen durch Speicher laufen“, bestätigt implizit, dass das System ohne substanzielle Speichereinfrastuktur nicht funktionsfähig ist. Ein stark importabhängiges Wasserstoffsystem ohne entsprechend dimensionierte nationale Speicher verschiebt das saisonale Risiko lediglich nach Europa – es eliminiert es nicht.

Die Speicherfrage bleibt damit eine physikalische Notwendigkeit und keine modelltechnische Gestaltungsoption.

Für die vorliegende Speicheranalyse ist diese Beobachtung von zentraler Bedeutung. Ein stark importabhängiges Wasserstoffsystem setzt voraus, dass die internationale Erzeugungs- und Transportinfrastruktur rechtzeitig und im erforderlichen Umfang realisiert wird. Verzögerungen, Projektabbrüche oder geringere Ausbaugeschwindigkeiten im Ausland führen unmittelbar zu erhöhten Systemrisiken im Inland.

Vor diesem Hintergrund gewinnt die Frage der inländischen Wasserstoffspeicherung zusätzliche strategische Relevanz. Speicher fungieren nicht nur als saisonale Puffer, sondern auch als Absicherung gegenüber externen Lieferunsicherheiten. Je größer die Importabhängigkeit, desto höher ist der systemische Wert nationaler Speicherreserven.

Die Importstrategie ersetzt keine eigenständigen Speicherstrategie. Vielmehr verstärkt eine hohe Importquote die Bedeutung ausreichend dimensionierter inländischer Speicherkapazitäten, da sie die Exponiertheit gegenüber geopolitischen und projektbezogenen Risiken erhöht.

Abschlussbetrachtung

Die Ergebnisse dieser Studie legen nahe, dass die derzeitige politische Diskussion die eigentliche Dimension der Wasserstofffrage systematisch unterschätzt. Die im Weißbuch genannten 76 – 80 TWh saisonale Speicher beziehen sich im Wesentlichen auf den Stromsektor. Demgegenüber stehen Bedarfsprojektionen, die sich in der Größenordnung des heutigen Erdgasverbrauchs bewegen. Sollte Deutschland im Jahr 2045 tatsächlich mehrere hundert Terawattstunden Wasserstoff pro Jahr benötigen, wird das System strukturell importabhängig sein.

Damit verlagert sich die energiepolitische Kernfrage ins Geopolitische.

Wer 900 TWh Wasserstoff pro Jahr importieren will, verlangt vom Ausland zunächst die Erzeugung von mindestens 1.350 TWh erneuerbarem Strom – allein für die Elektrolyse, bei einem Wirkungsgrad von 66 %. Rechnet man Umwandlungs-, Speicher- und Transportverluste hinzu, steigt der erforderliche Primärstrombedarf nochmals erheblich. Das bedeutet: Das Erzeugerland müsste eine erneuerbare Stromproduktion aufbauen, die deutlich oberhalb dessen liegt, was Deutschland mit ca. 1000 TWh/a selbst im Rahmen seiner Energiewende anstrebt.

Dies impliziert Investitionen in:

- gigantische Wind- und Solarparks,
- Elektrolysekapazitäten im dreistelligen Gigawattbereich,
- eigene Speicherinfrastruktur,
- Hafen-, Pipeline- oder Verflüssigungssysteme,
- langfristige Transport- und Lieferketten.

Und all dies in der Erwartung, dass Deutschland als Abnehmer dauerhaft priorisiert wird.

Die Vorstellung, dass mehrere Staaten diese Transformation primär zur Versorgung Deutschlands vollziehen, setzt eine energiepolitische Sonderstellung voraus, für die es keinerlei strukturelle Garantie gibt. Wasserstoff wird weltweit als strategischer Energieträger gehandelt. Asien, Nordamerika und andere europäische Staaten treten als konkurrierende Nachfrager auf. Deutschland wäre ein Marktteilnehmer unter vielen – ohne privilegierten Zugriff auf Produktionskapazitäten.

Energieexportierende Staaten investieren nicht aus altruistischen Motiven, sondern auf Basis nationaler Interessen. Sie werden ihre eigene Industrieentwicklung, Versorgungssicherheit und Wertschöpfung priorisieren. Wer glaubt, dass andere Länder ihre erneuerbare Energieerzeugung in der Größenordnung von über 1000 TWh/a jährlich primär zur Stabilisierung der deutschen Energiewende ausbauen, unterstellt ein geopolitisches Entgegenkommen, das historisch nicht belegt ist.

Hinzu kommt: In einer Welt zunehmender Rohstoff- und Energieknappheiten steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Exportländer ihre Strategien anpassen, Exportbeschränkungen verhängen oder Preise strategisch einsetzen. Ein importdominiertes Wasserstoffsystem ohne eigene Speicherreserven wäre gegenüber solchen Entwicklungen hochgradig exponiert.

Damit verschärft sich die Speicherfrage fundamental. Speicher sind nicht lediglich technische Puffer für saisonale Schwankungen, sondern strategische Souveränitätsinstrumente. Wer große Importabhängigkeit akzeptiert, ohne gleichzeitig inländische saisonale und strategische

Speicherkapazitäten aufzubauen, begibt sich in eine strukturelle Abhängigkeit von globalen Markt- und Machtkonstellationen.

Zugleich zeigt der historische Ausbau der Erdgas-Kavernen, dass Speicherinfrastruktur nicht kurzfristig geschaffen werden kann. Sie folgt einem langjährigen, sigmoidalen Hochlauf – begrenzt durch Fachkräfte, Investitionszyklen, Genehmigungsprozesse und Kapitalbindung. Ein beschleunigter Ausbau erfordert eine massive politische Steuerung und institutionelle Absicherung. Ohne klare Rahmenbedingungen werden private Investoren unter Bedingungen hoher Unsicherheit nicht in strategische Reservekapazitäten investieren.

