

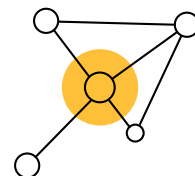
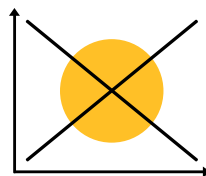
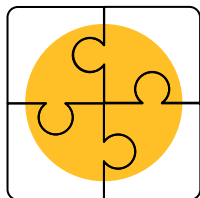
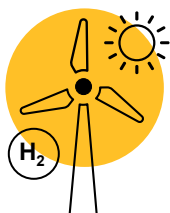
[EWI-GUTACHTEN]

Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa

Modellbasierte Analyse bis 2050

Gutachten im Auftrag von RWE Gas Storage West GmbH

Oktober 2024



**Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)**

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 650 853-60

<https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von

Dr. Philip Schnaars

Dr. Ann-Kathrin Klaas

Julian Keutz

Maximilian Walde

Lisa Restel

Polina Emelianova

Felix Schäfer

Erik Schrader

Bitte zitieren als

EWI (2024). Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa - Modellbasierte Analyse bis 2050

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Annette Becker und Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
1 Motivation und Ziel des Gutachtens	8
2 Analyse des Wasserstoffspeicherbedarfs	10
2.1 Modellbeschreibung	10
2.2 Definition des Start-Szenarios.....	12
2.3 Definition der Sensitivitäten	16
2.4 Kernergebnisse der Modellierung	21
2.5 Detailanalyse des Start-Szenarios	24
2.5.1 Ergebnisse des Start-Szenarios: Deutschland	25
2.5.2 Ergebnisse des Start-Szenarios: Europa	31
2.6 Detailanalyse der Sensitivitäten	35
2.6.1 Extremwetter.....	35
2.6.2 Elektrolysekapazität	40
2.6.3 H ₂ -Importkapazität	43
2.6.4 Zubaurestriktion Niederlande	45
2.6.5 Sonstige Sensitivitäten	48
3 Analyse der Wasserstofftransportkapazität.....	50
3.1 Methodik und Annahmen	51
3.1.1 Einteilung in ein nördliches und ein südliches Gebiet	51
3.1.2 Regionalisierung der Wasserstoffnachfrage.....	52
3.1.3 Berechnung des Wasserstofftransportbedarfs	54
3.1.4 Transportkapazität des Wasserstoffkernetzes	55
3.2 Ergebnisse	56
3.3 Einordnung der Ergebnisse	58
Literaturverzeichnis	59
Abkürzungsverzeichnis.....	61
Abbildungsverzeichnis	62
Tabellenverzeichnis.....	64
Anhang.....	65

A.1.	Zusätzliche Ergebnisdiagramme.....	65
A.2.	Zusätzliche Informationen zur Modellierung	68
A.2.1	Formel zur Berechnung der Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes	68
A.2.2	Gebietsüberschreitende Leitungen des Wasserstoffkernnetzes.....	69
A.2.1	Formel zur Berechnung der Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes	69

Zusammenfassung

Dieses Gutachten untersucht den möglichen Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland und Europa bis zum Jahr 2050. Bestehende Studien weisen für diesen Zeitpunkt einen Bedarf von 25 TWh bis 100 TWh an untertägigen Wasserstoffspeichern aus. Die hier angestellten Modellrechnungen weisen für Deutschland im Jahr 2050 einen Bedarf von 43 bis 84 TWh aus. Dies ist abhängig von der unterstellten Wasserstoff-Infrastruktur, den Speicher- und Importkosten sowie den Wetterbedingungen. Diese Faktoren werden im Rahmen der Modellierung variiert.

Der identifizierte Speicherbedarf wird in Deutschland durch umgewidmete und neu gebaute Kavernenspeicher gedeckt. Da die geografischen Potenziale dafür ausschließlich im Norden Deutschlands liegen, wird untersucht, ob das geplante Wasserstoff-Kernnetz ausreichend Transportkapazität bereitstellt, um die allzeitige Versorgungssicherheit mit Wasserstoff im Süden Deutschlands zu garantieren. Bei einer hohen Konzentration von Wasserstoffkraftwerken in einer eigens definierten Südregion kann es in Stunden hoher Nachfrage ab dem Jahr 2045 zu Engpässen kommen. Hier könnten folglich weitere Maßnahmen wie die Erweiterung der Wasserstoff-Transportkapazität oder die ergänzende Errichtung von Porenspeichern im Süden Deutschlands zu einer Sicherung der Versorgungssicherheit beitragen.

Die Analyse des Wasserstoffspeicherbedarfs erfolgt mittels Modellierung des europäischen Energiesystems, wobei der Fokus auf Strom und Wasserstoff liegt. Hierzu wird das EWI-eigene Energiesystemmodell HYEBRID verwendet. Szenariobasiert wird in 5-Jahresschritten die kostenoptimale Entwicklung von Kraftwerken, erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen zur Energiebereitstellung ab dem Jahr 2035 ermittelt. Die Kapazitäten für Wasserstoffimport, -transport und -endverbrauch werden für jedes Stützjahr exogen vorgegeben, während Elektrolyse- und Wasserstoffkraftwerkskapazitäten sowie Speicherbedarfe endogen ermittelt werden.

Ausgehend von diesem Start-Szenario werden einzelne Aspekte im Rahmen von Sensitivitäten variiert. Dazu gehören die Wettersituation mit Dunkelflaute, reduzierte bzw. verzögerte Investitionstätigkeiten (Elektrolysekapazitäten, Wasserstoffimport- und Transportkapazitäten, Speicherausbau) und höhere Kosten (Speicherkosten und Importpreise). Diese Sensitivitäten bilden überwiegend eine Abweichung in Richtung höherer Kosten sowie eines langsameren Hochlaufes der Wasserstoff-Infrastruktur als im Start-Szenario ab. Zusätzlich werden die Auswirkungen einer andauernden, überregionalen Dunkelflaute in Europa modelliert.

Langfristig zeigt sich in Deutschland ein Wasserstoffspeicherbedarf von 43 TWh bis 84 TWh im Jahr 2050. Wenn der Ausbau von Wasserstoffspeichern in Nachbarländern wie den Niederlanden weniger ausgeprägt als im Start-Szenario verläuft, könnte der Speicherbedarf in Deutschland auf über 60 TWh steigen. Der höchste Speicherbedarf mit über 80 TWh wird verzeichnet, wenn Wetterbedingungen untersucht werden, die eine überregionale, mehrwöchige Dunkelflaute in Europa abbilden.

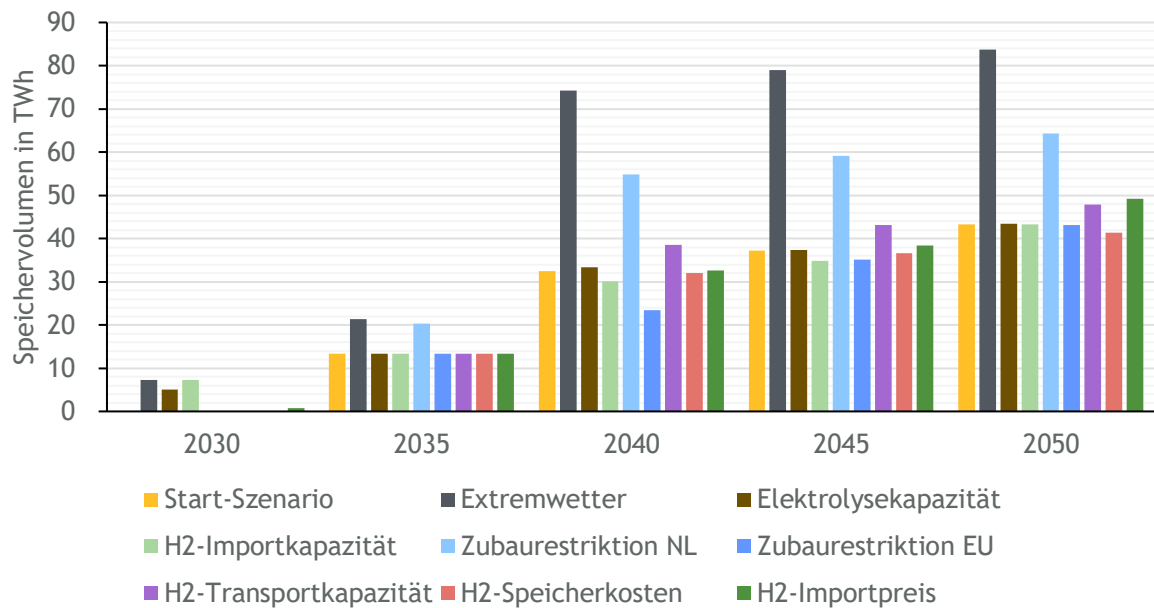


Abbildung 1: Wasserstoffspeicherbedarf nach Sensitivität in Deutschland

Bereits im Jahr 2030 könnte der Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland bei bis zu 7 TWh liegen, wenn außereuropäische Importquellen erst in späteren Jahren zur Verfügung stehen oder höhere Importpreise ausweisen, wenn Elektrolysekapazitäten nur im geringeren Umfang ausgebaut werden oder auch bei extremen Wetterbedingungen wie der untersuchten überregionalen Dunkelflaute.

Aufgrund der zentralen Lage und ausreichenden geologischen Potenzialen könnte Deutschland den größten Anteil an den europäischen Wasserstoffspeichern haben. Der Wasserstoffspeicherbedarf in Europa könnte in Summe im Jahr 2050 bei 140 bis 150 TWh liegen und würde überwiegend mit umgewidmeten oder neu gebauten Wasserstoffkavernenspeichern gedeckt. Bei Berücksichtigung einer überregionalen Dunkelflaute könnte der Speicherbedarf in Europa auf über 260 TWh steigen. Porenspeicher nehmen im europäischen Energiesystem eine untergeordnete Rolle ein. Sie werden lediglich in Ländern erschlossen, die keine Kavernenpotenziale aufweisen und geringe Transportkapazitäten zu Nachbarländern aufweisen, beispielsweise Irland. Porenspeicher könnten auch in zentral gelegenen Ländern in Europa vermehrt ausgebaut werden, wenn der Ausbau von Kavernenspeichern durch technische oder wirtschaftliche Restriktionen begrenzt ist.

Die Speicherleistung und das Speichervolumen werden in den Untersuchungen separat optimiert. Die benötigten Ausspeicherleistungen der Wasserstoffspeicher, insbesondere zur Deckung von Nachfragespitzen aus dem Stromsektor, liegen deutlich über den üblichen Leistungs-Volumen-Verhältnissen heutiger Erdgasspeicher. Zwischen 2035 und 2040 zeigt sich sowohl bei den Wasserstoffspeicherbedarfen als auch für die Ausspeicherleistungen in allen Untersuchungen ein deutlicher Zuwachs. Dies ist durch den Wegfall regelbarer, fossiler Kraftwerke im Strommarkt begründet, die weitestgehend durch Wasserstoffkraftwerke ersetzt werden. Das führt zu einer höheren Wasserstoffspitzenlast in den Wintermonaten.

Auf Basis der Wasserstoffspeicherbedarfe in Deutschland werden die Wasserstofftransportbedarfe in Deutschland unter Berücksichtigung der regionalen Wasserstoffproduktion und -nachfrage untersucht. Aufgrund der regionalen Struktur der Kavernenspeicher müssten die Wasserstoffkraftwerke im Süden Deutschlands aus den Kavernenspeichern im Norden versorgt werden. In Abhängigkeit von der räumlichen Verteilung zukünftiger Wasserstoffkraftwerke wird die Wasserstoffresiduallast des Südens und der daraus entstehende Transportbedarf aus dem Norden analysiert. Dafür wird die sektorale Wasserstoffnachfrage auf zwei eigens definierte Gebiete, ein nördliches Gebiet mit allen Kavernenspeichern und südliches Gebiet ohne Wasserstoffspeicher, aufgeteilt. Diese stilisierte Konstruktion dient dazu, einen maximalen Transportbedarf im untersuchten Szenariorahmen zu identifizieren.

Im betrachteten *Start-Szenario* könnte eine vollständige Versorgung der Wasserstoffkraftwerke im Süden im Jahr 2045 möglich sein. Lediglich bei einer hohen Konzentration von Kraftwerken im Süden und einer geringen Transportkapazität kann es zu Engpässen kommen. In der Sensitivität *Extremwetter* ist aufgrund der deutlich höheren Kraftwerkskapazität auch die maximale Wasserstoffresiduallast im südlichen Gebiet höher. In diesem Fall könnte die innerdeutsche Transportkapazität nicht in allen untersuchten Stunden des Jahres 2045 ausreichen.

1 Motivation und Ziel des Gutachtens

Wasserstoff wird in aktuellen Energiesystemstudien als ein bedeutender Energieträger der Zukunft angesehen. Dabei hängt der erforderliche Umfang an Infrastruktur, wie Elektrolyse-, Speicher- oder Transportkapazitäten, von einer Vielzahl technischer und ökonomischer Einflussfaktoren ab, für die in Studien unterschiedliche Annahmen getroffen werden. Wie in Abbildung 2 dargestellt, zeigen bestehende Studien, dass der Bedarf an Wasserstoffspeichern in Deutschland im Jahr 2050 zwischen 25 und 104 TWh liegen könnte und somit eine Bandbreite von etwa 80 TWh zwischen dem Minimum und dem Maximum an benötigtem Speichervolumen aufweist. Dies entspricht einem Vielfachen des Minimums und verdeutlicht die Unsicherheit, angesichts derer Unternehmen derzeit Investitionsentscheidungen in Wasserstoffspeicher treffen müssen.

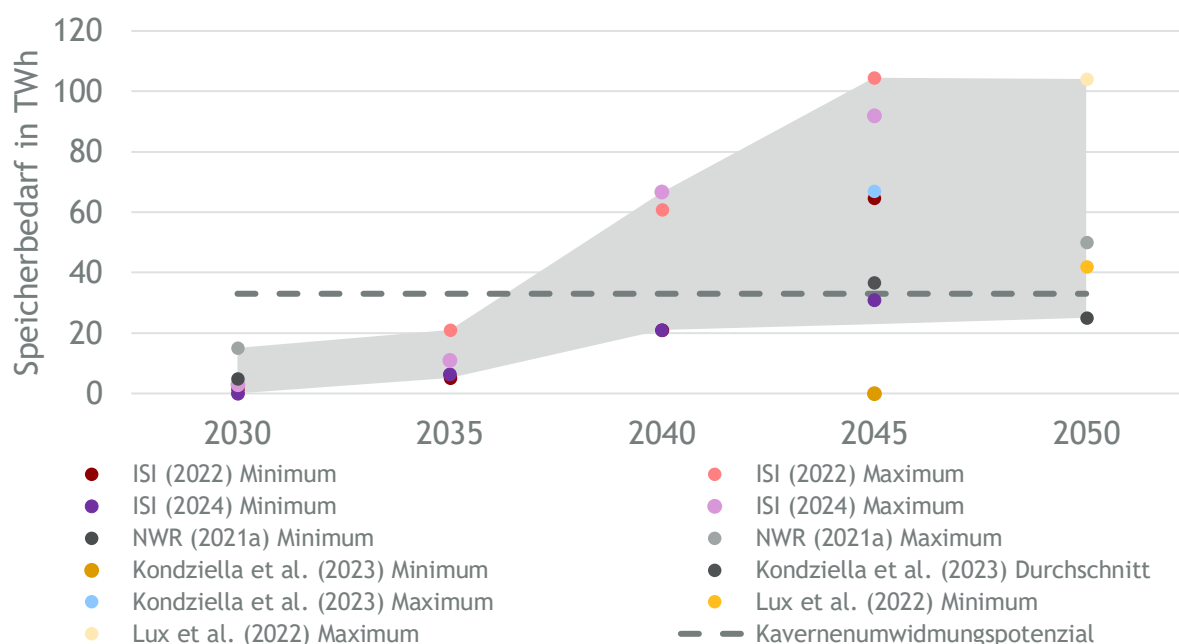


Abbildung 2: Studienvergleich des Wasserstoffspeicherbedarfs in Deutschland (EWI, 2024)

Ziel dieses Gutachtens ist es, bestehende Studien zu Wasserstoffspeicherbedarfen zu ergänzen, indem es aufzeigt, wie sich der modellierte Wasserstoffspeicherbedarf ausgehend von einem *Start-Szenario* in Abhängigkeit bestimmter Annahmen wie Wetterbedingungen, Infrastruktur, Speicher- oder Importkosten ändert. Zusätzlich werden die Ein- und Ausspeicherleistung der Wasserstoffspeicher analysiert. Zur Beantwortung dieser Fragen wird eine modellbasierte Analyse des deutschen und europäischen Energiesystems anhand eines weitgehend vordefinierten Szenarios, welches das Ziel der europäischen Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 erreicht, durchgeführt. Abschließend werden die Ergebnisse regionalisiert, um den voraussichtlichen Transportbedarf von Wasserstoff zwischen dem Norden und dem Süden Deutschlands zu bestimmen. Darauf aufbauend werden die Implikationen für die regionale Verteilung von Wasserstoffspeichern diskutiert.

Für die Analyse des Bedarfs an Wasserstoffspeichern, der Ein- und Ausspeicherleistung sowie der Transportkapazitäten von Wasserstoff in Deutschland und Europa werden zusätzlich zum *Start-Szenario* acht Sensitivitäten definiert. Die Modellierung mit einem EWI-eigenen Energiesystemmodell erfolgt für die Stützjahre 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050. Die Kernergebnisse der Modellierung auf Länderebene umfassen den Zubau von Erzeugungskapazitäten (Strom), den Zubau von Produktionskapazitäten (Wasserstoff), die Importmengen (Strom und Wasserstoff), die Wasserstoffproduktionsmenge, das Wasserstoffspeichervolumen sowie den Wasserstoffbedarf im Stromsektor.

Zur Analyse des Transportbedarfes von Wasserstoff innerhalb Deutschlands werden die Ergebnisse des *Start-Szenarios* sowie der Sensitivität *Extremwetter* regionalisiert. Zusätzlich wird die regionale Verteilung der Wasserstoffkraftwerke variiert. Dafür werden Eingangsdaten und Modellergebnisse zu Wasserstoffproduktion und -bedarf regionalisiert.