Die Konsequenz ist eindeutig:

Ein großskaliges, importdominiertes Wasserstoffsystem ohne korrespondierende nationale Speicherinfrastruktur ist kein tragfähiges Energiesystem, sondern ein geopolitisches Risiko. Wer die Speicherfrage als marktwirtschaftliches Detailproblem behandelt, unterschätzt ihre strategische Bedeutung.

Die Entscheidung über die Dimension der Wasserstoffspeicher ist daher nicht nur eine technische oder ökonomische Frage, sondern eine Frage energiepolitischer Souveränität. Sie bestimmt, ob Deutschland im Jahr 2045 über ein robustes Energiesystem verfügt – oder über eines, das im Krisenfall von externen Akteuren abhängig ist.

Wer im Jahr 2045 mehrere hundert Terawattstunden Wasserstoff importieren will, ohne zugleich eine entsprechend dimensionierte nationale Speicherinfrastruktur aufzubauen, setzt nicht auf Marktmechanismen – sondern auf geopolitisches Wohlwollen.

Quellenverzeichnis

BMWK (2023): „Grünpapier Wasserstoffspeicher“, BMWK, 25.09.2023, https://www.lvi.de/app/uploads/2023/11/2023_10_BMWK_Gruenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf (abgerufen am 17.02.2026).

BMWK (2024): „Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Juli 2024, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf> (abgerufen am 18.02.2026).

BMWK (2025): „Weißbuch Wasserstoffspeicher“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, April 2025, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am 18.02.2026).

Bontrup und Löffler (2026): Heinz-J. Bontrup, Markus J. Löffler: „Wasserstoffspeicher sind Privatsache, so das Bundeswirtschaftsministerium“, Nachdenkseiten, 18.02.2026, <https://www.nachdenkseiten.de/?p=146443> (abgerufen am 18.02.2026).

Bundesnetzagentur (2025): „Netzentwicklung Stromübertragungsnetz. Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045“, April 2025, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/Genehmigung%20Szenariorahmen%202025_0.pdf (abgerufen am 18.02.2026).

Bundesnetzagentur (2026): „Gasversorgung > Aktuelle Lage Gasversorgung“, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_svg/Gasspeicher_Fuellstand/Speicherfuellstand.html?nn=652300 (abgerufen am 12.02.2026).

DBI (2022): Bültemeier, H., Keßler, B., Hüttenrauch, J., Sperlich, J., Kühn, M., et al.: „Wasserstoff speichern – so viel ist sicher: Transformationspfade für Gasspeicher“. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Juni 2022, https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2022/06/20220617_DBI-Studie_Wasserstoff-speichern-soviel-ist-sicher.pdf (abgerufen am 24.02.2026).

EEK (2022): "Untertage-Gasspeicherung in Deutschland", EEK 138 Jg . Ausgabe 11 (2022), S . 25 - 33, 0179 - 3187/22/11 DOI 10.19225/221101, file:///C:/Users/LFFLER~1/AppData/Local/Temp/MicrosoftEdgeDownloads/026b66c3-d450-47f1-b0d7-c67c0eef2ea0/UGS_2022_01_01.pdf (abgerufen am 23.02.2026).

EPRG (2019): Ilegor Riepin, Felix Müsgens: "Seasonal flexibility in the European Natural Gas Market", August 2019, EPRG University of Cambridge, <https://www.jbs.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2023/12/eprg-wp1931.pdf> (abgerufen am 24.02.2026).

Frontier Economics (2024): "Why European Underground Hydrogen Storage Needs should be fulfilled. Final report". Frontier Economics/Artelys, 09.04.2024, RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf (abgerufen am 25.02.2026).

INES (2026): „Gasspeicher-Füllstände“, <https://energien-speichern.de/erdgasspeicher/gasspeicher-fuellstaende/> (abgerufen am 18.02.2026).

Langfristszenarien (2022): Frank Sensfuß: „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Treibhausgasneutrale Szenarien T45“, Überblickswebinar

15.11.2022, https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf (abgerufen am 16.02.2026).

Löffler (2024): Markus J. Löffler: „Energiewende und Versorgungssicherheit 2045. Dunkelflauten erfordern Handeln!“, Westfälisches Energieinstitut, 14.08.2024, https://www.w-hs.de/fileadmin/Oeffentlich/WH-Institute/Westfaelisches-Energieinstitut/Veroeffentlichungen/Energiewende_und_Versorgungssicherheit.pdf (abgerufen am 23.02.2026).

Nationaler Wasserstoffrat (2024): „Informations- und Grundlagenpapier. Update 2024: Treibhausgaseinsparungen und der damit verbundene Wasserstoffbedarf in Deutschland“, 03.05.2024, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-05-03_NWR-Grundlagenpapier_Update_2024_Wasserstoffbedarfe.pdf (abgerufen am 18.02.2026).

Anhang 1: Autokorrelation des Nettoimports

Die Schätzung des zur Gasversorgungssicherheit²⁶ erforderlichen Reservespeichers erfordert eine Charakterisierung des Gas-Importflusses, hier des Nettoimports bzw. Nettoaufkommens.

Bild A.1 stellt das zu untersuchenden Gasnettoaufkommen gemäß Bild 1 zusammen mit einigen Eckwerten dar.

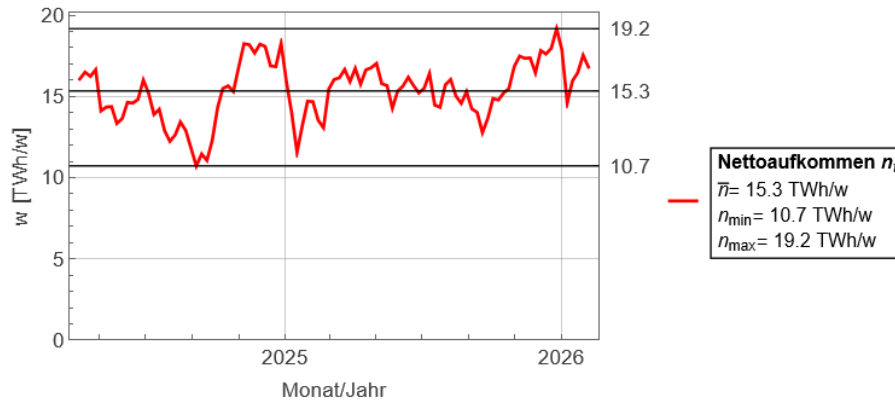


Bild A.1: Gasnettoaufkommen. Bild: Löffler nach Daten von Bundesnetzagentur (2026).

Der Mittelwert liegt bei 15.3 TWh/w, der Minimalwert bei 10.7 TWh/w und der Maximalwert bei 19.2 TWh/w. Auffällig ist, dass der Verlauf keine abrupten Sprünge, sondern nur leicht ausgeprägte saisonale Schwingungen aufweist. Änderungen erfolgen graduell. Die Versorgung wirkt träge und kontinuierlich.

Lässt sich die Zeitkonstante τ dieser Trägheit aus dem Verlauf bestimmen, können hieraus Schlussfolgerungen für erforderliche Reservespeicherkapazitäten gezogen werden. Dabei wird angenommen, dass die Versorgung aus welchen Gründen auch immer sprungartig ausfällt und danach bestenfalls gemäß dieser marktbestimmenden Zeitkonstante wieder nach oben gefahren werden kann. Während dieser Ausfall- und Anlaufzeit wird die Gasversorgung ganz oder teilweise vom Reservespeicher übernommen.

Zur quantitativen Erfassung der beobachteten Trägheit wird zunächst der Zusammenhang zwischen dem Nettoaufkommen w_t und den um k Wochen später auftretenden, also den zeitlich verzögerten Werten w_{t+k} untersucht.

Bild A.2 zeigt Streudiagramme der Form (w_t, w_{t+k}) für verschiedene Verzögerungen, Latenzen bzw. Lags $k = 0, 1, \dots, 8$ Wochen, jeweils ergänzt um eine lineare Regressionsgerade

$$w_{t+k} = a_k w_t + b_k$$

Für $k = 0$, also für die Korrelation der Zeitreihe mit sich selbst, ergibt sich trivialerweise eine perfekte Korrelation mit dem Bestimmtheitsmaß bzw. der Varianz $R^2 = 1$. Für $k = 1$ beträgt die Steigung etwa $a_1 \approx 0.83$ bei einem Bestimmtheitsmaß von $R^2 \approx 0.68$. Das bedeutet, dass sich rund 68% der Streuung der Importmenge in Woche $t + 1$ allein durch die Importmenge der Vorwoche erklären lässt.

²⁶ Dies betrifft sowohl importiertes Erdgas und importierten Wasserstoff, lässt sich aber auch auf andere Energieträgermedien wie z.B. Erdöl oder Kohle übertragen.

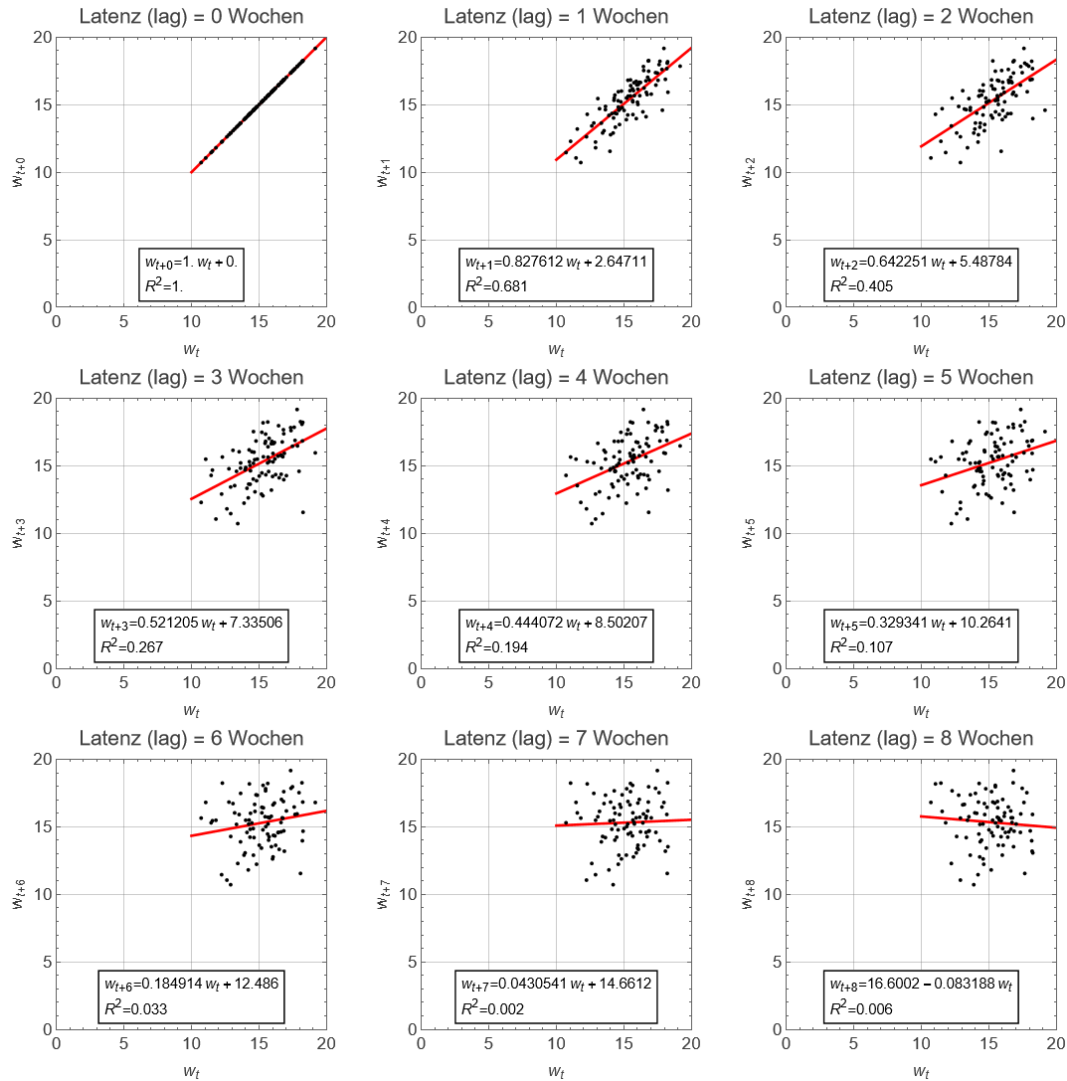


Bild A.2: Streudiagramme. Diese zeigen den Zusammenhang zwischen den Werten der Original-Zeitreihe w_t und den Werten der um die Latenz oder den Lag verschobenen Zeitreihe w_{t+k} .