2 Analyse des Wasserstoffspeicherbedarfs

Im ersten Schritt wird im vorliegenden Gutachten der länderspezifische Wasserstoffspeicherbedarf sowie die benötigte Ein- und Ausspeicherleistung untersucht. Dazu wird in Kapitel 2.1 zunächst das europäische EWI-Energiesystemmodell HYEBRID beschrieben. Anschließend erfolgt die Definition des *Start-Szenarios* (Kapitel 2.2) sowie der untersuchten Sensitivitäten (Kapitel 2.3). In Kapitel 2.4 werden die Kernergebnisse vorgestellt, gefolgt von den Detailergebnissen des *Start-Szenarios* und der Sensitivitäten in Kapiteln 2.5 und 2.6.

2.1 Modellbeschreibung

Die Modellierung des europäischen Energiesystems mit Fokus auf den Strom- und den Wasserstoffsektor wird mit dem EWI-eigenen Energiesystemmodell HYEBRID durchgeführt. Neben Wasserstoffspeichervolumina optimiert HYEBRID die zukünftige Entwicklung von regelbaren Kraftwerken, erneuerbaren Energieanlagen und Flexibilitätsoptionen zur Bereitstellung von Energie auf einem Klimaneutralitätspfad. Die in HYEBRID berücksichtigten Technologien und Energieflüsse sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Modellierung erfolgt für die Stützjahre 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050. Die untersuchte Modellregion umfasst die EU ohne Bulgarien, Malta und Zypern, aber zzgl. Großbritannien, Norwegen und der Schweiz¹. Die Zielfunktion des Modells beschreibt die Minimierung der Energiesystemkosten, wobei sowohl kapazitätsbezogene als auch variable Erzeugungskosten berücksichtigt werden.

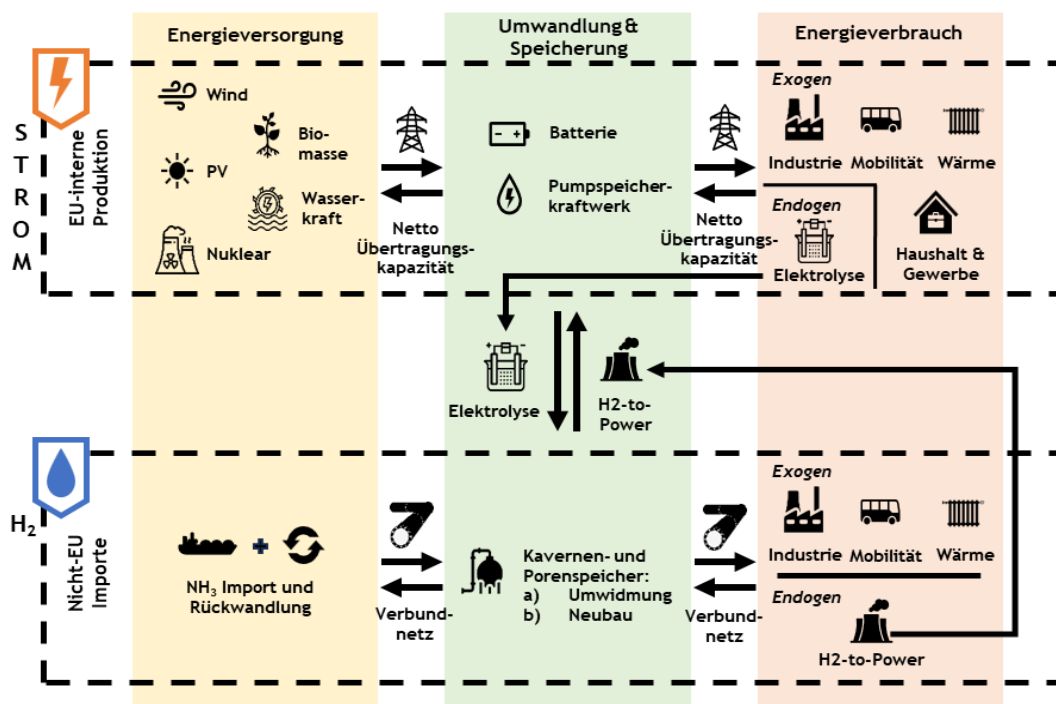


Abbildung 3: Graphische Darstellung des Energiesystemmodells HYEBRID

¹ Im weiteren Verlauf des Dokuments wird die Modellregion vereinfachend Europa (Abk. EU) genannt.

Der europäische Wasserstoffmarkthochlauf wird unter Berücksichtigung der europäischen Wasserstoffherzeugung, außereuropäischer Wasserstoffimporte, dem innereuropäischen Wasserstofftransport durch Pipelines, der untertägigen Wasserstoffspeicherung sowie der Wasserstoffbedarfe in Endverbrauchssektoren und des Stromsektors modelliert. Die Kopplung des Strom- und Wasserstoffsektors wird endogen optimiert.

Im Modell wird zwischen Investitions- und Einsatzentscheidungen unterschieden. Bei der Optimierung werden zwei aufeinanderfolgende Modellläufe durchgeführt, um Investitions- und Einsatzentscheidungen zu optimieren. Im ersten Modelllauf, dem sog. „Invest“, werden Investitions- und Einsatzentscheidungen auf Basis von 50 repräsentativen Typtagen optimiert. Die dadurch verringerte Modellkomplexität reduziert die Rechenzeit und hält diese in einem realisierbaren Bereich. Die Typtage werden ex-ante mittels eines Clustering-Algorithmus ermittelt. Das Clustering fasst ähnliche Tage in Bezug auf die Residuallast zusammen und weist jedem resultierenden Typtag eine Gewichtung zu. Die simultane Investitions- und zeitlich reduzierte Einsatzentscheidung berücksichtigt verschiedene Energiequellen und Technologien, wie bspw. thermische Kraftwerke, Photovoltaik, Windenergie, Elektrolyse oder Wasserstoffspeicher. Im Invest werden sowohl die optimalen Erzeugungskapazitäten als auch das benötigte Wasserstoffspeichervolumen ermittelt.

Im zweiten Modelllauf, dem sog. „Dispatch“, erfolgt die Optimierung der hochaufgelösten Einsatzentscheidungen mit den fixierten Kapazitäten aus dem vorgelagerten Invest. Der Dispatch beinhaltet somit den Technologieeinsatz für 8.760 Stunden eines Jahres. Um den Rechenaufwand zu reduzieren, werden Wasserstoffflüsse in täglicher Auflösung ermittelt, während Stromflüsse in stündlicher Auflösung berechnet werden. Da Strom zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Energiebilanz benötigt, ist für den Stromsektor eine höhere zeitliche Auflösung nötig, um diese physikalische Gegebenheit (vereinfacht) darzustellen. Wasserstoff, ebenso wie Erdgas, bietet durch das übergeordnete Transportnetz eine größere zeitliche Flexibilität. Schwankungen in Zu- und Abflüssen können über Änderung des Betriebsdrucks zu einem gewissen Grad ausgeglichen werden. Durch die tägliche Auflösung könnten Produktions- und Nachfragespitzen im Wasserstoffsektor geringfügig unterschätzt werden. Eine höhere zeitliche Auflösung bei der Wasserstoffbilanz würde allerdings zu einem unverhältnismäßigen Anstieg des Rechenbedarfs führen.

Weiterhin können sich aus der reduzierten zeitlichen Auflösung der Einsatzentscheidung im Invest, gefolgt von der hochaufgelösten Einsatzentscheidung im Dispatch, Unterschiede in den Kapazitätsbedarfen ergeben. Die zugrundeliegenden Typtage im Invest stellen lediglich eine Näherung bzw. Vereinfachung des hochaufgelösten Jahres dar. Folglich können aus der hochaufgelösten Einsatzentscheidung im Dispatch geringfügige Mengen an ungedeckter Strom- oder Wasserstoffnachfrage resultieren. Eine Analyse dieser im Vergleich geringen Mengen hat gezeigt, dass Rückwirkungen auf Wasserstoffspeicherbedarfe oder -leistungen vernachlässigbar sind.

Bei der Betrachtung der Modellergebnisse ist zu beachten, dass die Modellierung eines normativen Szenarios keine Prognose der Zukunft darstellt. Ein Modell stellt immer eine vereinfachte Abbildung der Realität dar. In normativen Szenarien (Zielszenarien) werden angestrebte Entwicklungen wie die Klimaneutralität a priori definiert und der Optionsraum der Szenarien somit begrenzt. Die exogenen Annahmen unterliegen mittel- bis langfristig starken Unsicherheiten. Mittels modellbasierter Szenarioanalyse lassen sich Wenn-Dann-Aussagen treffen, die mit aktuellen Entwicklungen des Energiesystems in ein Verhältnis gesetzt werden können.

Zusätzlich ist zu beachten, dass der im Gutachten dargestellte Wasserstoffspeicherbedarf innerhalb der exogenen Vorgaben kostenoptimal ist. Unter diese exogenen Vorgaben fallen bspw. die Kosten- und Nachfrageentwicklung oder der Infrastrukturausbau. Sollten sich diese Parameter anders entwickeln als angenommen, könnte sich auch der kostenoptimale Speicherausbau ändern. Darüber hinaus lassen sich auf Basis der Modellergebnisse keine Aussagen über die Profitabilität der installierten Speichervolumina aus Unternehmenssicht treffen.

2.2 Definition des Start-Szenarios

Das *Start-Szenario* beschreibt einen möglichen, aus Systemsicht optimalen Wasserstoffmarkthochlauf, welcher maßgeblich auf den Annahmen des Global Ambition Szenario des Ten-Year Network Development Plans (TYNDP) der ENTSO-E und ENTSG aus den Jahren 2022 und 2024 basiert. Die Modellierung erfolgt auf Grundlage eines repräsentativen Wetterjahres. Es wird implizit angenommen, dass ausreichend Kapital mobilisiert werden kann, um die Erzeugungskapazitäten und notwendige Infrastruktur auszubauen sowie weitere Investitionen nach Bedarf vorzunehmen. Zusätzlich führen Wasserstoffspeicherbedarfe, die nicht über die Umwidmung bestehender Erdgasspeicher gedeckt werden können, zu einem Neubau von Wasserstoffspeichern. Relevante Unternehmen können Investitionen in Energiespeicher in diesem Szenario weit über historische Niveaus steigern. Einschränkungen beim Speicherausbau aufgrund hoher Genehmigungsaufgaben oder mangelnder öffentlicher Akzeptanz werden nicht berücksichtigt. Im Folgenden werden die wichtigsten Annahmen im Detail dargelegt.

Wetter

Vor dem Hintergrund zunehmender volatiler Erzeugung haben Wetterbedingungen einen signifikanten Einfluss auf die kosteneffiziente Ausgestaltung des europäischen Energiesystems. Um ein möglichst repräsentatives Wetterjahr zu identifizieren wird ein Datenpool aus 35 Wetterjahren (1982-2016) untersucht. Zur Bewertung jedes Wetterjahres wird für das Jahr 2030 die stündliche Strom-Residuallast, also die Differenz zwischen der stündlichen Verfügbarkeit der erneuerbaren Energiequellen und der elektrischen Nachfrage, analysiert. Diese Analyse wird sowohl für Deutschland als auch für den Verbund aus Deutschland und dessen Nachbarländer im Verbund durchgeführt. Das repräsentative (durchschnittliche) Wetterjahr wird auf Basis der geringsten euklidischen Distanz der stündlichen Residuallast zum Durchschnitt aller betrachteten Wetterjahre bestimmt. Nach der Methodik wird das Wetterjahr 2005 als repräsentativ identifiziert, da es sowohl für Deutschland als auch für den Verbund aus Deutschland und dessen Nachbarländer die geringste euklidische Distanz zum stündlichen Mittelwert der Residuallast aufweist. Folglich wird dieses Wetterjahr im *Start-Szenario* angenommen.

Wasserstoffspeicher

Im Modell werden vier Arten von Wasserstoffspeichern unterschieden: umgewidmete Erdgaskavernen, neu gebaute Wasserstoffkavernen, umgewidmete Erdgasporenspeicher und neu gebaute Wasserstoffporenspeicher. Die Modellierung des Speicherbedarfs sowie die Abbildung sonstiger

Technologien erfolgt aggregiert pro Land in der Modellregion, sodass nicht zwischen Standorten innerhalb eines Landes oder einzelnen Kavernen unterschieden wird.

Das theoretische Umwidmungs- und Neubaupotenzial für Wasserstoffspeicher variiert erheblich zwischen den verschiedenen Ländern in Europa. Deutschland verfügt über die größten Potentiale für die Umwidmung von Erdgaskavernenspeichern, gefolgt von Frankreich und Großbritannien (GIE, 2021). Erdgasporenspeicher sind in vielen europäischen Ländern vorhanden. Die größten Vorkommen liegen in Italien, den Niederlanden, Österreich und Frankreich (Cavanagh et al., 2022).

Das theoretische Umwidmungspotenzial unterliegt Beschränkungen. Diese ergeben sich aus dem fortwährenden, aber sinkenden Erdgasverbrauch und dem daraus entstehenden Speicherbedarf im Erdgasmarkt. In dieser Studie basieren die jahresscharfen Umwidmungsbeschränkungen auf dem degressiven Erdgasverbrauch im TYNDP 2022. Kavernen- und Porenspeicherbedarfe werden gleichermaßen und in jedem Land um den gleichen Faktor verringert. So können im Jahr 2030 maximal 23 % der bestehenden Erdgasspeicher umgewidmet werden. Das Umwidmungspotenzial steigt bis zum Jahre 2050 auf 92 %, da der Erdgasbedarf auf 8 % der Referenznachfrage im Jahr 2022 sinkt.

Der Neubau von Wasserstoffkavernenspeichern wird durch das technische Potenzial basierend auf vorhandenen geologischen Salzstrukturen begrenzt. Dabei werden Offshore-Potentiale aufgrund der Erwartung signifikant höherer Kosten nicht berücksichtigt (vgl. TNO, 2022). Das Neubaupotenzial ist in Deutschland, Spanien, Frankreich und Großbritannien besonders hoch, wobei Deutschland das größte Potenzial für den Neubau mit einem theoretischen Potenzial von über 9.000 TWh aufweist (Caglayan et al., 2020). Das Potenzial für neue Porenspeicher wird aufgrund mangelnder Datengrundlage nicht begrenzt. Es wird allerdings angenommen, dass neue Porenspeicher nur in Ländern errichtet werden können, die bereits heute Erdgasporenspeicher nutzen².

Die Annahmen zu den Wasserstoffspeicherkosten basieren auf einem Kavernenfeld mit acht Kavernen à 500.000 m³, was einem Arbeitsgasvolumen (AGV) von 360 Mio. m³ bzw. 1,08 TWh entspricht. Für Porenspeicher liegt das gleiche AGV zugrunde. Die spezifischen Investitions- und fixen Betriebskosten werden aufgeteilt auf das Speichervolumen sowie die Einspeicher- und Ausspeicherleistung. Die drei Parameter werden unabhängig voneinander optimiert. Die Kosten basieren auf der Annahme, dass die obertägigen Anlagen in jedem Fall neu errichtet werden müssen, auch wenn der untertägige Speicher umgewidmet wird. Zusätzlich werden die Stromkosten als variable Betriebskosten im Ein- und Ausspeicherbetrieb berücksichtigt. Personalkosten werden nicht betrachtet. Es wird angenommen, dass obertägige Anlagen neu gebaut werden müssen

Die in Tabelle 1 dargestellten Kosten entsprechen den Referenzkosten für das Stützjahr 2040. In der Modellierung werden Lernraten angenommen, sodass die Kosten für das Stützjahr 2030 33 Prozent über denen im Jahr 2040 liegen, und im Stützjahr 2050 10 Prozent darunter. Für andere Stützjahre wird die Lernrate interpoliert.

² AT, BE, CZ, DE, DK, ES, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IT, LV, NL, PL, RO, SK.

Tabelle 1: Spezifische Investitionskosten je Speicherkategorie im Stützjahr 2040
(Datenquelle: RWE, auf Basis von Projekterfahrungen)

	Kavernenspeicher		Porenspeicher	
	Umwidmung	Neubau	Umwidmung	Neubau
Speichervolumen [€/MWh]	190,1	234,6	205,9	244,8
Einspeicherung [Tsd. €/MW]	163,3	163,3	227,8	227,8
Ausspeicherung [Tsd. €/MW]	163,3	163,3	182,2	182,2

Bei Porenspeichern werden 20 Prozent stoffliche Energieverluste bei der Einspeicherung und 4 Prozent bei der Ausspeicherung berücksichtigt. Bei Kavernenspeichern gelten jeweils 1 Prozent stoffliche Energieverluste bei Ein- und Ausspeicherung. Die maximalen Speicherumschläge pro Jahr sind für Kavernenspeicher auf 6 und für Porenspeicher auf 1,3 begrenzt (Datenquelle: RWE, auf Basis von Projekterfahrungen).

Wasserstoff: Nachfrage, Erzeugung und Transport

Die Wasserstoffnachfrage je Land wird für die Sektoren Industrie und Verkehr exogen vorgegeben und aus dem Global Ambition Szenario des TYNDP 2022 übernommen (ENTSO-E/ENTSOG, 2022). Die exogene Nachfrage des Gebäudesektors wird unter Berücksichtigung der Temperatur im angenommenen Wetterjahr errechnet³. Im Mittel der Stützjahre stellt Deutschland etwa 24 Prozent der Wasserstoffnachfrage in Europa. Zusätzlich wird modellendogen die Wasserstoffnachfrage durch Rückverstromung sowie durch Speicherverluste bestimmt.

Um die Wasserstoffnachfrage zu decken, werden im Modell sowohl der Ausbau an Elektrolysekapazitäten als auch der Import von Wasserstoff abgebildet. Für das Startjahr 2030 werden Elektrolysekapazitäten in Deutschland und Europa exogen auf Basis des Global Ambition Szenarios des TYNDP 2024 sowie politischer Ziele vorgegeben. In den Folgejahren werden die Elektrolysekapazitäten endogen ermittelt.

Darüber hinaus werden Wasserstoffimporte von außerhalb der Modellregion endogen ermittelt. Angelehnt an den Szenariorahmen des TYNDP 2024 wird unterstellt, dass der Import von Wasserstoff über Pipelines aus Nordafrika und der Ukraine erfolgen kann. Dabei landen Importe aus Nordafrika in Spanien und Italien an und Importe aus der Ukraine in der Slowakei. Eine tägliche Mindestauslastung von 80 Prozent wird exogen vorgegeben. Die Pipelinekapazitäten und -kosten basieren auf dem Szenariorahmen des TYNDP 2024. Der Preis für den Wasserstoffimport per Pipeline ist mengenunabhängig und unterscheidet sich je nach Herkunftsland (siehe Abbildung 4). Es wird unterstellt, dass Pipelines und Produktionskapazitäten im außereuropäischen Ausland bedarfsgerecht zugebaut werden.