Mit wachsender Verzögerung nimmt dieser Zusammenhang kontinuierlich ab:

- $k = 2: R^2 \approx 0.41$
- $k = 3: R^2 \approx 0.27$
- $k = 4: R^2 \approx 0.19$
- $k > 6$: Zusammenhang praktisch verschwunden

Graphisch wird dies sichtbar durch die zunehmende Streuung der Punktwolke und das Abflachen der Regressionsgeraden.

Die lineare Korrelation liefert bereits einen Hinweis auf eine gewisse Dauerhaftigkeit oder Beharrlichkeit, die sogenannte Persistenz. Formell wird dieser Zusammenhang durch die sogenannte Autokorrelationsfunktion (ACF) beschrieben. Diese ist definiert als

$$\rho_k = \frac{\text{Cov}(w_t, w_{t+k})}{\text{Var}(w_t)}$$

also der auf die Varianz Var der eigentlichen Zeitreihe w_t normierten Kovarianz Cov zwischen der ursprünglichen Zeitreihe mit der um k verschobenen Zeitreihe w_{t+k} . Sie misst also den normierten linearen Zusammenhang zwischen der ursprünglichen Größe und ihrem um k Perioden verzögerten Wert.

Für ein lineares, mit der Rekursivformel

$$w_t = \phi w_{t-1} + \varepsilon_t$$

beschriebenen linearen Modell (autoregressives Modell 1. Ordnung), ε_t steht für ein dem Ideal-fall überlagertes Rauschen, ergibt sich theoretisch

$$\rho_k = \phi^k$$

Die Autokorrelation fällt damit exponentiell ab. Je größer k bzw. je größer der Zeitunterschied zwischen den betrachteten Werten ist, umso geringer wird die Autokorrelation.

Aus den Regressionssteigungen ergibt sich für Lag $k = 1$ näherungsweise

$$\phi \approx 0.83$$

Damit folgt für die Autokorrelation

$$\rho_k \approx 0.83^k$$

Dies erklärt das beobachtete sukzessive Abklingen des Zusammenhangs über mehrere Wochen. Ingenieurstechnisch entspricht dies einem diskreten linearen System erster Ordnung mit dominanter Zeitkonstante. Die exakte Beziehung zwischen ϕ und der Zeitkonstanten τ lautet:

$$\tau = -\frac{1}{\ln(\phi)}$$

Für $\phi \approx 0.83$ ergibt sich $\tau \approx 5$ *Wochen*. Das bedeutet, dass eine Störung des Systems (z.B. sprunghafter Lieferausfall) mit einer charakteristischen Zeit im Bereich von etwa fünf Wochen abklingt. Nach etwa $3\tau \approx 15$ *Wochen* ist ihr Einfluss weitgehend verschwunden.

Das hier zugrunde gelegte Nettoaufkommen verhält sich damit wie ein stark gedämpftes Erstordnungssystem ohne ausgeprägte Eigenoszillation mit einer Anpassungszeit im Bereich mehrerer Wochen. Änderungen erfolgen graduell, nicht sprunghaft. Die Persistenz bis etwa Lag 4 bedeutet praktisch, dass sich der Importfluss seinen Zustand über mehrere Wochen „merkt“. Ab etwa sechs bis acht Wochen besteht kaum noch ein statistischer Zusammenhang.

Unter der Annahme, dass ein exogener Schock die Versorgung abrupt reduziert und der Wiederanstieg nur mit der systemtypischen Zeitkonstante erfolgen kann, ergibt sich, dass die erforderliche Reservespeichermenge proportional zum Integrationsbereich bzw. der Fläche unter der Wiederanlaufkurve ist. Bei exponentiellem Wiederanstieg

$$w(t) = w_0(1 - e^{-t/\tau})$$

Ist die fehlende Energiemenge im Zeitraum T :

$$E_{\text{Speicher}} = \int_0^T (w_{\text{Soll}} - w(t)) dt$$

Damit wird die Zeitkonstante τ zu einer direkt sicherheitsrelevanten Systemgröße.

Anhang 2: Import mit Schock, Erholung und folgender Speichernachladung

Erfährt der Gas- bzw. Wasserstoffimport einen Schock bzw. einen Zusammenbruch, muss dieser nicht nur gemäß seiner Zeitkonstanten τ „nachgeregelt“ werden und die Versorgung vorübergehend durch den Reservespeicher aufrechterhalten werden. Da der Reservespeicher am Ende seiner Tätigkeit auch wieder nachgeladen werden muss, hat dies eine unmittelbare Auswirkung auf die Importmengen. Diese müssen nämlich vorübergehend erhöht werden. Nachfolgend wird der entsprechende Formelsatz zur Simulation des gesamten Vorgangs angegeben.

Ungestörter Import (Baseline)

Im ungestörten Ablauf ist die Zeitreihe des Imports definiert mit $w_t; t = \{0, 1, 2, \dots\}$. Als Einheit wird 1 TWh/Woche bzw. 1 TWh/w verwendet.

Import-Schock und -Wiederanlauf

Der Schock geschehe zum Zeitpunkt t_0 . Der Totalausfall des Imports dauere einen Zeitraum δ und die typische Zeitkonstante, mit der der Import auf Ereignisse reagiert, sei τ . Dann lässt sich ein „Recovery-Faktor“ oder „Wiedererholungsfaktor“

$$f_t = \begin{cases} 1 & t < t_0 \\ 0 & t_0 \leq t < t_0 + \delta \\ 1 - \exp\left(-\frac{t - (t_0 + \delta)}{\tau}\right) & t \geq t_0 + \delta \end{cases}$$

mit $0 \leq f_t \leq 1$ definieren, mit dessen Hilfe sich der gestörte Import ohne Überspringen, also zunächst noch ohne Nachladen des Reservespeichers berechnen lässt aus

$$w_t^{(0)} = f_t w_t$$

Speicherbilanz bei Importdefizit und -überschuss

Sei S_t der Speicherfüllstand in TWh bei einer maximalen Speicherkapazität S_{max} in TWh. Die „Soll-Versorgung“ sei w_t , also die „Baseline“. Der tatsächliche, gestörte Import sei $w_t^{(aktuell)}$. Der Speicher muss das dann auftretende Defizit liefern gemäß

$$d_t = \max\left(0, w_t - w_t^{(aktuell)}\right)$$

Umgekehrt wäre der Speicher nach dem Importdefizit zu seiner Wiederbefüllung mit einem abzurufenden Importüberschuss

$$c_t = \max\left(0, w_t^{(aktuell)} - w_t\right)$$

nachzufüllen.

Sollen noch Wirkungsgrade $\eta_{nachladen}$ bzw. $\eta_{entladen}$ berücksichtigt werden, lässt sich dies mit einer Rekursionsformel berücksichtigen:

$$S_{t+1} = \max\left(0, \min\left(S_{max}, S_t + \eta_{nachladen} c_t + \frac{1}{\eta_{entladen}} d_t\right)\right)$$

Damit ist die Speicherentladung und -beladung eindeutig definiert, sobald $w_t^{(aktuell)}$ gegeben ist.

Nachladen des Speichers nach dem Importschock erfordert ein „Überschwingen“ des Imports

Der Anfangszustand ist ein voller Speicher $S_{t_0} = S_{max} = S_0$. Der Endzustand ist ebenfalls ein voller Speicher: $S_T = S_{max}$ für ein geeignetes T . Dazu muss nach dem Ausfall eine Zusatzmenge an Energie in den Speicher „zurückfließen“.

Wenn während der Schockphase die Vollversorgung w_t aufrechterhalten werden soll, wenn der Speicher also liefert, ist die kumulative Entnahme

$$E_{fehl} = \sum_{t=t_0}^{T-1} d_t$$

Im Spezialfall „ohne Überschwingen“ bzw. ohne Nachlieferung und „der Speicher kann alles liefern“ gilt näherungsweise

$$E_{fehl} \approx \sum_{t=t_0}^{\infty} (w_t - w_t^{(0)}) = \sum_{t=t_0}^{\infty} (1 - f_t) w_t$$

Das ist die Fläche zwischen der „Baseline“ und dem gestörten Import.

Überschwingen-Modell: Zusatzimport proportional zur Speicherlücke

Mit der Zusatzimport-Komponente $u_t \geq 0$, die nach $t \geq t_0 + \delta$ zugeschaltet wird und den Speicher wieder füllt ergibt sich

$$w_t^{(aktuell)} = w_t^{(0)} + u_t$$

Sei die Laderegeln definiert als eine lineare Rückkopplung auf die Speicherlücke:

$$u_t = k (S_{max} - S_t)$$

Für $t \geq t_0 + \delta$ und mit der Verstärkung $k > 0$ in 1/Woche. Dann werden automatisch folgende Bedingungen erfüllt:

- Solange $S_t < S_{max}$ ist, gilt $u_t > 0$. Das heißt, der Import schwingt über die „Baseline“, weil $w_t^{(aktuell)} > w_t$ möglich wird.
- Sobald $S_t \rightarrow S_{max}$ geht, geht $u_t \rightarrow 0$. Es kommt also zu keinem Überschwingen mehr, das Nachladen ist beendet.

Damit wird die Wiederbefüllung rechnerisch über die Speicherbilanz geschlossen. Unter realitätsnaher Berücksichtigung einer Ladeleistungsgrenze u_{max} erhält man noch

$$u_t = \min(u_{max}, k (S_{max} - S_t))$$

Bedingung „Speicher wieder voll“ als Energiegleichgewicht

Wenn $\eta_{nachladen} = \eta_{entladen} = 1$ und der Speicher außer bei 0 und S_{max} nie an seine Grenzen stößt, ergibt sich die Endbedingung zu

$$S_t = S_{max} \Leftrightarrow \sum_{t=t_0}^{T-1} c_t = \sum_{t=t_0}^{T-1} d_t$$

Dann wird „Kumulierte Ladung“ = „Kumulierte Entladung“. Sind die Wirkungsgrade hingegen < 1 , gilt:

$$S_t = S_{max} \Leftrightarrow \eta_{nachladen} \sum_{t=t_0}^{T-1} c_t = \frac{1}{\eta_{entladen}} \sum_{t=t_0}^{T-1} d_t$$

Wiederbefüllungszeit

Der Speicher ist wieder voll beim ersten Zeitpunkt, bei dem gilt:

$$S_T = S_{max}$$

Resultierende Berechnungsvorschrift

Folgende Zeitreihen sind zu berechnen:

- Faktor f_t zur Charakterisierung des Importschocks und des exponentiellen Wiederanlaufs.
- Import ohne Überschwingen: $w_t^{(0)} = f_t w_t$
- Überschwingen-Zusatz u_t so, dass der Speicher wieder voll wird; die Rückkopplung auf die Speicherlücke ist zu berücksichtigen.
- Tatsächlicher Import $w_t^{(aktuell)} = w_t^{(0)} + u_t$
- Defizit $d_t = \max(0, w_t - w_t^{(aktuell)})$
- Ladung $c_t = \max(0, w_t^{(aktuell)} - w_t)$
- Speicherfüllstand s_t über die Bilanz.