³ Im Wärmesektor wird nicht zwischen Technologien unterschieden, sodass die Fernwärmebereitstellung nicht explizit im Modell berücksichtigt wird.

Es wird angenommen, dass ab 2035 europaweit auch Schiffsimporte über Ammoniak-Terminals möglich sind, zunächst über Langfristverträge (LTC) mit einer Mindestauslastung von 80 Prozent und ab 2045 zusätzlich über einen Spotmarkt mit einem Preisaufschlag von 20 Prozent gegenüber Langfristvertragspreisen wie in Abbildung 4 dargestellt. Dabei werden beim Import von Ammoniak die Umwandlungskosten zwischen Export- und Importland berücksichtigt. Es wird ein Durchschnittspreis der zehn nicht-EU-Exportländer mit den geringsten Wasserstoffgestehungskosten verwendet.

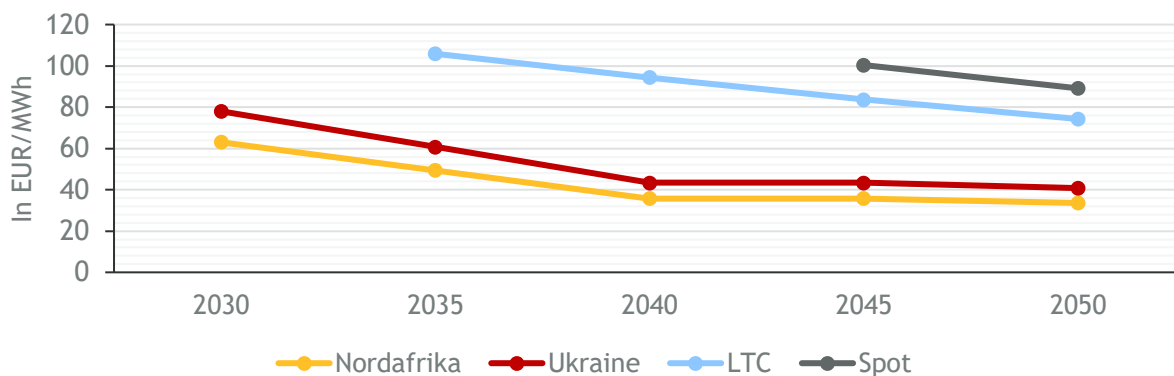


Abbildung 4: Exogen vorgegebene Importpreise via Pipeline (Nordafrika und Ukraine) sowie via Schiff (LTC und Spot) im Start-Szenario

Die Wasserstofftransportkapazitäten zwischen den Ländern der Modellregion basieren auf dem TYNDP 2024. Die Kapazitäten des dort ausgewiesenen Referenznetzes und aller Zubaumöglichkeiten („Investment Candidates“) werden je Stützjahr aufsummiert und in der Modellierung als realisiert vorgegeben. Das Referenznetz basiert auf dem europäischen Startnetz, definiert durch die „Best-Estimates“ der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber, und enthält das deutsche Wasserstoffkernnetz. Es werden pauschale Transportverluste von 1 Prozent für den grenzüberschreitenden Transport berücksichtigt.

Strom: Nachfrage, Erzeugung und Übertragung

Die exogene, wetterabhängige Stromnachfrage je Land wird aus der Jahresnachfrage des Global Ambition Szenarios des TYNDP 2022 und einem stündlichen temperaturabhängigen Profil des European Resource Adequacy Assessment (ENTSO-E, 2021) gebildet. Die zusätzliche Nachfrage durch Elektrolyse und Stromspeicherverluste ergibt sich aus der Optimierung. Der deutsche Anteil liegt im Mittel der Stützjahre bei etwa 18 Prozent der Stromnachfrage in Europa.

Für Deutschland werden die Ausbauziele der erneuerbaren Energien entsprechend den gesetzlichen Vorgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2023 bis 2040 für Photovoltaik und Wind Onshore sowie bis 2045 für Wind Offshore festgeschrieben⁴. Außerdem wird der Kohleausstieg entsprechend dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz bis 2038 angenommen⁵. Die Erzeugungskapazitäten für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke werden anhand der im Februar 2024

⁴ Siehe EEG 2023, § 4 & WindSeeG 2024, § 1 und § 4.

⁵ Siehe KVVG 2023, §2; Weitere Annahme: Vollständige Stilllegung von Kohlekraftwerken im Rheinischen Revier bis 2030

veröffentlichten Kraftwerksstrategie für Deutschland exogen vorgegeben ⁶ (BMWK, 2024). In den Folgejahren werden alle berücksichtigten Kapazitäten mit Ausnahme von Biomasse, Wasserkraft und Nuklearkapazitäten endogen ermittelt.

Für Europa werden elektrische Erzeugungskapazitäten im Startjahr 2030 exogen auf Basis des Global Ambition Szenarios des TYNDP 2024 sowie politischer Ziele vorgegeben. In den Folgejahren werden alle berücksichtigten Kapazitäten mit Ausnahme von Biomasse, Wasserkraft und Nuklearkapazitäten endogen ermittelt.

Die elektrischen Net Transfer Capacities (NTC) zwischen den Ländern in der Modellregion basieren auf dem Netzentwicklungsplan für Deutschland und seine Nachbarländer sowie auf dem TYNDP 2022 für alle weiteren Interkonnektoren (ENTSO-E // ENTSO, 2022; NEP, 2021). Für jedes Land wird eine aggregierte, richtungsspezifische Übertragungskapazität vorgegeben. Innerhalb der Länder in der Modellregion werden keine Netzrestriktionen berücksichtigt.

Darüber hinaus wird Demand Side Management (DSM) vereinfacht als virtueller Speicher modelliert. Dieser Speicher ist so parametrisiert, dass maximal 5 Prozent der Spitzenlast um maximal zwei Stunden verschoben werden kann.

2.3 Definition der Sensitivitäten

Um den Einfluss von zentralen Annahmen zu prüfen, wird das *Start-Szenario* um eine Sensitivitätsanalyse erweitert. Die Sensitivitäten beleuchten jeweils einen eigenständigen Teilaspekt, während sonstige Annahmen dem *Start-Szenario* entsprechen. Dadurch wird punktuell der Einfluss von kritischen Annahmen auf den kostenoptimalen Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland untersucht.

Gegenüber dem *Start-Szenario* werden in den Sensitivitäten folgende Abweichungen untersucht:

1. **Extremwetter:** Das Wetterjahr zeigt extreme Umstände mit einer ausgeprägten, überregionalen Dunkelflaute.
2. **Elektrolysekapazität:** Die Elektrolysekapazitäten werden auch im Jahr 2030 endogen bestimmt, statt anhand des TYNDP vorgegeben zu werden.
3. **H₂-Importkapazität:** Der Ausbau der Importinfrastruktur (Pipeline und Schiff) erfolgt verzögert.
4. **Zubaurestriktion Niederlande:** Der Neubau von Wasserstoffkavernenspeichern wird national aufgrund lokaler Faktoren wie Genehmigungsverfahren und Akzeptanz in der Bevölkerung eingeschränkt.

⁶ Im September 2024 wurde ein aktualisierter Entwurf für die Kraftwerksstrategie durch das BMWK zur Konsultation vorgelegt. Darin ist eine Umstellung der zunächst mit Erdgas betriebenen Anlagen im Volumen von 7 GW auf ausschließlichen Wasserstoffbetrieb zu Beginn des 8. Jahres nach Inbetriebnahme, d.h. voraussichtlich nach 2035 vorgesehen. Nur 500 MW Sprinterkraftwerke sollen unmittelbar mit Wasserstoff betrieben werden. Gegenüber der hier verwendeten Version sind dadurch Verschiebungen zu erwarten, sodass die Kapazitäten später zur Verfügung stehen. Für den Wasserstoffspeicherbedarf im Start-Szenario dürfte dies geringe Auswirkungen haben, da in diesem Szenario erst mit der Umstellung auf Wasserstoffverstromung ab dem Jahr 2040 die Wasserstoffnachfrage auf dem Stromsektor ansteigt. Dieses Stützjahr wird endogen berechnet. In anderen Konstellationen mit früherer Wasserstoffverstromung wie der Extremwetter-Sensitivität können sich die Wasserstoffspeicherbedarfe z.B. für 2030 durch die aktualisierte Kraftwerksstrategie möglicherweise reduzieren.

5. **Zubaurestriktion Europa:** Der Neubau von Wasserstoffkavernenspeichern in Europa wird durch technische oder wirtschaftliche Einschränkungen begrenzt.
6. **H₂-Speicherkosten:** Die Investitions- und Betriebskosten für Wasserstoffspeicher fallen höher aus.
7. **H₂-Transportkapazität:** Der Ausbau der innereuropäischen Transportkapazitäten fällt geringer aus.
8. **H₂-Importpreis:** Das Preisniveau für Pipeline- und Schiffsimporte in der Modellregion fällt höher aus.

Sensitivität 1: Extremwetter

In der Sensitivität *Extremwetter* wird der Einfluss von Extremwetterereignissen auf die Modellergebnisse untersucht. Das zukünftige klimaneutrale Energiesystem ist sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite von den Wetterbedingungen geprägt. Extremwetterereignisse wie eine sogenannte "Dunkelflaute", eine Periode mit wenig Wind- und Solarenergieerzeugung, stellen das Energiesystem vor Herausforderungen, da über längere Zeiträume hohe Residuallasten bestehen. Durch hohe Speicherkapazitäten sind Wasserstoffspeicher für die Überbrückung von Dunkelflauten besonders geeignet. Aus diesem Grund ist die Speicherdimensionierung signifikant von den angenommenen Wetterbedingungen abhängig.

Die Auswahl des Wetterjahres für die Sensitivität *Extremwetter* erfolgt durch die Analyse von Perioden mit hoher Residuallast über gleitende Zeitintervalle (4-Stunden, 10-Tage, 60-Tage). Das ausgewählte Wetterjahr soll in allen drei Zeitintervallen (kurz-, mittel- und längerfristig) hohe Residuallasten aufweisen, welche als Indikator für systemkritische Wetterbedingungen herangezogen werden.

Für die Sensitivität *Extremwetter* wird das Wetterjahr 1997 ausgewählt. Dieses Jahr zeichnet sich in Deutschland durch die höchste Residuallast im 60-Tage-Zeitraum und die dritthöchste im 4-Stunden-Zeitraum aus. Zudem weist es für Deutschland und dessen Nachbarländer sowohl im 10-Tages- als auch im 60-Tage-Zeitraum die höchste und im 4-Stunden-Zeitraum die zweithöchste Residuallast auf. Dies ist von besonderer Bedeutung, da für die Dimensionierung der deutschen Wasserstoffspeicher auch die Residuallast der Nachbarländer eine zentrale Rolle spielen. Die in Abbildung 5 dargestellte Dauerlinie der Residuallast zeigt für das Wetterjahr 1997 eine höhere Residuallast im Vergleich zu den restlichen Jahren zwischen 1982 und 2016.

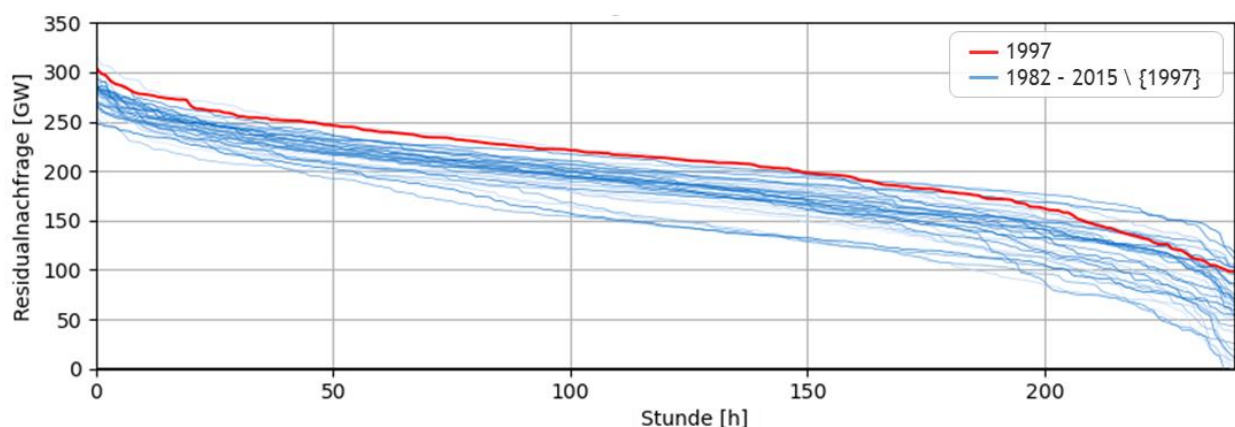


Abbildung 5: Dauerlinie der Residuallast nach Wetterjahr für Deutschland und Nachbarländer

Sensitivität 2: Elektrolysekapazität

Im *Start-Szenario* wird die Elektrolysekapazität, analog zu den Stromerzeugungstechnologien, im Jahr 2030 exogen vorgegeben und in Folgejahren modellendogen ermittelt. Die Sensitivität *Elektrolysekapazität* untersucht die Auswirkungen auf die Modellierung, wenn die optimale Elektrolysekapazität bereits im Jahr 2030 endogen ermittelt wird.

Das Rational dieser Sensitivität ist die Unsicherheit über die Erreichung wirtschaftlicher und politischer Zielvorgaben. Faktoren wie Finanzierung, technologische Fortschritte, regulatorische Hürden, Marktakzeptanz und die Verfügbarkeit von Komponenten bzw. Lieferengpässe spielen eine wesentliche Rolle und könnten den geplanten Ausbau verzögern oder beschleunigen. Darüber hinaus besteht eine Interdependenz zwischen Elektrolysekapazitäten und Wasserstoffspeichern, welche in dieser Sensitivität bereits im Jahr 2030 adäquat abgebildet wird.

Sensitivität 3: H₂-Importkapazitäten

Auch der Aufbau der Wasserstoffproduktion und -infrastruktur in außereuropäischen Ländern ist mit Unsicherheiten verbunden. So könnten beispielsweise bestehende Pipelines weiterhin für die Erdgasversorgung benötigt werden, was zu einer Verzögerung der Verfügbarkeit der Importkapazitäten führen könnte. Außerdem könnte sich der Ausbau von Elektrolysekapazitäten in den Exportländern verzögern. Die Sensitivität *H₂-Importkapazität* untersucht, wie sich eine Verzögerung des Ausbaus von Wasserstoffimportkapazitäten um fünf Jahre auf die Modellregion auswirkt. Somit stehen in dieser Sensitivität Pipelineimporte erst ab 2035 und Schiffsimporte ab 2040 zur Verfügung.

Sensitivität 4: Zubaurestriktion Niederlande

Die Detailanalyse des *Start-Szenarios* (vgl. Kapitel 2.5) und der Sensitivitäten (vgl. Kapitel 2.6) zeigt, dass sich der europäische Speicherbedarf auf wenige Länder mit hohen Kavernenspeicherpotenzialen konzentriert, wie Deutschland, die Niederlande, Großbritannien, Frankreich und Polen. Die Voraussetzungen zur Erfüllung dieses Bedarfs können sich zwischen den betrachteten Ländern unterscheiden, insbesondere hinsichtlich nicht berücksichtigter Kostendifferenzen, höherer Genehmigungsaufgaben oder fehlender Akzeptanz in der Bevölkerung.

In der Sensitivität *Zubaurestriktion Niederlande* wird untersucht, welche Auswirkungen eine Unterdeckung des identifizierten Speicherbedarfs in einem Land auf die gesamte Modellregion haben könnte. Die Niederlande weisen in den Ergebnissen des *Start-Szenarios* mit 39 TWh den zweitgrößten Speicherbedarf in der Modellregion auf. Dieser wird mit Kavernenspeichern auf dem Festland gedeckt. Allerdings verfügt die Niederlande derzeit nur über einen geringen Bestand an Erdgaskavernen. Das Umwidmungspotenzial liegt bei 0,8 TWh, sodass hauptsächlich neu gebaut werden müsste. Hürden in der Umsetzung können außerdem durch geringere Akzeptanz in der Bevölkerung, höhere Genehmigungsaufgaben und eingeschränkte technische Eignung entstehen, die im *Start-Szenario* nicht abgebildet werden. Der eingeschränkte Neubau von Wasserstoffkavernen in den Niederlanden kann als beispielhafte Hürde im Hochlauf eines europäischen Speichermarktes aufgefasst werden. Hiermit sind keine Aussagen über die tatsächliche Umsetzbarkeit des Speicherausbau in den Niederlanden oder anderen Ländern verbunden.

Während im *Start-Szenario* die maximalen Neubaupotenziale für neue Kavernenspeicher pro Land anhand des technischen Potenzials begrenzt werden, wird das maximale Neubaupotenzial in der Sensitivität *Zubaurestriktion Niederlande* in den Niederlanden entsprechend Tabelle 2 begrenzt. Das Umwidmungspotenzial bleibt mit 0,8 TWh unverändert.

Tabelle 2: Beschränkung des Neubaupotenzials von Kavernenspeichern in den Niederlanden in der Sensitivität *Zubaurestriktion Niederlande*.

Jahr	2030	2035	2040	2045	2050
Maximales Neubaupotenzial in TWh	0	2,5	5	7,5	10

Sensitivität 5: Zubaurestriktion Europa

Die Modellergebnisse des *Start-Szenario* (vgl. Kapitel 2.5) weisen deutlichen Ausbaubedarf von neuen Kavernenspeichern in Europa auf. Der schnelle Hochlauf neuer Wasserstoffkavernen in Europa erscheint im Vergleich zu beobachteten Wachstumsraten anderer Infrastrukturprojekte ambitioniert. Beim Vergleich des modellierten Zubaus in Europa mit historischen Zubauraten von Erdgaskavernen in Deutschland zwischen 1975 und 2010 zeigt sich vor allem in den ersten Jahren ein deutlich geringerer und insgesamt stetigerer Anstieg, vgl. Abbildung 6.