Anhang 3: Zur Berechnung des Speicherfüllstands

Die Änderung des Speicherfüllstandes ist die Summe der dem Speicher pro Zeiteinheit zugeführten bzw. abgeführten Energie $s(\tau)$:

$$\Delta S(t) = \int_0^t s(\tau) d\tau$$

Wegen

$$s(\tau) = (\bar{v} - v_{\min}) \left(1 - \frac{3\pi}{4} \left(\sin \left(\pi \frac{\tau - \theta}{T} \right)^2 \right)^{3/2} \right)$$

wird

$$\Delta S(t) = \int_0^t (\bar{v} - v_{\min}) \left(1 - \frac{3\pi}{4} \left(\sin \left(\pi \frac{\tau - \theta}{T} \right)^2 \right)^{3/2} \right) d\tau$$

Eine Überprüfung der Lösungen im Nachhinein zeigt, dass es sinnvoll ist, die Integration zunächst von $0 \leq t \leq \theta$ und dann von $\theta \leq t \leq T$ wie folgt durchzuführen:

$$\Delta S(t) = (\bar{v} - v_{\min}) \left(t - \frac{3\pi}{4} \begin{cases} - \int_0^t \sin \left(\pi \frac{\tau - \theta}{T} \right)^3 d\tau & 0 \leq t \leq \theta \\ \int_0^t \sin \left(\pi \frac{\tau - \theta}{T} \right)^3 d\tau & \theta < t \leq T \end{cases} \right)$$

Mit Definition der Hilfsfunktion

$$\sigma[\tau] = 9 \cos \left(\pi \frac{\tau}{T} \right) - \cos \left(3 \pi \frac{\tau}{T} \right)$$

ergibt sich

$$\Delta S(t) = (\bar{v} - v_{\min}) \left(t - \frac{T}{16} ((8 - \sigma[\theta]) - (8 - \sigma[t - \theta]) \text{sign}[t - \theta]) \right)$$

Die Funktion beschreibt die Änderung des Füllstandes des Speichers. Sie kann sowohl negative als auch positive Werte annehmen. Den Speicherfüllstand, der stets größer gleich null sein muss, berechnet man aus der Differenz der Füllstandsänderung abzüglich deren Minimums:

$$S(t) = \Delta S(t) - \Delta S(t_{\min})$$

Zur Ermittlung des Minimums ist die Kenntnis der Zeit $t_{\min}$ erforderlich. Diese lässt sich direkt aus $s(t)$ ermitteln:

$$\frac{d}{dt} S(t) = 0 = s(t)$$

Es folgt:

$$0 = (\bar{v} - v_{\min}) \left(1 - \frac{3\pi}{4} \left(\sin \left(\pi \frac{\tau - \theta}{T} \right)^2 \right)^{3/2} \right)$$

Hieraus ergeben sich zwei Lösungen für das Minimum und das Maximum von $S(t)$:

$$\pm \left(\frac{4}{3\pi}\right)^{1/3} = \sin\left(\pi \frac{\tau - \theta}{T}\right)$$

beziehungsweise

$$t_{\min/\max} = \theta \pm \gamma T; \gamma = \frac{\arcsin\left(\left(\frac{4}{3\pi}\right)^{1/3}\right)}{\pi} = 0.270669865 \dots$$

$\Delta S(t_{\min})$ lässt sich nach einsetzen von $t_{\min}$ bestimmen mit

$$\Delta S(t_{\min}) = (\bar{v} - v_{\min}) T \left(\frac{t_{\min}}{T} - \left(1 - \frac{1}{8} \frac{\sigma(\theta) + \sigma(\theta - t_{\min})}{2} \right) \right)$$

Was schlussendlich zu der Lösung für den Speicherfüllstand $S(t)$

$$S(t) = (\bar{v} - v_{\min}) T \left(1 + \frac{t - t_{\min}}{T} - \frac{(\sigma(\theta - t_{\min}) + 8) + (\sigma[t - \theta] - 8) \operatorname{sign}(t - \theta)}{16} \right)$$

führt.

Eine Anwendung der in den Hauptkapiteln verwendeten Werte

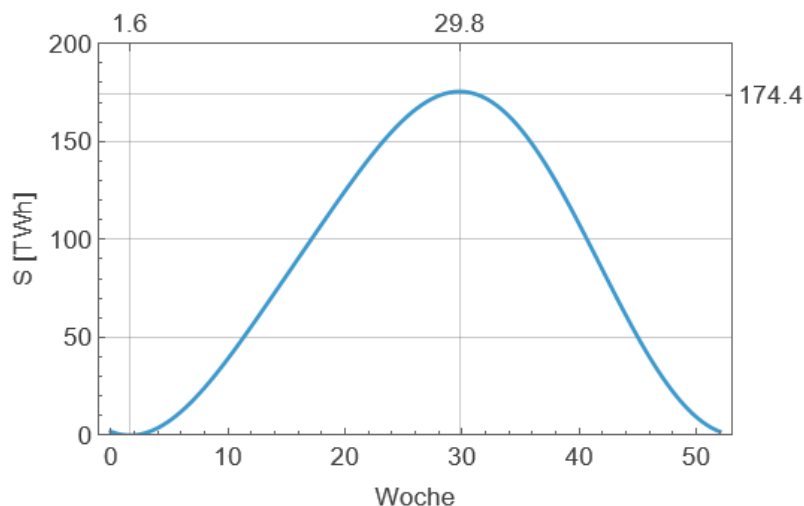
$$\theta = 15.72 \text{ Wochen}$$

$$T = 52 \text{ Wochen}$$

$$\bar{v} = 16.63 \text{ TWh/w}$$

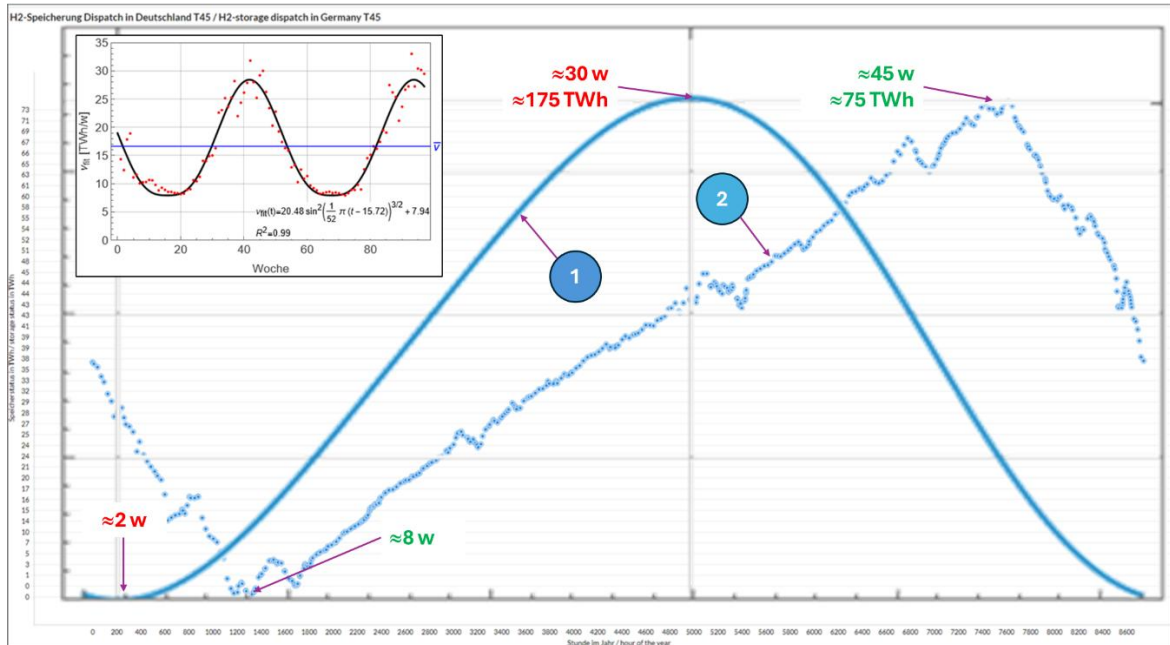
$$v_{\min} = 7.94 \text{ TWh/w}$$

auf die Formel führt zu folgendem Plot:



Anhang 4: Vergleichende Betrachtung

Der im Grünpapier „Wasserstoffspeicher“ des BMWK (2023) postulierte Verlauf der Wasserstoffspeicherung ist in nachfolgendem Bild zusammen mit dem in dieser Studie ermittelten Füllstandsverlauf dargestellt.²⁷



Beide Verläufe wurden aus Simulationen gewonnen. Zusätzlich ist der saisonal dominierte Gasverbrauch gemäß Bild 4 oder Bild 10 dargestellt, Teilbild links oben.

Beide Verläufe weisen unterschiedliche Amplituden von 175 TWh (Verlauf 1, eigene Berechnung) bzw. von 75 TWh (Verlauf 2, BMWK-Berechnung) auf. Der Unterschied beträgt einen Faktor 2.3. Zudem unterscheiden sich die Verläufe qualitativ erheblich. Der Grund hierfür liegen in den unterschiedlichen Ansätzen oder Voraussetzungen bei der jeweiligen Modellierung.

Bei der eigenen Modellierung gemäß Verlauf (1) wird die Gesamtlage bei der Versorgung des saisonalen Energiebedarfs betrachtet. Hier wird von einer kontrollierten, zeitlich mehr oder minder konstanten Wasserstoffversorgung $\bar{v}$ und einem saisonal massiv variierenden Wasserstoffbedarf v ausgegangen, siehe Teilbild links oben. Eine solche Situation besteht auch bei der heutigen Erdgas-Nettoimportleistung, vergleiche Erläuterungen zu Bild 1. Dabei wird angenommen, dass die wesentliche Charakteristik dieses Bedarfsverlaufs wie er in den Jahren 2024 bis 2025 bestand auch im Jahr 2045 bestehen bleibt. Zur Überwindung dieses gravierenden Unterschieds dient der Saisonspeicher wie hier berechnet. In welcher Weise der Saisonspeicher konkret aus in- oder ausländischen Wasserstoffquellen bedient wird, spielt keine Rolle. Auch wird nicht berücksichtigt, wieviel Wasserstoff Deutschland im Jahr 2045 eventuell selbst herstellt; es wird allein von den Quantitäten des *Nationalen Wasserstoffrats (2024)* ausgegangen, die kontinuierlich zu bedienen sind und die die Summe aus nationaler und internationaler Produktion darstellt.

²⁷ Der BMWK-Verlauf generiert sich aus auf der Website langfristszenarien.de dokumentierten Berechnungen des Fraunhofer-Instituts ISI und anderer Institute. Link: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> (abgerufen am 23.02.2026).

Der Ermittlung von Verlauf (2) des *BMWK (2023)* liegen hingegen andere Kriterien zugrunde. Hier wird nach Auffassung des Autors lediglich der deutschlandinterne Kreis „Power-to-Gas“, also „Erneuerbare Energien“ → „Elektrolyse“ → „Speicherung“ → „Wasserstoffkraftwerk“ betrachtet. Dabei handelt es sich lediglich um eine Teilmenge der insgesamt erforderlichen Wasserstoffproduktion. Die hiermit gehandelte Wasserstoffmenge ist im Vergleich zur insgesamt zu berücksichtigenden Menge gering. Laut *Nationalem Wasserstoffrat (2024)* ist die Menge $140 \pm 60 \text{ TWh/a}$ (siehe Tabelle 1, Zeile „Energie-/Stromsektor“). Eine Auswertung der von der *Bundesnetzagentur (2025)* angegebenen Zahlen zur heimischen Elektrolyseursleistung führt auf ein nationales Aufkommen von $123.6/147.8 \text{ TWh/a}$. Das ist jedenfalls im Bereich von $\approx 15\%$ des für das Jahr 2045 prognostizierten Wasserstoffaufkommens von $915 \pm 335 \text{ TWh/a}$ (siehe Tabelle 1). Dass der saisonale Wasserstoffspeicher bei dieser geringen Menge auf deutlich geringere Werte geladen wird wie bei den hier für den gesamten Wasserstoffhaushalt durchgeführten Speicherberechnungen, ist klar.