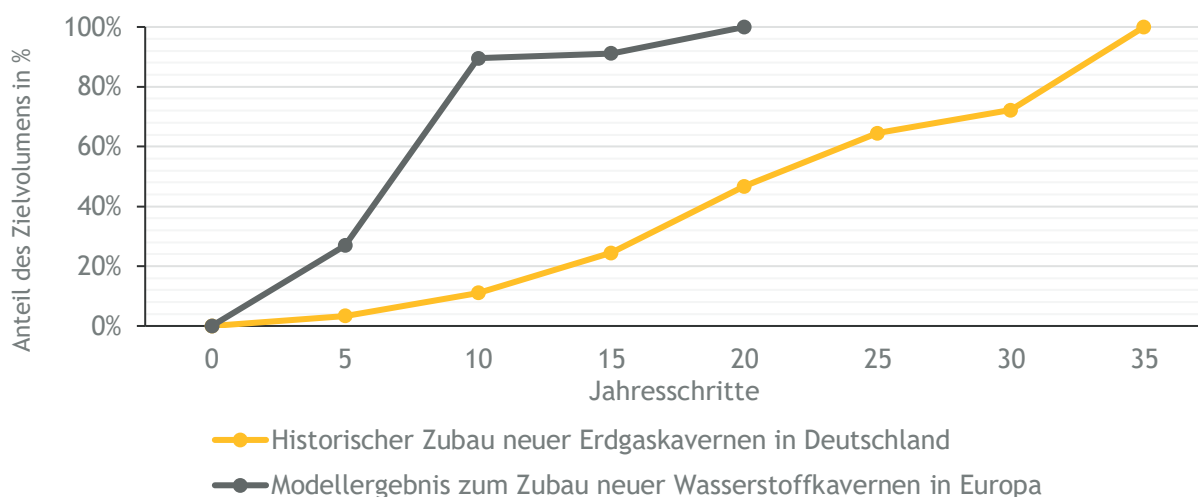


Abbildung 6: Vergleich des Zubaus von Kavernenspeichern im *Start-Szenario* mit dem historischen Zubau von Erdgaskavernen in Deutschland

Zusätzlich könnte der Zubau neuer Salzkavernen durch unternehmerische Solungskapazitäten, Genehmigungsprozesse sowie technische und ökologische Einschränkungen, wie die Salzbelastung in Flüssen und Meeren und die Verfügbarkeit von Wasser, eingeschränkt werden. Aus diesem Grund wird in der Sensitivität *Zubaurestriktion Europa* zusätzlich zur bestehenden Umwidmungsbeschränkung durch den Erdgasbetrieb eine stetig wachsende obere Grenze des Zubaupotenzials neuer Kavernenspeicher in ganz Europa pro Stützjahr angenommen. Der Entwicklung der Zubaubegrenzung neuer Kavernen ist in Tabelle 3 definiert und bildet das jährliche Neubaupotenzial in der Modellregion ab.

Tabelle 3: Zubaubegrenzung neuer Kavernen je Stützjahr in der Sensitivität *Zubaurestriktion Europa*.

Jahr	2030	2035	2040	2045	2050
Jährliches Neubaupotenzial in TWh	0	20	25	30	35

Sensitivität 6: H₂-Transportkapazität

Die Sensitivität *H₂-Transportkapazität* untersucht den Einfluss verminderter innereuropäischer Transportkapazitäten. Die Transportkapazitäten im *Start-Szenario* umfassen umzuwidmende Erdgasleitungen sowie neu zu errichtende Wasserstoffleitungen. Insbesondere die Umwidmung von Erdgasleitungen stellt gegebenenfalls eine Herausforderung dar. Einerseits bestehen mitunter technische Unklarheiten über den Betrieb der Erdgasleitungen mit Wasserstoff. Andererseits ist der Umwidmungszeitpunkt einzelner Erdgasleitungen von der Entwicklung der Erdgasnachfrage abhängig. Ebenso ist der Bau neuer Wasserstoffleitungen ein komplexes Unterfangen. So können lange Planungs- und Genehmigungsprozesse sowie fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung die Errichtung der Leitungen behindern. In der Sensitivität werden pauschal 70 Prozent der Kapazitäten des Wasserstofftransportnetzes im *Start-Szenario* für alle Stützjahre („Reference Grid“ und „Investment Candidates“) angenommen, um die Auswirkungen einer geringeren Investitionstätigkeit zu untersuchen.

Sensitivität 7: H₂-Speicherkosten

Die zukünftige Entwicklung der Speicherkosten ist ungewiss und von vielen Faktoren abhängig. Ein hoher Bedarf von Ausslungskapazitäten für neue Kavernen könnte zu Engpässen in dieser Branche führen. Bei obertägigen Anlagen für die Speicherung von Wasserstoff, wie Trocknungsanlagen, Reinigungsanlagen und Verdichtern, könnten die zukünftigen Kosten aufgrund eines derzeit noch geringen technologischen Reifegrads höher ausfallen als im *Start-Szenario* angenommen. Diese Unsicherheit wird in der Sensitivität *H₂-Speicherkosten* untersucht. Dazu werden die spezifischen Investitions- und fixen Betriebskosten aller Speicherarten in allen Stützjahren pauschal um 20 Prozent erhöht. Die angenommene Lernrate aus dem *Start-Szenario* wird weiterhin angewandt. Die variablen Betriebskosten bleiben unverändert.

Sensitivität 8: H₂-Importpreis

Neben der Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten ist auch der zukünftige Wasserstoffimportpreis ungewiss. Zentrale Einflussfaktoren auf die Preisentwicklung umfassen Investitionskosten, Rahmenbedingungen von Investitionen, Potentiale von erneuerbaren Energien, sowie die Distanz zwischen Export- und Importland, welche maßgeblich für die Transportart und -kosten ist. Hinsichtlich des Endkundenpreises müssen zusätzlich Speicherkosten, Netzentgelte, Steuern, Abgaben sowie Gewinnmargen berücksichtigt werden.

Da es bisher weder regionale noch globale Wasserstoffmärkte gibt, unterliegt der im Modell angenommene Wasserstoffimportpreis großen Unsicherheiten. Aus diesem Grund werden die Importpreise in der Sensitivität *H₂-Importpreis* variiert.

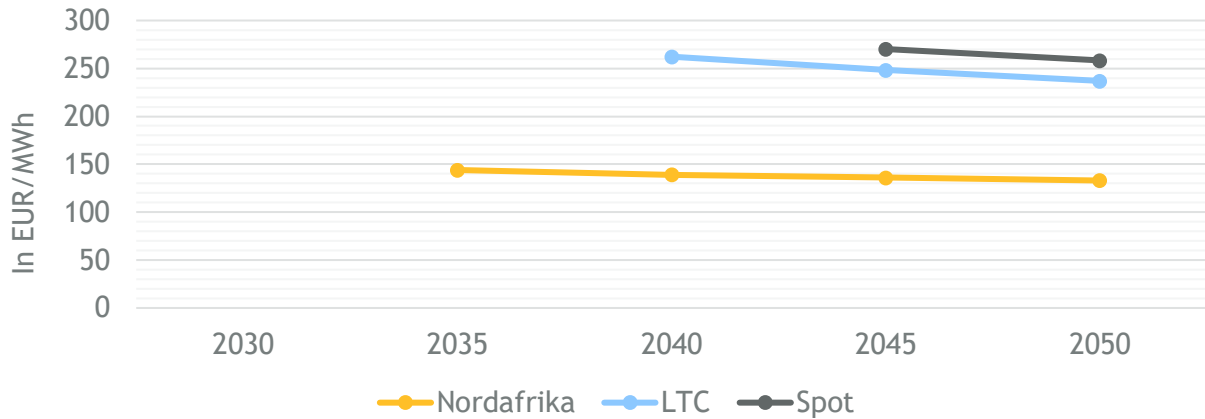


Abbildung 7: Importpreis von grünem Wasserstoff via Pipeline aus Nordafrika und via Schiff (LTC und Spot) in der Sensitivität H_2 -Importpreis

Die Anpassungen sehen höhere Importkosten für alle Regionen vor, basierend auf dem EWI Global PtX Cost Tool (EWI, 2024). Aufgrund der aktuell hohen Inflation, gestiegenen Kapitalkosten und neuen geopolitischen Risiken würden die Importkosten für Wasserstoff aus der Ukraine in dieser Sensitivität bei über 600 EUR/MWh liegen, weshalb diese Importroute in der Sensitivität nicht berücksichtigt wird. Die Abbildung 7 zeigt die in der Sensitivität angenommenen Importpreise.

2.4 Kernergebnisse der Modellierung

Das folgende Kapitel fasst die zentralen Ergebnisse der Studie hinsichtlich der möglichen zukünftigen Bedarfe von Wasserstoffspeichern in Deutschland zusammen. Sowohl das *Start-Szenario* als auch alle untersuchten Sensitivitäten zeigen langfristig erhebliche Wasserstoffspeicherbedarfe, wie in Abbildung 8 dargestellt. So zeigt sich im letzten Stützjahr 2050 eine Spanne von 41,4 bis 83,8 TWh in Deutschland. In den meisten Szenarien liegen die Bedarfe bei unter 50 TWh. Bereits im Jahr 2030 ergibt sich eine Bandbreite von 0 bis 7,3 TWh. Die Variation der resultierenden

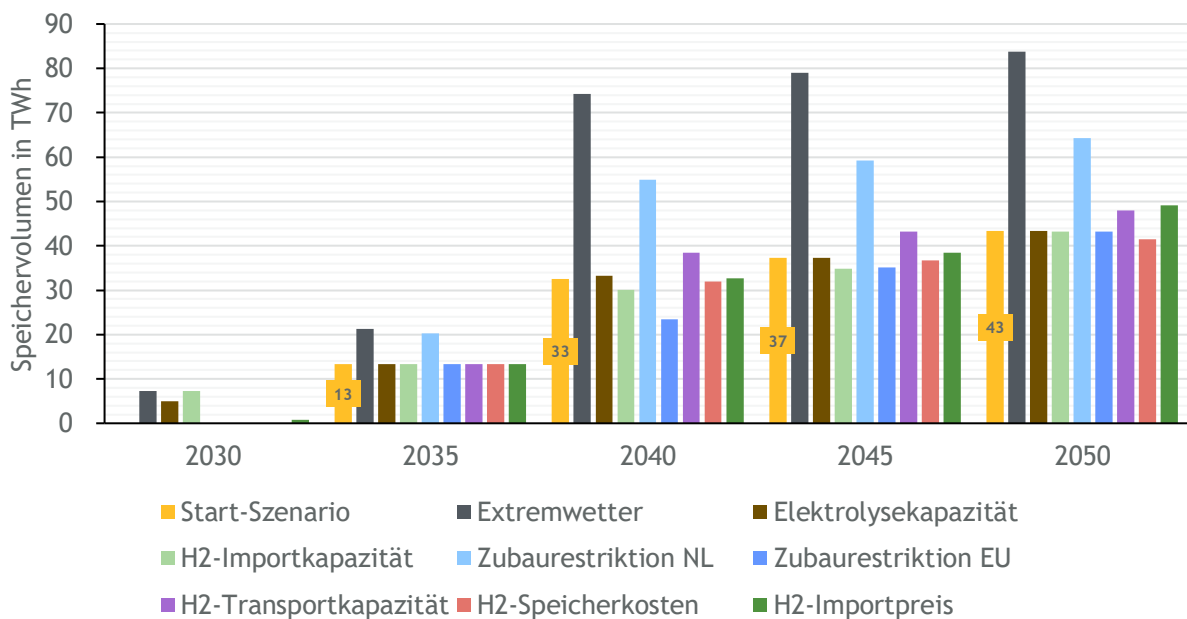


Abbildung 8: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland über alle Modelljahre

Speicherbedarfe unterstreicht die Relevanz der Eingangsparameter und Annahmen, die in existierenden Publikationen oft unzureichend diskutiert werden. Hervorzuheben sind insbesondere die Wetterbedingungen, welche im Rahmen dieser Studie den größten Einfluss auf Speichervolumen und -leistungen aufweisen. Da sich die Ergebnisse je nach Stützjahr deutlich unterscheiden, wird im Folgenden genauer auf die Jahre 2030 und 2045 eingegangen.

Wie in Abbildung 9 dargestellt, zeigt sich im Jahr 2030 im *Start-Szenario* noch kein Wasserstoffspeicherbedarf. Im *Start-Szenario* wird die Wasserstoffnachfrage durch kostengünstige Importe sowie die exogen vorgegebenen Elektrolysekapazitäten gedeckt. Abweichend davon wird in den Sensitivitäten *Extremwetter*, *Elektrolysekapazität*, *H₂-Importkapazität* und *H₂-Importpreis* ein Speicherbedarf ausgewiesen. Die Sensitivität *Extremwetter* führt zu einem Wasserstoffspeicherbedarf von 7,3 TWh, da insbesondere die erhöhte Rückverstromung und die damit verbundene

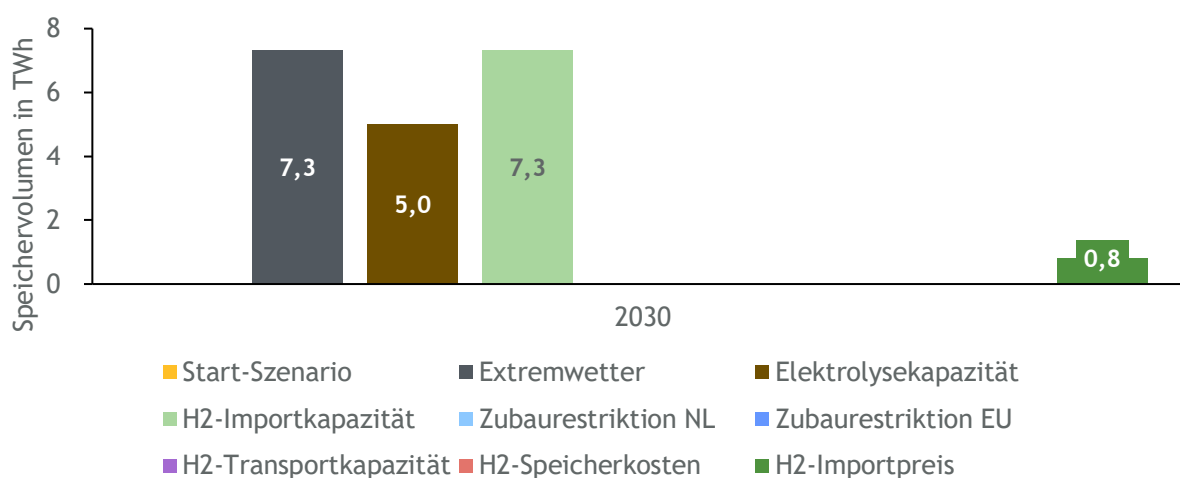


Abbildung 9: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland im Stützjahr 2030

Wasserstoffspitzenlast nicht allein durch Pipelineimporte gedeckt werden kann. In der Sensitivität *H₂-Importkapazität* ist im Jahr 2030 noch kein Wasserstoffimport möglich. Dadurch muss die gesamte Wasserstoffnachfrage innerhalb der Modellregion produziert und zeitlich strukturiert werden, sodass ein Wasserstoffspeichervolumen in Höhe von 7,3 TWh erforderlich wird. Dieser Wert entspricht dem vollständigen Potenzial zur Umwidmung von Erdgaskavernen. Wie in Kapitel 2.1 erläutert, ist das theoretische Umwidmungspotenzial durch die fortlaufende, aber abnehmende Erdgasnutzung beschränkt und basiert in diesem Gutachten auf Daten des TYNDP 2022. In der Sensitivität *Elektrolysekapazität* werden Elektrolyseure bereits im Jahr 2030 endogenisiert. Dies resultiert in einem Wasserstoffspeicherbedarf von 5 TWh und gleichzeitig einer deutlichen Reduktion der Elektrolyseleistung. Somit kann eine potenzielle Überkapazität von Elektrolyseuren durch zeitliche Strukturierung mittels Speicher vermieden werden. In der Sensitivität *H₂-Importpreis* wird durch den teureren Wasserstoffimport der Bau von 0,8 TWh Wasserstoffspeichern kostenoptimal. Dadurch wird eine erhöhte Auslastung der heimischen Elektrolyse ermöglicht.

Fast alle Sensitivitäten weisen im Jahr 2045 einen Speicherbedarf zwischen 35 und 43 TWh auf, wie in Abbildung 10 dargestellt, und liegen damit in der gleichen Größenordnung wie das *Start-Szenario* mit 37 TWh. Lediglich die Sensitivitäten *Extremwetter* und *Zubaurestriktion Niederlande* zeigen mit 79,0 bzw. 59,2 TWh signifikant höhere Speicherbedarfe in Deutschland. Der höhere Speicherbedarf in Deutschland im Falle der *Zubaurestriktion Niederlande* begründet sich darin, dass Wasserstoffspeicher in Deutschland die nicht realisierbaren Wasserstoffspeicher in den Niederlanden weitestgehend kompensieren. Bezogen auf die gesamte Modellregion verändert sich der Speicherbedarf kaum, sodass lediglich von einer Verschiebung des Speichervolumens auszugehen ist. Dennoch beinhaltet diese Sensitivität die wichtige Erkenntnis, dass Restriktionen im Ausbau von Wasserstoffspeichern im europäischen Ausland direkte Rückwirkungen auf die kosteneffiziente Dimensionierung von nationalen Wasserstoffspeichern haben.

Der höchste Wasserstoffspeicherbedarf im Jahr 2045 wird für die Sensitivität *Extremwetter* ausgewiesen. Dies ist vor allem auf die Wasserstoffspitzenlast zurückzuführen, die von dem erhöhten Rückverstromungsbedarf während der Dunkelflaute getrieben wird. Da es sich bei der Dunkelflaute um ein Phänomen handelt, das große Teile Europas betrifft, erhöht sich das aggregierte Wasserstoffspeichervolumen nicht nur für Deutschland, sondern für die gesamte Modellregion (vgl. Kapitel 2.6.1).

Durch die separate Optimierung von Speicherleistung und Speichervolumen ergeben sich wichtige Erkenntnisse für die Anforderungen an zukünftige Wasserstoffspeicher. Die Studie zeigt, dass insbesondere Ausspeicherleistungen signifikant von üblichen Leistungs-Volumen-Verhältnissen heutiger Erdgasspeicher abweichen. Im *Start-Szenario* ergibt sich im Jahr 2045 eine Ausspeicherleistung von 106 GW, welche bei Volllast einer Ausspeicherdauer von etwa zwei Wochen entspricht. Die Einspeicherdauer bei Volllast hingegen beträgt etwa drei Monate.

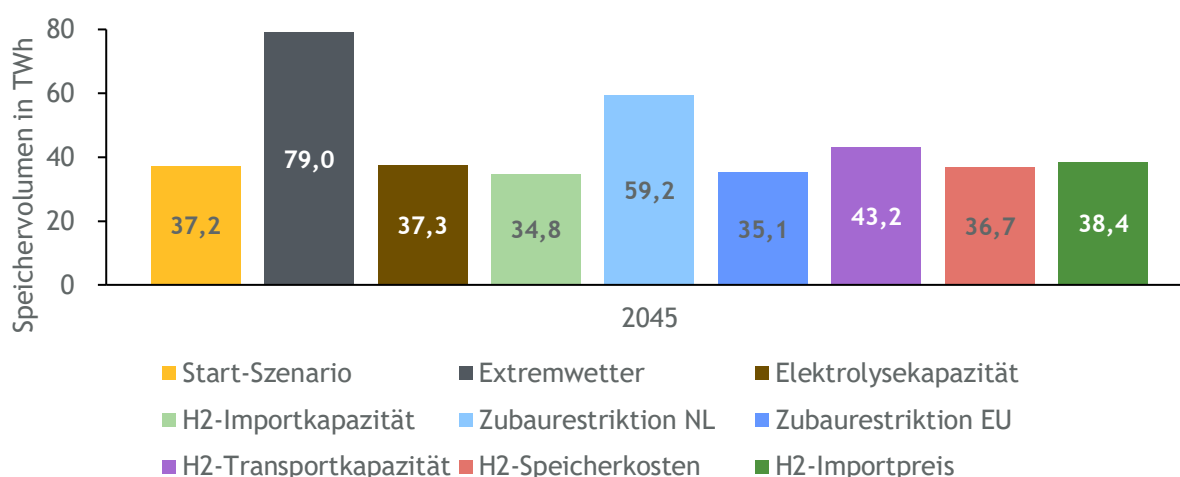


Abbildung 10: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland im Stützjahr 2045

Lediglich die Sensitivität *Extremwetter* zeigt signifikante Unterschiede in den Ein- und Ausspeicherleistungen im Vergleich zum *Start-Szenario*. Diese sind in Abbildung 11 aufgeführt. Der erhöhte Rückverstromungsbedarf in der Sensitivität *Extremwetter* erfordert neben größeren Speichervolumen auch höhere Ein- und Ausspeicherleistungen. In beiden Szenarien zeigt sich ab dem Jahr 2040 eine deutliche Steigerung der Ausspeicherleistung. Der Leistungssprung ist vor allem auf das Wegfallen konventioneller elektrischer Erzeugungskapazitäten zurückzuführen, welche weitestgehend durch wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke ersetzt werden, und somit hohe Wasserstoffnachfragespitzen erzeugen.

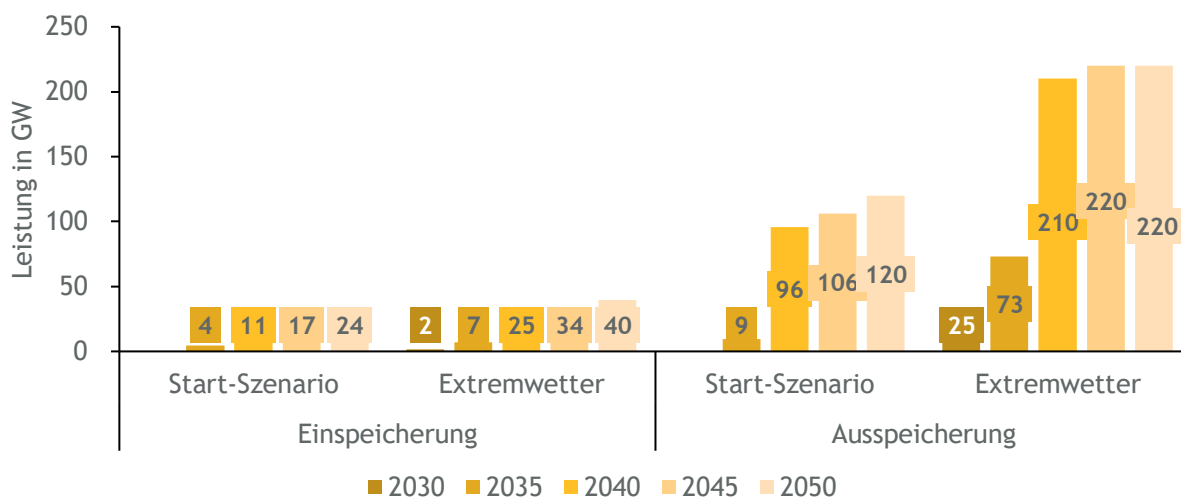


Abbildung 11: Ein- und Ausspeicherleistung (bezogen auf die thermische Leistung) der Wasserstoffspeicher im *Start-Szenario* und in der Sensitivität *Extremwetter*.

2.5 Detailanalyse des Start-Szenarios

Die Annahmen des *Start-Szenario* basieren zu großen Teilen auf dem TYNDP 2022 (Strom- und Wasserstoffnachfrage) und TYNDP 2024 (Transportinfrastruktur). Es wird davon ausgegangen, dass ausreichend Kapital mobilisiert werden kann, um die Erzeugungskapazitäten und notwendige Infrastruktur auszubauen sowie weitere Investitionen nach Bedarf vorzunehmen. Im Folgenden werden die hieraus resultierenden Modellergebnisse detailliert für Deutschland und Europa analysiert.

2.5.1 Ergebnisse des Start-Szenarios: Deutschland

Wasserstoffspeicher

In dieser Analyse wird der kostenoptimale Wasserstoffspeicherbedarf in Deutschland und Europa, aufgeteilt nach umgewidmeten und neu gebauten Kavernen- und Porenspeichern, ermittelt. Das Ergebnis ist in Abbildung 12 dargestellt. Ab dem Jahr 2035 liegt ein Speicherbedarf vor, der vollständig durch umgewidmete Erdgaskavernenspeicher gedeckt wird. Der Speicherbedarf steigt ab dem Jahr 2040 erheblich, was den Neubau von Kavernenspeichern erforderlich macht. Bis zum Jahr 2050 erreicht der Speicherbedarf 43,3 TWh, wobei etwa zwei Drittel dieses Bedarfs durch die Umwidmung von Erdgaskavernen bereitgestellt wird. Das Potenzial zur Umwidmung von Erdgaskavernen ist durch den Bedarf an Erdgasspeicherung begrenzt und wird in jedem Jahr, mit Ausnahme von 2030, vollständig ausgeschöpft. Aufgrund der höheren Speicherverluste und -kosten werden im *Start-Szenario* in Deutschland keine Porenspeicher umgewidmet oder neugebaut.

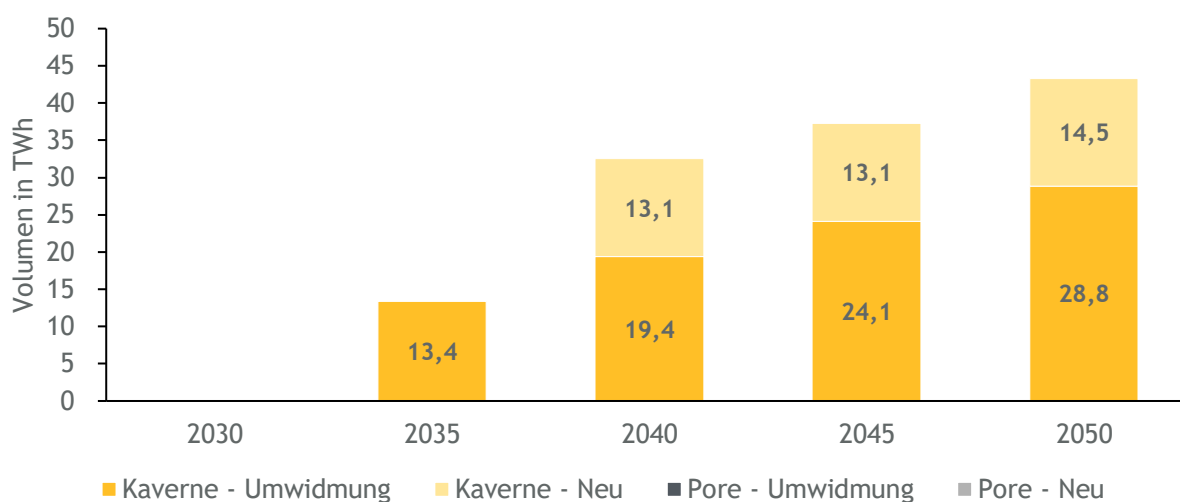


Abbildung 12: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart im *Start-Szenario*

Wasserstoffspeicherlevel

Wie in Abbildung 13 dargestellt, zeigt das Speicherlevel der Wasserstoffspeicher in Deutschland über alle Jahre hinweg einen ähnlichen Verlauf. Die Speicher werden zwischen März und November vollständig gefüllt und in den Wintermonaten vollständig entleert. Nur für das Jahr 2035 ergibt sich ein abweichender Verlauf des Speicherstandes. Da im Jahr 2035 noch fossile Kraftwerkskapazitäten im Strommarkt aktiv sind, können diese zur Deckung von Spitzenlasten genutzt werden. Somit erhöhen sich die durchschnittlichen Volllaststunden von Wasserstoffkraftwerken gegenüber Folgejahren. Dies resultiert in einer höheren Auslastung der Ausspeicherung und folglich einem veränderten Speicherfüllstandsverlauf.

Insgesamt werden die Speicher hauptsächlich als saisonaler Ausgleich genutzt, indem vor allem überschüssige PV-Energie im Sommer zur Wasserstoffproduktion genutzt wird. Diese Mengen werden eingespeichert, um die höhere Wasserstoffnachfrage im Winter zu decken. Die Einspeicherung verläuft dabei sehr kontinuierlich mit geringer Leistung, während die Ausspeicherung an mehreren einzelnen Tagen und Wochen mit hoher Leistung stattfindet. Die Produktion von Wasserstoff mit Windenergie führt vermehrt für zu einer direkten Deckung des Wasserstoffbedarfs, sodass Windenergie nur im geringen Maße zum Speicherbedarf beiträgt. Der Anteil von eingespeichertem Wasserstoff an der Gesamtnachfrage pro Jahr liegt 2035 bei etwa 8 Prozent und ab 2040 bei rund 12 Prozent. Bei der Analyse des Speicherbedarfs ist zu berücksichtigen, dass volatilere Ein- und Ausspeichervorgänge im Tagesverlauf aufgrund der aggregierten Betrachtung nicht im Modell abgebildet werden.

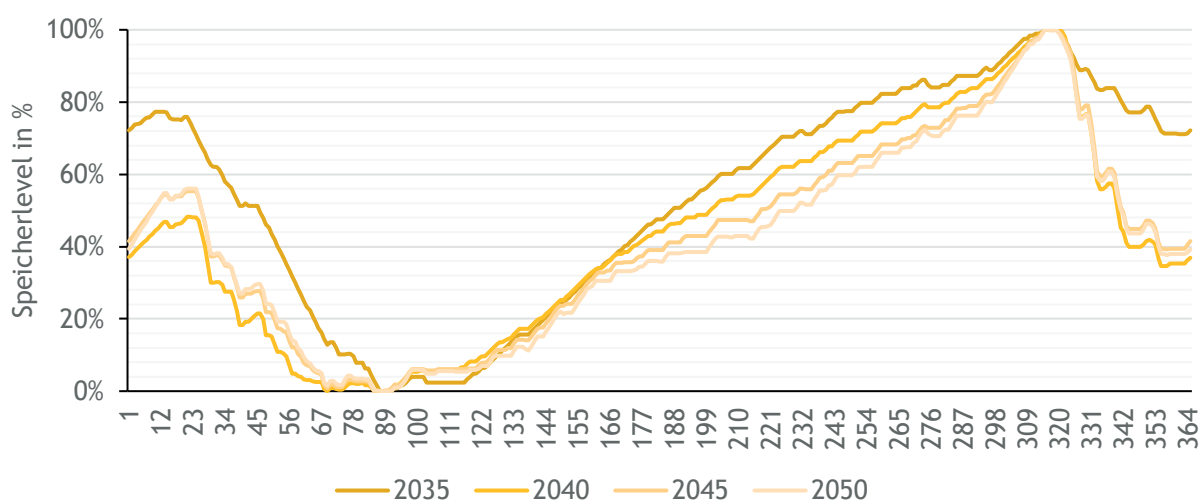


Abbildung 13: Relatives Speicherlevel im Jahresverlauf in Deutschland im Start-Szenario

Ein- und Ausspeicherleistung

Die Ein- und Ausspeicherleistung der Wasserstoffspeicher zeigt analog zum Speicherbedarf einen Hochlauf mit einem deutlichen Leistungssprung im Jahr 2040. Wie in Abbildung 14 gezeigt, ist die Ausspeicherleistung dabei um ein Vielfaches höher dimensioniert als die Einspeicherleistung. Mit dieser hohen Ausspeicherleistung werden insbesondere Wasserstoffspitzenlasten an einzelnen Tagen und Wochen gedeckt, die vor allem auf die Rückverstromung zurückzuführen sind. Da die Einspeicherung relativ gleichmäßig zwischen März und November erfolgt, gibt es hier keine größeren Leistungsspitzen. Entsprechend ist die Einspeicherung vergleichsweise niedrig dimensioniert. In Deutschland ist die Einspeicherleistung der Wasserstoffspeicher geringer als die

Elektrolysekapazität, während die Ausspeicherleistung höher ist als die Kapazität der Wasserstoffkraftwerke.

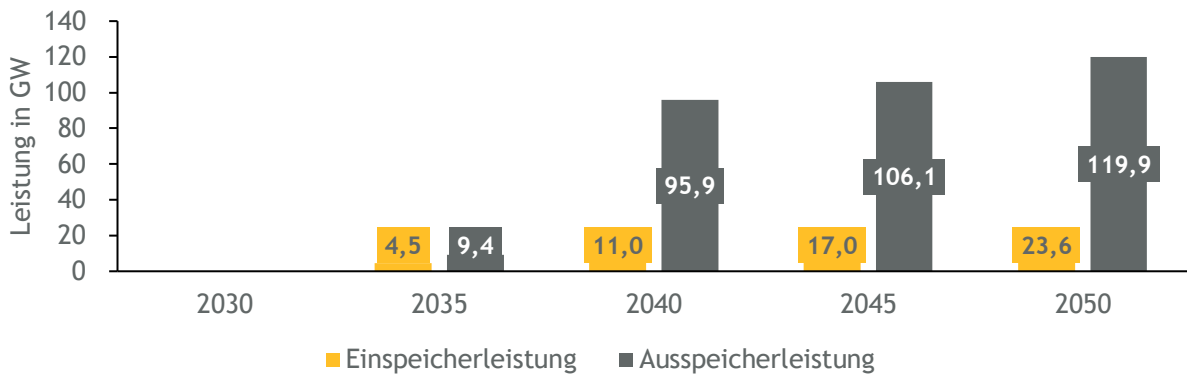


Abbildung 14: Ein- und Ausspeicherleistung in Deutschland im Start-Szenario

Die Analyse der in Abbildung 15 dargestellten Jahresdauerlinie der Wasserstoffausspeicherung in Deutschland liefert wertvolle Einblicke über die Nutzung und Auslastung der Ausspeicherleistung. Sie stellt dar, wie viele Tage im Jahr eine bestimmte Ausspeicherleistung benötigt wird und ist in Prozent der Ausspeicherleistung angegeben. Im Jahr 2035 wird die Ausspeicherleistung an etwa 53 Tagen vollständig ausgenutzt. Wie oben bereits beschrieben, gibt es zu diesem Zeitpunkt noch fossil-betriebene Kraftwerkskapazitäten am Markt, die Lastspitzen im Strommarkt ausgleichen können. Dadurch werden die Wasserstoffkraftwerke, welche maßgebliche Treiber für die Wasserstoffnachfrage sind, an mehreren Tagen vollständig ausgelastet. Die Volllaststunden der Ausspeicherleistung liegen in diesem Jahr bei etwa 1.570 Stunden. Im Jahr 2040 und den folgenden Jahren ist die Ausspeicherleistung nur für einen Tag vollständig ausgelastet - dies ist der Tag mit der höchsten Wasserstoffresiduallast, für die die Ausspeicherleistung dimensioniert wird. Die Volllaststunden sinken bis 2050 auf etwa 505 Stunden.

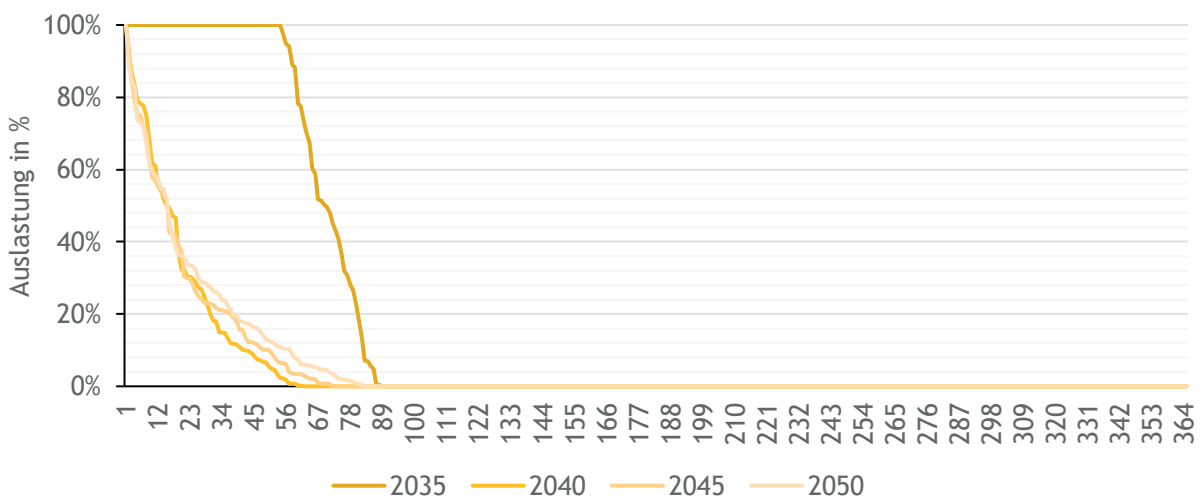


Abbildung 15: Auslastung der Ausspeicherleistung in Deutschland im Start-Szenario

Im Gegensatz dazu zeigt die Einspeicherung von Wasserstoff in allen Jahren einen deutlich höheren Grad an Auslastung. Dies ist auf die gleichmäßige und stetige Einspeicherung von Wasserstoff im Sommer sowie in Zeiten mit negativer Wasserstoffresiduallast zurückzuführen. Über alle Jahre hinweg weist die Einspeicherung an zwischen 86 und 139 Tagen eine volle Auslastung auf. Die

Volllaststunden der Einspeicherung liegen zwischen 3.830 Stunden im Jahr 2040 und 2.623 Stunden im Jahr 2050.

Investitionskosten für Wasserstoffspeicher

Aus der kostenoptimalen Modellierung des Energiesystems und den resultierenden Speichervolumen sowie Ein- und Ausspeicherleistungen lassen sich Investitionsbedarfe⁷ ableiten. In Deutschland ergibt sich im *Start-Szenario* über alle Stützjahre hinweg ein Investitionsbedarf für Wasserstoffspeicher von etwa 32,5 Milliarden Euro. Wie in Abbildung 16 dargestellt, trägt die Ausspeicherleistung mit 19,5 Milliarden Euro den größten Kostenanteil, gefolgt von 9,1 Milliarden Euro für das Speichervolumen und 3,8 Milliarden Euro für die Einspeicherleistung. Im Jahr 2040 werden mit 19,4 Milliarden Euro etwa 60 Prozent der Gesamtinvestitionen fällig. Im Jahr 2035 werden etwa 17 und in den Jahren 2045 und 2050 etwa 23 Prozent der Gesamtinvestitionen getätigt.

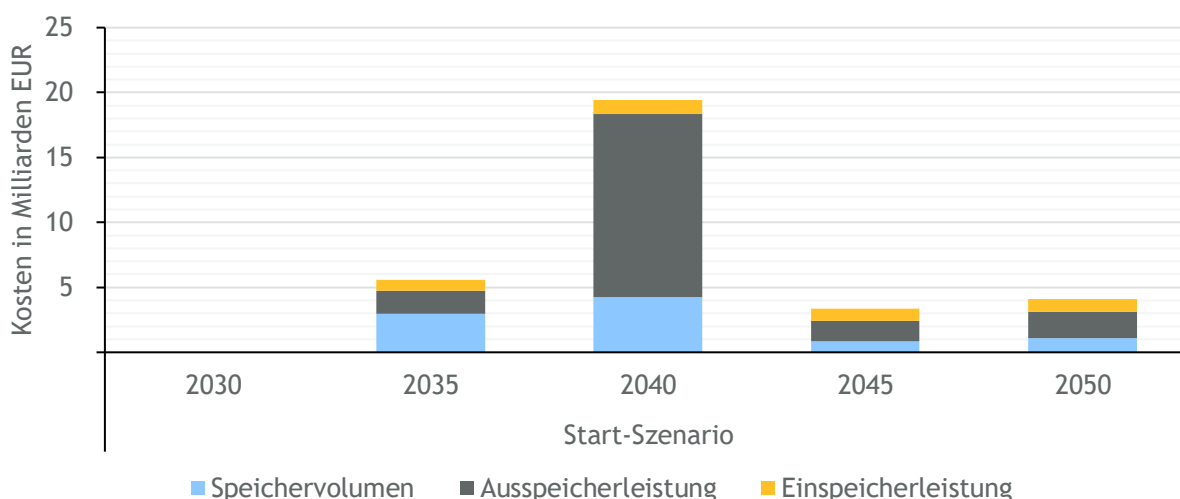


Abbildung 16: Investitionskosten für Wasserstoffspeicher in Deutschland im *Start-Szenario*

Kapazität ausgewählter Technologien

Die Modellergebnisse geben Auskunft über kostenoptimale Kapazitäten von elektrischen Erzeugungsanlagen. In Abbildung 17 sind die Kapazitäten für erneuerbare Erzeugungsanlagen dargestellt. Diese werden in Deutschland durch die exogen vorgegebenen Ziele des EEG bestimmt. Nach 2040 zeigt sich für Wind Onshore und Photovoltaik bzw. nach 2045 für Wind Offshore kein weiterer Ausbau.

In Abbildung 18 werden die Kapazitäten von Wasserstoffkraftwerken, Batterien und Elektrolyseuren gezeigt. Die Wasserstoffkraftwerke zeigen von 2035 auf 2040 einen erheblichen Sprung in der Kapazität, bedingt durch den Wegfall von 5 GW Kohle- und 26 GW Gaskraftwerken. In diesem Schritt werden 10 GW H₂-ready Erdgaskraftwerke auf Wasserstoffbetrieb umgestellt. Dies führt

⁷ Die berechneten Investitionskosten wurden ohne Verzinsung oder Annuitäten berechnet und basieren auf realen Kosten für das Jahr 2024.

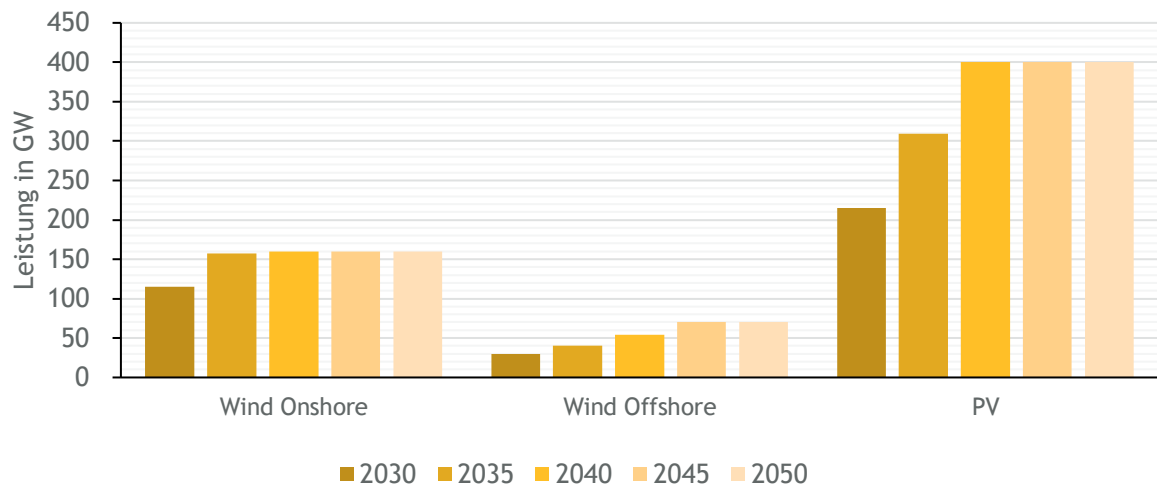


Abbildung 17: Kapazitäten von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Deutschland im *Start-Szenario*

zu einer vollständigen Dekarbonisierung des Stromsektors bis 2040. Ab 2040 weisen die Wasserstoffkraftwerke weniger als 400 Volllaststunden auf und werden vor allem in Zeiten hoher Residuallast eingesetzt. Batterien und Elektrolyseure verzeichnen von 2030 bis 2050 eine stetig steigende Kapazität. Die Volllaststunden der Elektrolyseure liegen dabei mit etwa 3.000 Stunden etwas unterhalb des europäischen Durchschnitts (vgl. Abbildung 48 im Anhang A.1).

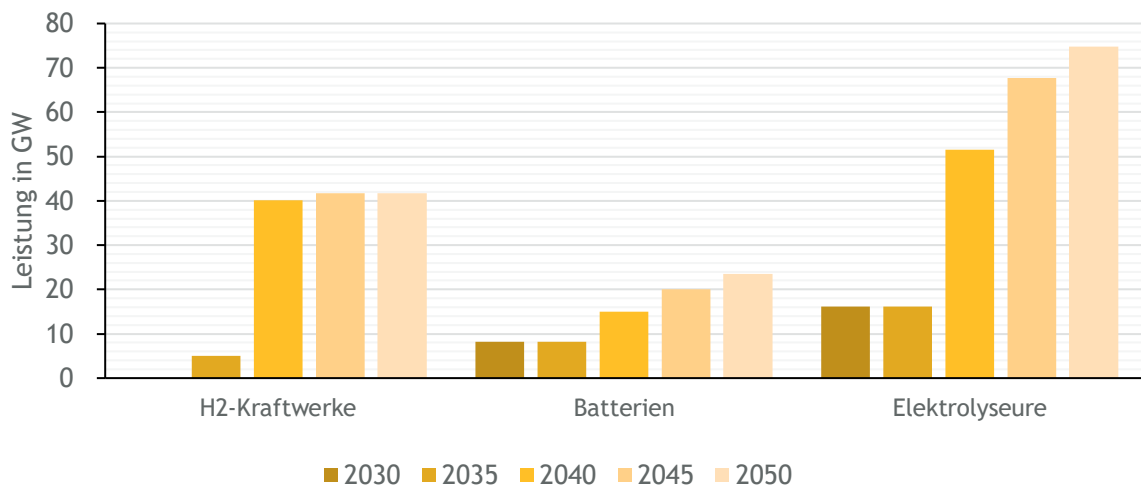


Abbildung 18: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Deutschland im *Start-Szenario*

Strom- und Wasserstoffbilanz

Im *Start-Szenario* ist Deutschland in allen Jahren Netto-Importeur von Wasserstoff. Bis zum Jahr 2050 erreicht das Netto-Importvolumen von Wasserstoff etwa 285 TWh. Wie in Abbildung 20 visualisiert, wird der importierte Wasserstoff vor allem aus Nachbarländern bezogen, die über signifikante eigene Elektrolysekapazitäten verfügen, wie beispielsweise Belgien, Finnland und Norwegen, oder aus Nachbarländern, die zur Durchleitung von Importen von außerhalb der Modellregion dienen, wie etwa die Schweiz. Ein Export findet insbesondere in Länder mit höherem Speicherpotenzial statt, wie beispielsweise die Niederlande und Polen.

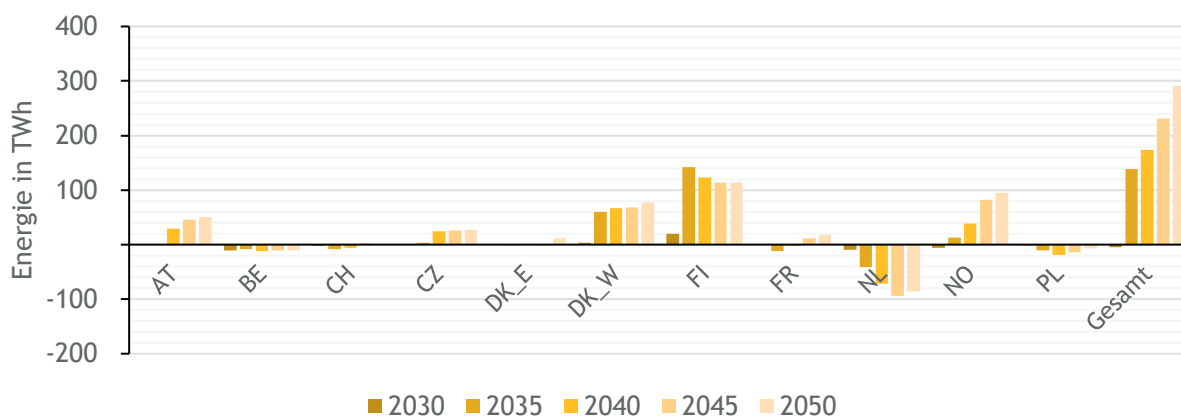


Abbildung 20: Netto-Wasserstoffimporte nach Deutschland je Land im Start-Szenario

In Abbildung 19 sind die Netto-Stromimporte nach Deutschland dargestellt. Im Gegensatz zur Wasserstoffbilanz ist Deutschland im Stromsektor nur 2030 Netto-Importeur und ab 2035 Netto-Exporteur. Trotz signifikanter Kapazitäten erneuerbarer Energien ist Deutschland im Jahr 2030 Netto-Importeur. Dies ist vor allem auf günstige Erzeugung in Nachbarländern sowie die Stilllegung fossiler Kraftwerksleistung innerhalb Deutschlands zurückzuführen. Ab dem Jahr 2035 wird Deutschland jedoch zu einem Netto-Exporteur von Strom, da die Kapazitäten an erneuerbaren

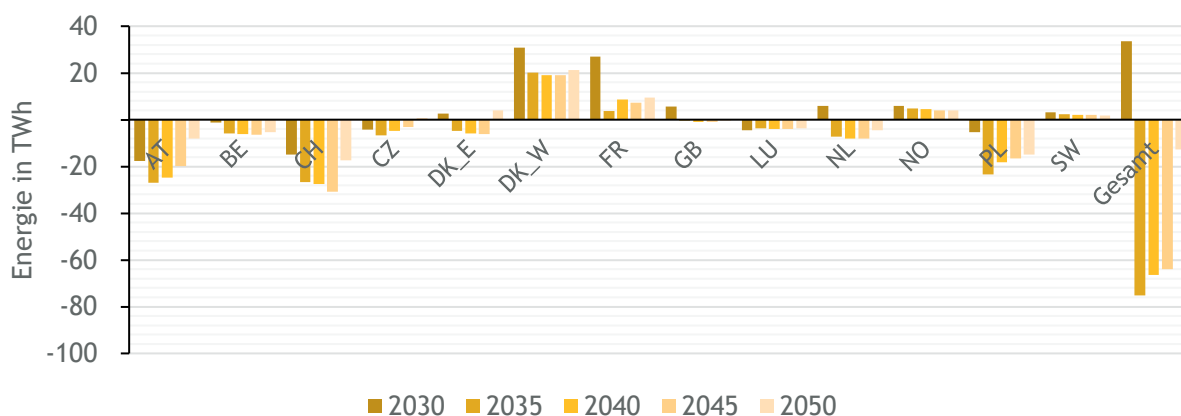


Abbildung 19: Netto-Stromimporte nach Deutschland je Land im Start-Szenario

Energien weiter ausgebaut werden. Bis zum Jahr 2050 ist der Stromaußenhandel nahezu ausgeglichen. Deutschland exportiert Strom in die meisten Nachbarländer, während aus Dänemark und Frankreich größere Mengen importiert werden.

2.5.2 Ergebnisse des Start-Szenarios: Europa

Wasserstoffspeicher

In Europa besteht im *Start-Szenario* ab dem Jahr 2035 ein Speicherbedarf für Wasserstoff. Wie in Abbildung 21 dargestellt, wird dieser vorrangig durch Kavernenspeicher gedeckt. Den größten Anteil macht der Neubau von Kavernenspeichern aus, die im Jahr 2050 etwa 74 Prozent des gesamten Speicherbedarfs von 145,1 TWh decken. Die jährliche Umwidmung bestehender Erdgaskavernen ist durch die nachlassende Erdgasnachfrage begrenzt und wird ab 2035 stets vollständig ausgenutzt. Auf europäischer Ebene werden geringe Anteile des Bedarfs mit der Umwidmung von Porenspeichern gedeckt. Diese werden in Irland eingesetzt, da Irland aufgrund seiner Insellage nur eingeschränkt aus dem europäischen Energiesystem versorgt wird und kein Potenzial für Kavernenspeicher aufweist. Analog zum Verlauf des Speicherausbaus in Deutschland, zeigt sich im Jahr 2040 in Europa ein signifikanter Sprung im benötigten Wasserstoffspeichervolumen. Dieser ist auf die europaweite Kapazitätssteigerung von Wasserstoffkraftwerken im Jahr 2040 zurückzuführen, die vor allem durch die Abschaltung und Umwidmung fossilbetriebener Kraftwerkskapazitäten begründet ist.

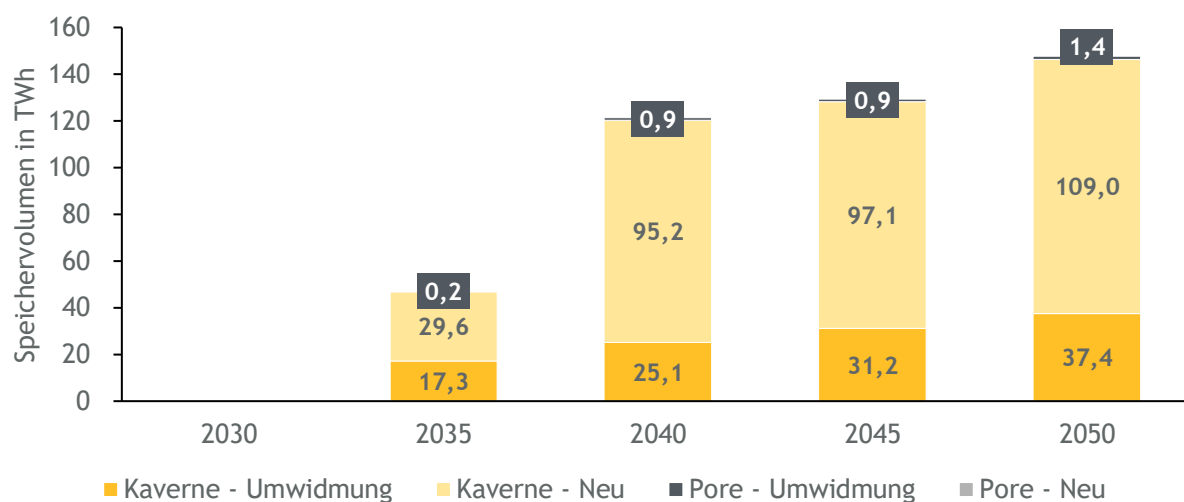


Abbildung 21: Wasserstoffspeichervolumen in Europa nach Speicherart im *Start-Szenario*

Wie in Abbildung 22 dargestellt, konzentriert sich die Verteilung der Wasserstoffspeicher auf zentral gelegene Länder mit Potenzialen für Kavernenspeicher. Die höchsten Speichervolumen weisen Deutschland, die Niederlande und Großbritannien auf. Während Großbritannien aufgrund seiner eingeschränkten Anbindung an weitere Länder eigene Speicher benötigt, dienen die Speicher in Deutschland und den Niederlanden auch zur Versorgung der Nachbarländer. Frankreich und Polen weisen ebenfalls ein signifikantes Speichervolumen auf. Weiteres Speichervolumen ist über mehrere Länder verteilt.

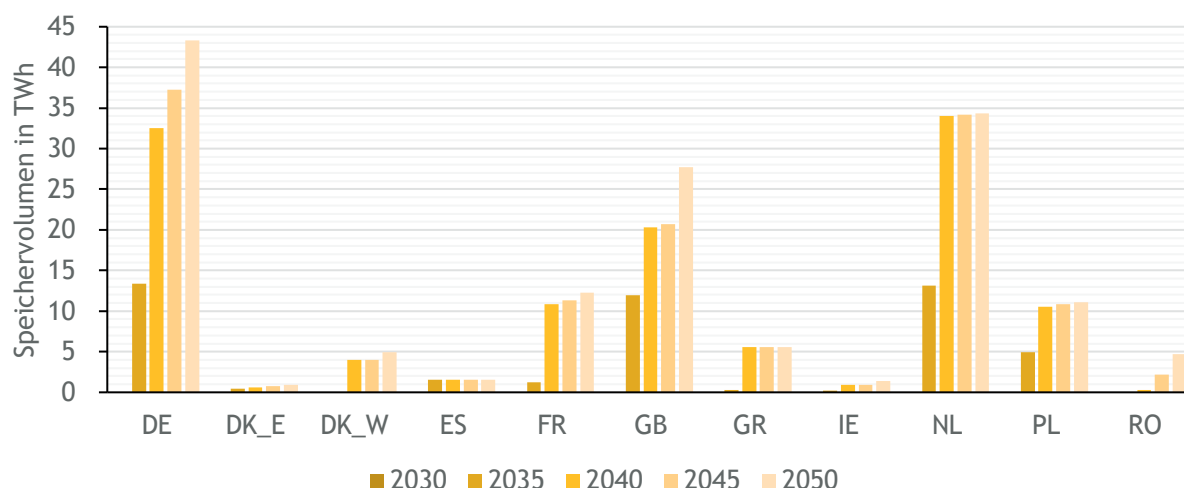


Abbildung 22: Wasserstoffspeichervolumen nach Land im Start-Szenario

Wasserstoffspeicherlevel

Ein genauerer Blick auf das Wasserstoffspeicherlevel zeigt, dass die Speicher unabhängig vom Land einen ähnlichen Verlauf aufweisen. Wie in Abbildung 23 exemplarisch für 2045 zu erkennen, erreichen die Speicher der fünf ausgewählten Länder trotz individueller Schwankungen Mitte November ihren höchsten Stand, um dann bis zum Ende des Winters vollständig geleert zu werden. Im Rahmen des verwendeten Wetterjahres 2005 zeigt sich daher in ganz Europa eine saisonal geprägte Wasserstoffresiduallast. In Großbritannien ist ein volatileres Speicherlevel zu erkennen, was auf die geringeren Transportkapazitäten zum europäischen Festland und den dadurch höhe-

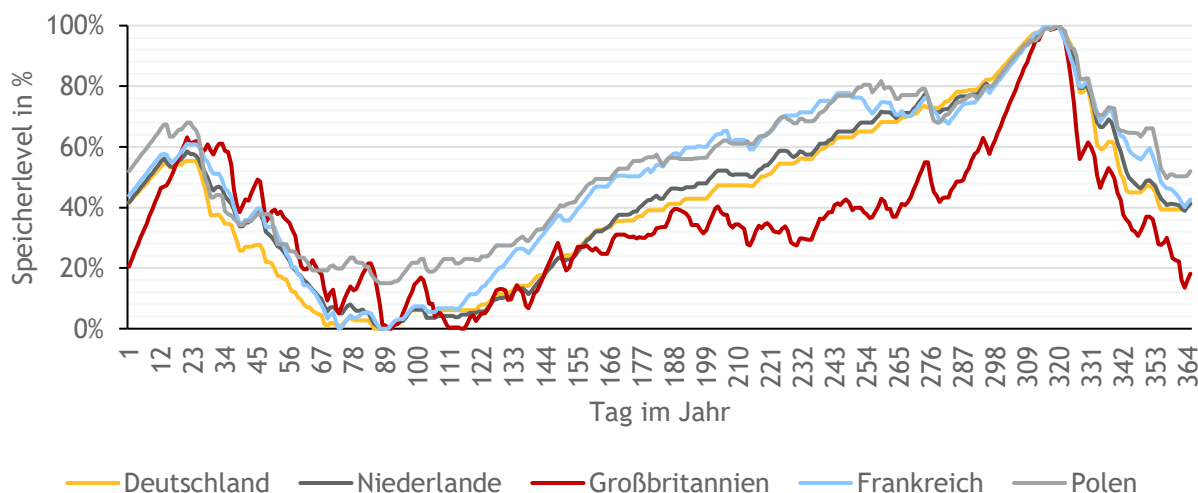


Abbildung 23: Relatives Speicherlevel im Jahresverlauf 2045 in den fünf Ländern mit den größten Speichervolumina in Europa im Start-Szenario

ren Flexibilitätsbedarf zurückzuführen ist. In Polen wird der Speicher nicht vollständig entleert, was auf eine geringfügige Überbauung im Investitionslauf des Modells zurückzuführen ist (vgl. Kapitel 2.1). Dies betrifft etwa 2 Prozent des Speichervolumens in Europa.

Ein- und Ausspeicherleistung

Neben dem Speicherbedarf zeigt sich, ebenso wie in Deutschland, auch in Europa eine hohe Ausspeicherleistung und eine deutlich niedrigere Einspeicherleistung der Wasserstoffspeicher. Die Leistungen sind in Abbildung 24 dargestellt. Hohe Ausspeicherleistungen werden nur in wenigen Stunden im Jahr zur Deckung der Spitzenlast benötigt, die durch die Rückverstromung durch Wasserstoffkraftwerke charakterisiert wird. Die Ausspeicherleistung der Wasserstoffspeicher entspricht aggregiert über Europa etwa dem Wasserstoffbedarf der Wasserstoffkraftwerke bei Vollast. Die Einspeicherleistung ist auch in Europa etwas kleiner dimensioniert als die Wasserstoffproduktion der Elektrolyseure bei Vollast. Ein Großteil des in Europa erzeugten Wasserstoffs wird somit direkt verwendet und muss nicht zwischengespeichert werden.

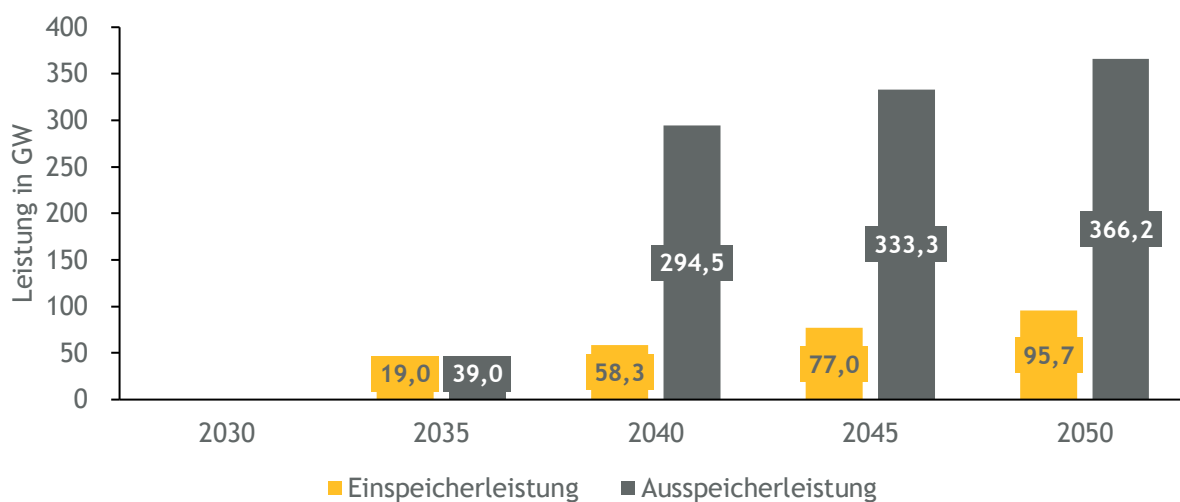


Abbildung 24: Ein- und Ausspeicherleistung in Europa im *Start-Szenario*

Kapazität ausgewählter Technologien

Die Kapazitäten erneuerbarer Erzeugungsanlagen sowie der Elektrolyseure werden bis einschließlich 2050 in Europa stetig ausgebaut. Im Jahr 2050 ergibt sich in Summe eine installierte Leistung von ca. 780 GW Onshore-Wind, ca. 400 GW Offshore-Wind und 970 GW PV. Im *Start-Szenario* zeigt sich ebenso wie in Deutschland auch in Europa von 2035 auf 2040 ein großer Sprung der

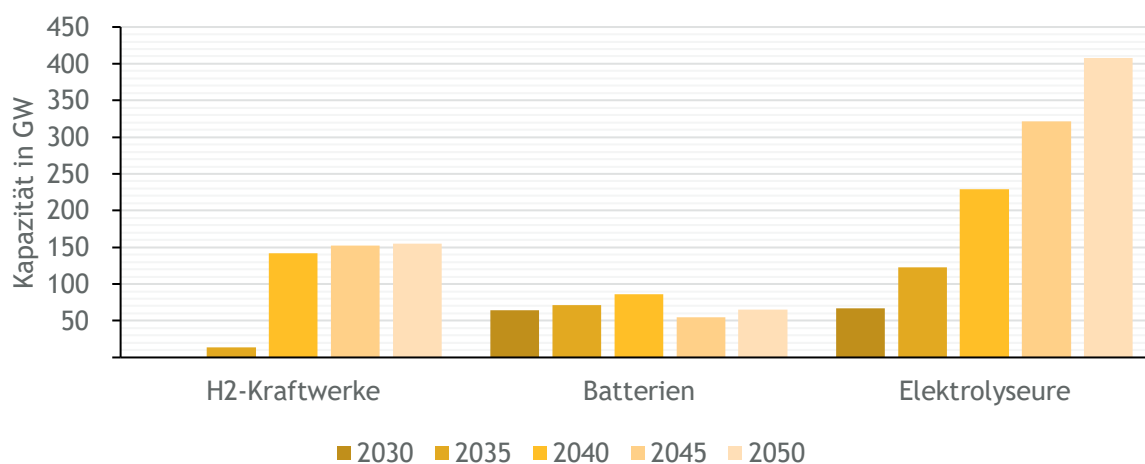


Abbildung 25: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Europa im *Start-Szenario*

Wasserstoffkraftwerkskapazität von 13 auf 142 GW, wie in Abbildung 25 dargestellt. Im Gegensatz zu Deutschland zeigt sich in Europa allerdings ab 2040 mit 700 bis 750 Volllaststunden eine doppelt bis dreifach so hohe Auslastung der Wasserstoffkraftwerke (vgl. Abbildung 49 im Anhang A.1). Diese wird im Wesentlichen durch höhere Volllaststunden in den Wasserstoffimportländern Italien, Spanien und der Slowakei getrieben. Durch die Pipelineanbindung liegt in diesen eine höhere und flexiblere Verfügbarkeit von Wasserstoff vor. Zusätzlich liegt eine Mindestabnahme für den Wasserstoffimport durch die Pipelines vor⁸. Diese beiden Rahmenbedingungen führen dazu, dass Wasserstoffkraftwerke in den Importländern höhere Volllaststunden aufweisen. Die übrigen betrachteten Länder weisen eine ähnliche Fahrweise der Kraftwerke zu Deutschland auf.

Die installierte Leistung von Batterien zum Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen im Stromdargebot liegt bei 55 bis 86 GW. Die elektrische Leistung der Elektrolyseure in Europa steigt von 67 GW im Jahr 2030 auf über 400 GW bis 2050. Die Elektrolyseure weisen im europäischen Durchschnitt mit über 4.000 Volllaststunden im Vergleich zu Deutschland eine höhere Auslastung auf (vgl. Abbildung 49 im Anhang A.1). Dies liegt vor allem an guten erneuerbaren Energiepotenzialen mit hohen Volllaststunden in anderen europäischen Ländern wie Dänemark, Schweden oder Irland.

Wasserstoffbilanz

Wie in Abbildung 26 dargestellt, produziert Europa den größeren Anteil seines Wasserstoffbedarfes selbst. Dabei besteht mit einem Importanteil der Wasserstoffversorgung zwischen 32 Prozent und 50 Prozent dennoch eine deutliche Importabhängigkeit. Der absolute Wasserstoffbedarf in der Modellregion steigt von 407 TWh im Jahr 2030 auf 2.330 TWh im Jahr 2050. Davon werden 2050 etwa 59 Prozent über Elektrolyseure mit einer elektrischen Anschlussleistung von 408 GW gedeckt.

Der Importanteil von circa 41 Prozent wird zu etwa 94 Prozent per Pipeline aus Nordafrika und der Ukraine bezogen und verteilt sich gleichmäßig auf die Importländer Spanien, Italien und die

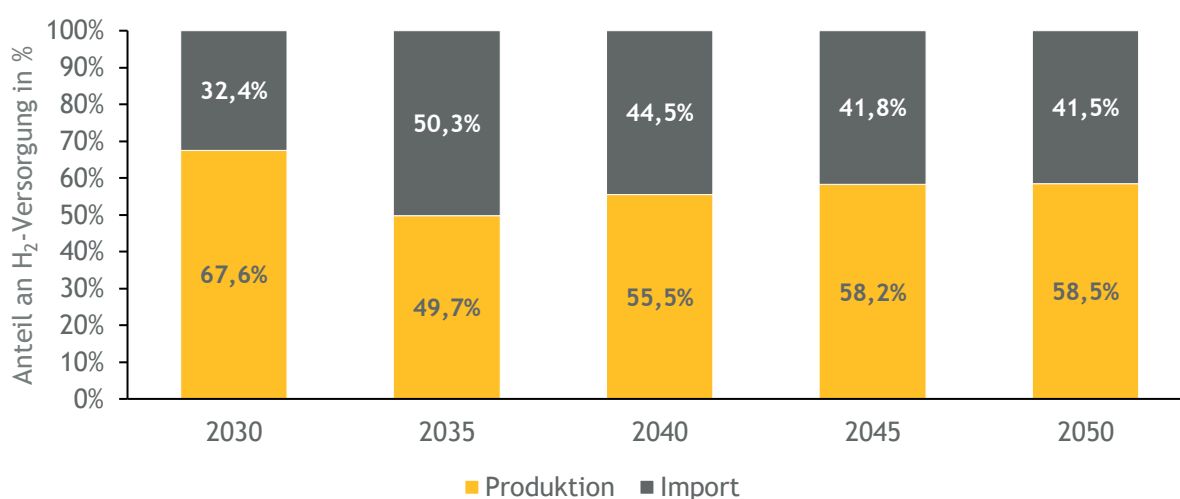


Abbildung 26: Anteile von Produktion und Import an der Wasserstoffversorgung in Europa im Start-Szenario

⁸ Die genannten Länder verbrauchen den in die Modellregion importierten Wasserstoff teilweise selbst, ein großer Teil wird allerdings in weitere Länder der Modellregion wie Deutschland durchgeleitet.

Slowakei. Die Auslastung der Import-Pipelines nach Spanien und Italien bleibt ab 2035 konstant bei etwa 99 Prozent, während die Auslastung der Import-Pipeline über die Ukraine in die Slowakei zwischen 93 und 97 Prozent liegt. Der Schiffsimport spielt im *Start-Szenario* mit 6 Prozent eine untergeordnete Rolle, wobei Wasserstoff per Schiff nur über Langfristverträge bezogen wird und der Spotmarkt nicht genutzt wird (siehe Abbildung 52 im Anhang A.1). Zwischen 2035 und 2045 landen die Schiffsimporte ausschließlich in Griechenland an, wobei im Jahr 2050 etwa 20 TWh nach Griechenland und zusätzlich 40 TWh nach Großbritannien importiert werden ⁹.

2.6 Detailanalyse der Sensitivitäten

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen im Detail betrachtet. Dabei liegt der Fokus auf Sensitivitäten, die signifikante Abweichungen gegenüber dem *Start-Szenario* aufweisen. Diese umfassen die Sensitivitäten *Extremwetter*, *Elektrolysekapazität*, *H₂-Importkapazität* und *Zubaurestriktion Niederlande*. Die Sensitivitäten *Kapazitätsbegrenzung EU*, *H₂-Transportkapazität*, *H₂-Speicherkosten* sowie *H₂-Importpreis* werden am Ende dieses Kapitels in kleinerem Umfang beschrieben.

2.6.1 Extremwetter

Die Sensitivität *Extremwetter* bildet ein seltenes, historisches Wetterereignis ab und zeigt, dass solch ein extremes Wetterereignis in Deutschland und Europa einen erheblichen Einfluss auf den Wasserstoffspeicherbedarf hat. Sowohl das Speichervolumen als auch die benötigten Ein- und Ausspeicherleistungen sowie Wasserstoffkraftwerkskapazitäten steigen stark an. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit, bei der Auslegung des Energiesystems diverse Wetterbedingungen einzubeziehen.

⁹ Unter den getroffenen Annahmen wie Importkapazität per Pipeline, deren Mindestauslastung, der Kostenstruktur für den Import von Wasserstoff sowie den verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten in der Modellregion sind keine weiteren Kapazitäten für den Schiffsimport kostenoptimal. Dies kann sich unter veränderten Rahmenbedingungen ändern, so dass auch in Deutschland und anderen nordwesteuropäischen Ländern Schiffsimporte kostenoptimal sein können.

Deutschland

In Abbildung 27 sind die Wasserstoffspeicherbedarfe für die Sensitivität *Extremwetter* dargestellt. Im Vergleich zum *Start-Szenario* wird in Deutschland in etwa der zweifache Wasserstoffspeicherbedarf ausgewiesen. Bereits im Jahr 2030 ergibt sich ein kostenoptimales Speichervolumen von 7,3 TWh, welches durch die Umwidmung von Erdgaskavernenspeichern realisiert wird. Das Umwidmungspotenzial für bestehende Erdgaskavernenspeicher wird in der Sensitivität in allen Stützjahren ausgeschöpft. Wie in Kapitel 2.1 erläutert, ist das theoretische Umwidmungspotenzial durch die fortlaufende, aber abnehmende Erdgasnutzung beschränkt und basiert in diesem Gutachten auf Daten des TYNDP 2022. Der darüberhinausgehende Bedarf wird ab 2035 über

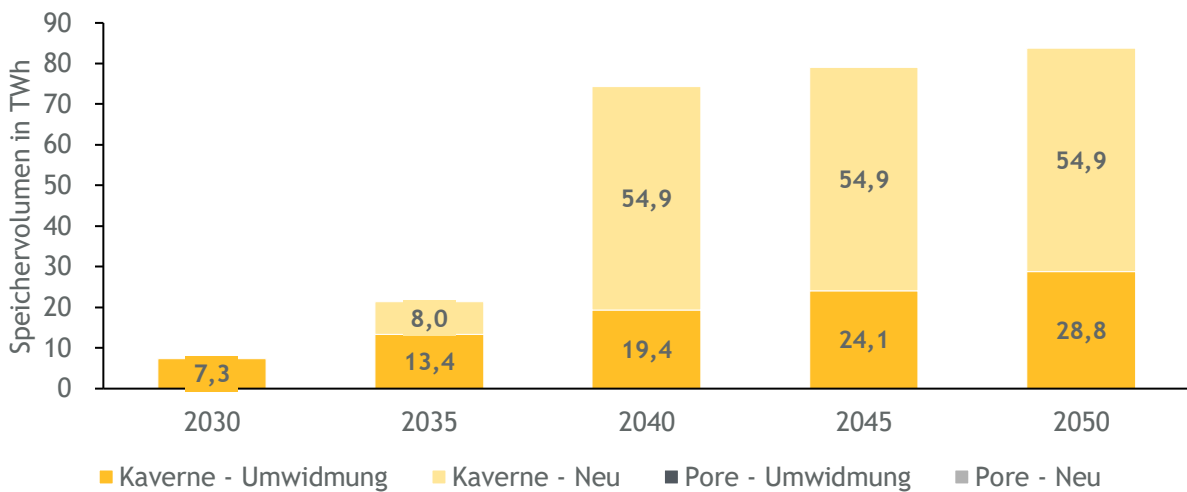


Abbildung 27: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart in der Sensitivität *Extremwetter*

den Neubau von Kavernen gedeckt. Der größte Zubau erfolgt im Jahr 2040. Auch in dieser Sensitivität wird kein Porenspeicherbedarf in Deutschland ausgewiesen.

Wie in Abbildung 28 dargestellt, zeigt das Wasserstoffspeicherlevel in allen Stützjahren einen ähnlichen Verlauf. Im Vergleich zum *Start-Szenario* (vgl. Abbildung 13 im Kapitel 2.5.1) ergeben sich allerdings große Unterschiede, da die Wetterbedingungen den Speicherverlauf maßgeblich beeinflussen. In der Sensitivität *Extremwetter* ist insbesondere auffällig, dass die überregionale Dunkelflaute im Januar zu sehr hohen, aber kurzweiligen Leistungsbezügen aus dem Stromsektor

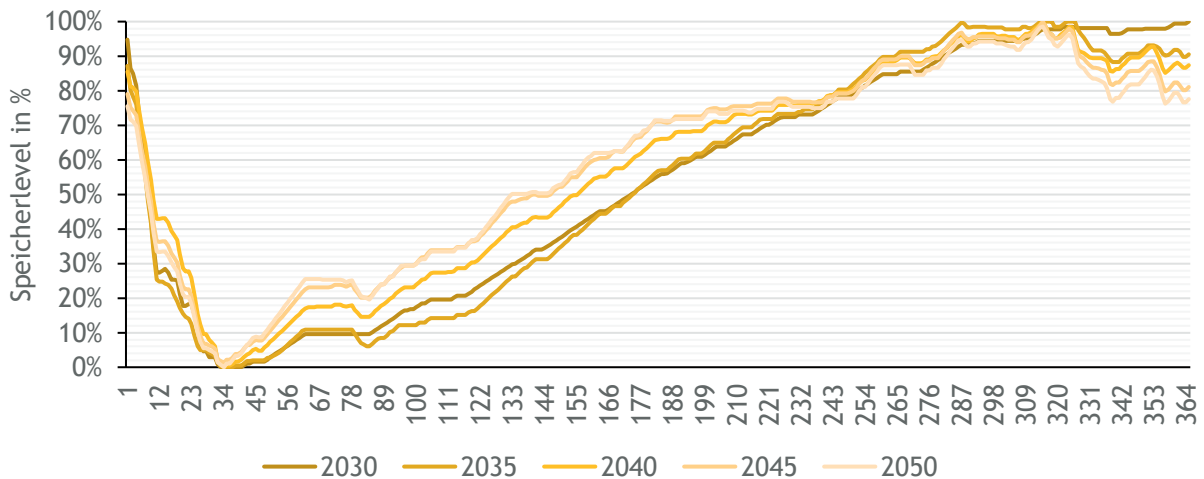


Abbildung 28: Relatives Speicherlevel im Jahresverlauf in Deutschland in der Sensitivität *Extremwetter*

und folglich einer sehr kurzen Ausspeicherperiode zum Jahresbeginn führt. Im Modell sind keine Restriktionen bzgl. des Verhältnisses zwischen Speichervolumen und Ausspeicherleistung oder Ausspeichergeschwindigkeit berücksichtigt. Im Hinblick auf potenzielle geologische und technische Restriktionen ist es möglich, dass eine so konzentrierte Ausspeicherperiode in der Realität nicht durchführbar ist.

Sobald die Dunkelflaute vorüber ist, werden die Speicher zwischen Februar bis zu Beginn des Winters annähernd kontinuierlich gefüllt. In der Sensitivität *Extremwetter* steigt der Anteil des eingespeicherten Wasserstoffs am Jahresverbrauch deutlich gegenüber dem *Start-Szenario*. Im Jahr 2030 und 2035 liegt der Anteil bei etwa 8 bzw. 12 Prozent, während er ab 2040 zwischen 21 und 25 Prozent erreicht.

Ebenso wie das Speichervolumen steigt auch die Ein- und Ausspeicherleistung in der Sensitivität *Extremwetter* verglichen mit dem *Start-Szenario*. Diese Steigerung ist ab 2040 stets proportional zur Steigerung des Speichervolumens und liegt im Jahr 2050 bei 220 GW. Die einzige Ausnahme stellt die Ausspeicherleistung im Jahr 2035 dar, die gegenüber dem *Start-Szenario* deutlich höher ausfällt. Die Ausspeicherleistung wird vor allem durch den Rückverstromungsbedarf in Wasserstoffkraftwerken charakterisiert, der in dieser Sensitivität bereits 2035 sehr hoch ist.

Aus der Ein- und Ausspeicherleistung sowie dem ausgewiesenen Speichervolumen lässt sich der Investitionsbedarf für die Wasserstoffspeicher in der Sensitivität *Extremwetter* ableiten, wie in Abbildung 29 dargestellt. In Deutschland ergibt sich in dieser Sensitivität in Summe über alle untersuchten Jahre ein Investitionsbedarf für Wasserstoffspeicher von etwa 64,3 Milliarden Euro. Mit 38,5 Milliarden Euro hat die Ausspeicherleistung dabei den größten Anteil, gefolgt von 19,2 Milliarden Euro für das Speichervolumen und 6,5 Milliarden Euro für die Einspeicherleistung. Im Jahr 2040 werden etwa 58 Prozent der Gesamtinvestitionen fällig. Nach 2040 werden nur noch 9 Prozent der Gesamtinvestitionen getätigt.

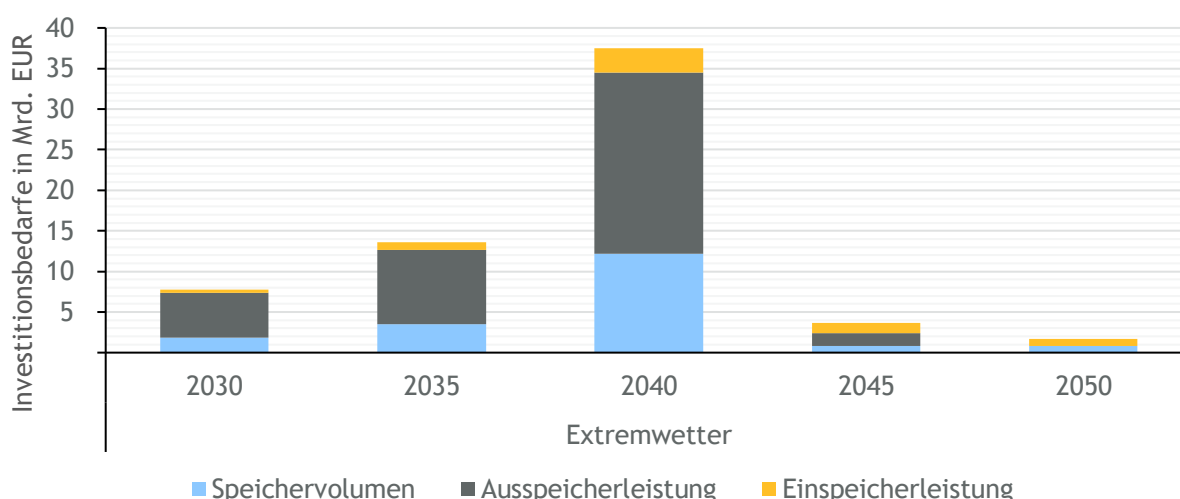


Abbildung 29: Investitionsbedarfe für Wasserstoffspeicher in Deutschland in der Sensitivität *Extremwetter*

Bei der Analyse des Kapazitätsausbaus in Deutschland sind unterschiedliche Effekte durch das angepasste Wetterjahr zu verzeichnen. Während die Kapazitäten erneuerbarer Energien auch in dieser Sensitivität den Vorgaben des EEG 2023 entsprechen, verzeichnen Batterien, Elektrolyseure und vor allem Wasserstoffkraftwerke einen stärkeren Ausbau als im *Start-Szenario*. Wie in

Abbildung 30 dargestellt, liegen die Wasserstoffkraftwerkskapazitäten im Jahr 2035 bereits bei 26 GW und damit mehr als fünfmal so hoch wie im *Start-Szenario*. Ab 2040 liegt der Ausbau 70 Prozent über dem *Start-Szenario*. Dieser deutlich höhere Ausbau ist auf die besonders hohe Residuallast während der Dunkelflaute zurückzuführen, die eine verstärkte Wasserstoffrückverstromung zur Folge hat. Die Kapazität von Batterien weist einen weniger eindeutigen Trend auf. So liegt diese im Jahr 2035 leicht über, in den Jahren 2040 und 2045 leicht unter und im Jahr 2050 wieder über der ausgewiesenen Kapazität im *Start-Szenario*. Auch Elektrolyseure werden verstärkt ausgebaut, wobei die Kapazitätssteigerung im Jahr 2050 bei lediglich 13 Prozent im Vergleich zum *Start-Szenario* liegt.

In der Sensitivität Extremwetter ist Deutschland durchgängig ein Netto-Importeur von Wasserstoff. Importe steigen kontinuierlich von etwa 38 TWh im Jahr 2030 bis auf 324 TWh im Jahr 2050 an. Der Wasserstoff stammt dabei insbesondere aus Finnland, Norwegen, Dänemark und Österreich. Die Niederlande, Polen und Belgien erhalten hingegen durchgeleitete Wasserstoffmengen aus Deutschland. Bei den Strombilanzen ist Deutschland im Jahr 2035 Netto-Exporteur und versorgt insbesondere Polen, die Schweiz und Österreich mit Strom. In allen anderen Stützjahren besteht hingegen ein Netto-Importbedarf zwischen 11 und 33 TWh, der insbesondere durch Importe aus Dänemark und Frankreich gedeckt wird.

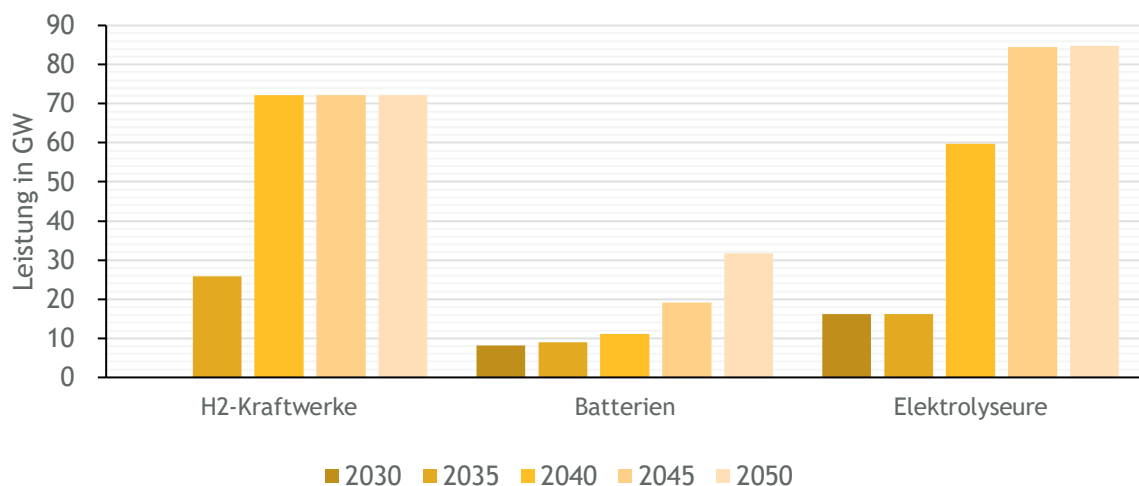


Abbildung 30: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Deutschland in der Sensitivität Extremwetter

Europa

Ebenso wie Deutschland zeigt sich im Vergleich zum *Start-Szenario* auch in Europa in der Sensitivität *Extremwetter* in etwa der zweifache Wasserstoffspeicherbedarf. Der Speicherbedarf von ca. 10 TWh im Jahr 2030 konzentriert sich fast vollständig auf Deutschland, da dort die größten Umwidmungspotenziale vorhanden sind. Wie in Abbildung 31 zu erkennen ist, wird der zusätzliche Speicherbedarf ab 2035 größtenteils durch den Zubau neuer Kavernenspeicher gedeckt, da das Umwidmungspotenzial für bestehende Erdgaskavernenspeicher bereits im *Start-Szenario* ausgeschöpft wird. Dabei gilt es zu beachten, dass das theoretische Umwidmungspotenzial durch die fortlaufende, aber abnehmende Erdgasnutzung beschränkt ist, wie in 2.1 erläutert. Zudem werden zur Deckung des Wasserstoffspeicherbedarfs vermehrt auch Porenspeicher umgewidmet und vereinzelt neu gebaut. Im Jahr 2050 geschieht dies mit 10,8 TWh hauptsächlich in Italien.

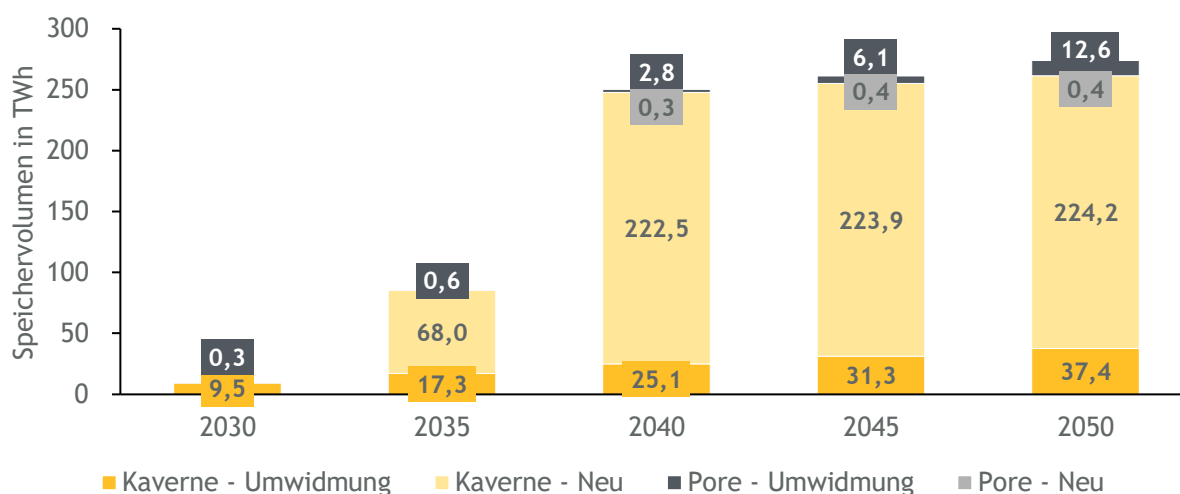


Abbildung 31: Wasserstoffspeichervolumen in Europa nach Speicherart in der Sensitivität *Extremwetter*

Der zusätzliche Wasserstoffspeicherbedarf verteilt sich gleichmäßig auf die Länder, die bereits im *Start-Szenario* einen hohen Speicherausbau aufweisen (siehe Abbildung 53 im Anhang A.1). So verdoppelt sich das Speichervolumen in Deutschland und Großbritannien etwa, während es sich in Frankreich und Polen fast verdreifacht. In den Niederlanden sinkt hingegen der Speicherbedarf in der Sensitivität. Grund dafür ist vor allem der vermehrte Ausbau von Windkraft. Die Niederlande werden damit zum Stromexporteur und benötigen weniger eigene Wasserstoffkraftwerkskapazitäten. Wasserstoffspeicher werden somit vor allem in den Nachbarländern Deutschland, Großbritannien und Frankreich ausgebaut, die im Wasserstoffsektor besser mit dem Rest der Modellregion vernetzt sind.

Analog zu den Beobachtungen für Deutschland steigen die Ein- und Ausspeicherleistungen in Europa im Vergleich zum *Start-Szenario*. Bereits 2030 werden 2,4 GW Einspeicherleistung und 34 GW Ausspeicherleistung benötigt. Bis zum Jahr 2050 steigt der Bedarf auf 144 bzw. 581 GW. Im Vergleich zum Speichervolumen ist der Anstieg der Speicherleistungen bezogen auf das *Start-Szenario* etwas niedriger.

Bei Betrachtung des Ausbaus erneuerbarer Energien für der Sensitivität *Extremwetter* zeigt sich ein ähnliches Bild im Vergleich zum *Start-Szenario*, wobei nahezu alle Stützjahre einen geringfügig höheren Ausbau der akkumulierten erneuerbaren Kapazität verzeichnen. So liegen die installierten Leistungen im Jahr 2050 bei ca. 770 GW Onshore-Wind, 407 GW Offshore-Wind und 1043 GW PV. Im Vergleich zum *Start-Szenario* sind dies 8 GW Onshore-Wind weniger sowie 8 GW Wind-Offshore und 76 GW PV mehr an Kapazität. Wie in Abbildung 32 dargestellt, zeigt sich in ganz Europa allerdings eine deutliche Steigerung der Wasserstoffkraftwerkskapazität. So liegen die Kapazitäten im Jahr 2035 etwa viermal höher und ab 2040 um 45 bis 55 Prozent über den Werten des *Start-Szenarios*. Die Wetterbedingungen der Dunkelflaute betreffen einen Großteil der Modellregion, sodass die Residuallast in diesem Zeitraum in ganz Europa hoch ist und mithilfe der Wasserstoffkraftwerke ausgeglichen werden muss. Die Kapazität der Elektrolyseure zeigt in Europa einen leichten Anstieg von 10 bis 30 Prozent im Vergleich zum *Start-Szenario*. Die Elektrolysekapazität reagiert somit deutlich weniger sensitiv auf das Extremwetterjahr als die Kapazität der Wasserstoffkraftwerke.