Erstaunlich ist aber, dass für diesen 15%-Anteil überhaupt 75 TWh Speicherkapazität benötigt werden. Dies lässt sich vielleicht damit erklären, dass der Speicher während sonnenstarker Zeiten außerhalb des Winters für knapp 40 Wochen zunächst mit mehr oder minder konstanter Leistung aus Wind- und Sonnenkraft beladen wird; hierauf weist die nahezu lineare Zunahme des Speicherfüllstandes hin. In der restlichen Zeit von 12 Wochen zu Beginn bzw. am Ende eines Jahres nimmt der Füllstand rapide ab. Die Speicherentnahme ist gut drei Mal schneller als die Speicherbefüllung. Grund: In dieser Zeit werden bevorzugt Wasserstoffkraftwerke mit Wasserstoff versorgt, vergleiche *Löffler (2024, S. 10 ff.)*, die dann unter anderem auch Wärmepumpen mit Strom versorgen. Die Elektrolyse-Produktion ist zu dieser Zeit überwiegend eingestellt.

Im Endergebnis wird klar, dass die *BMWK-(2024)*-Simulationen nicht mit den vorliegenden Speicher-Modellierungen vergleichbar sind. Beide Modelle stehen für sich und sind in sich geschlossen, folgen aber den unterschiedlichen Ansätzen „Ganzheitliche Wasserstoffversorgung 2045“ vs. „EE-Stromerzeugung 2045 mit Wasserstofferzeugung“.

Anhang 5: E-Mail des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie auf eine Anfrage des Autors

Ausschnitt aus der E-Mail. Markierungen vom Autor.

Die Planung von Untergrundspeichern für die Aufnahme von Wasserstoff ist eine unternehmerische Entscheidung, abhängig von den Erfordernissen des Marktes. Uns liegen keine Erkenntnisse vor, von wie vielen Speichern die Unternehmen im Jahr 2045 ausgehen. Aufgrund der großen Unsicherheiten am Wasserstoffmarkt dürften endgültige Entscheidungen dazu erst in Zukunft erfolgen.

Gerne verweisen wir im Übrigen auf das Weißbuch Wasserstoffspeicher, welches Sie über unsere Homepage abrufen können: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.html>. Dort wird auch zu geologischen Potentialen und Umstellungsperspektiven Stellung genommen. Einen Überblick zu erwarteten Wasserstoffspeicher-Bedarfe gibt auch das vom BMWE im Sommer 2025 in Auftrag gegebene Energiewende-Monitoring, siehe Seite 122 f., das Sie ebenfalls auf unserer Homepage finden: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=24

Sollten Sie gleichwohl eine förmliche Behandlung Ihrer Anfrage als Antrag nach § 3 Absatz 1 UIG wünschen, bitten wir um Mitteilung. Wir weisen allerdings darauf hin, dass diese kostenpflichtig sein kann oder ggf. abzulehnen ist.

Wir hoffen, wir konnten Ihnen mit diesen Informationen weiterhelfen und verbleiben mit freundlichen Grüßen Ihr Team Bürgerdialog

Referat LB4
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Chausseestr. 23
10115 Berlin
Tel.: 030 18615-0
Fax: 030 18615-5300
E-Mail: buergerdialog@bmwe.bund.de <<mailto:buergerdialog@bmwe.bund.de>>
Internet: www.bundeswirtschaftsministerium.de <<http://www.bundeswirtschaftsministerium.de>>
JM

[cid:image002.png@01DC9B60.368B5960]<https://www.threads.net/@bmwk_bund?cid:image004.png@01DC9B60.368B5960> <<https://de.linkedin.com/company/bmwk>> Folgen Sie uns auf: [cid:image006.png@01DC9B60.368B5960]<https://www.youtube.com/user/wirtschaftspolitik-glyph-logo_May2016> <https://www.instagram.com/bmwk_bund?cid:image010.png@01DC9B60.368B5960> <<https://twitter.com/BMWK>> [Facebook Icon 4c] <<http://www.facebook.com/bundeswirtschaftsministerium>> [cid:image013.jpg@01DC9B60.368B5960]

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Nähere Informationen zum Umgang mit personenbezogenen Daten im BMWK können Sie der

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<buergerdialog@bmwe.bund.de>
(Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) -
11. Februar 2026 14:14

Wasserstoffspeicher / [#362543]

Von: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<buergerdialog@bmwe.bund.de> (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)

An: "<< Anfragesteller:in >>" <m.loeffler.4t6mvk4ebm@fragdenstaat.de>
Datum: 11. Februar 2026 14:14

Via: E-Mail

URL: <https://fragdenstaat.de/a/362543#nachricht-1088588>

Betreff: AW: Wasserstoffspeicher [#362543]

Anhänge:

- image001.png
- image002.png
- image003.png
- image004.png
- image005.png
- image006.png
- image007.png
- image008.png
- image009.png
- image010.png
- image011.png
- image012.png
- image013.jpg

Sehr geehrter Herr Löffler,

vielen Dank für Ihre Anfrage Nr. 362543 vom 05. Februar 2026, deren Eingang im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wir gerne bestätigen.

Sie fragen unter Berufung auf das Umweltinformationsgesetz (UIG) danach, wieviel Untergrundspeicher für das Jahr 2045 für die Aufnahme von Wasserstoff aus eigener und aus ausländischer Elektrolyse geplant sind.

Wir verstehen dies als eine Bürgeranfrage, da Sie nach unserem Verständnis keinen Zugang zu im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) vorliegenden Dokumenten begehren, sondern eine fachliche Auskunft erfragen und Beantwortung Ihrer Fragen bitten. Diese beantworten wir gerne wie folgt: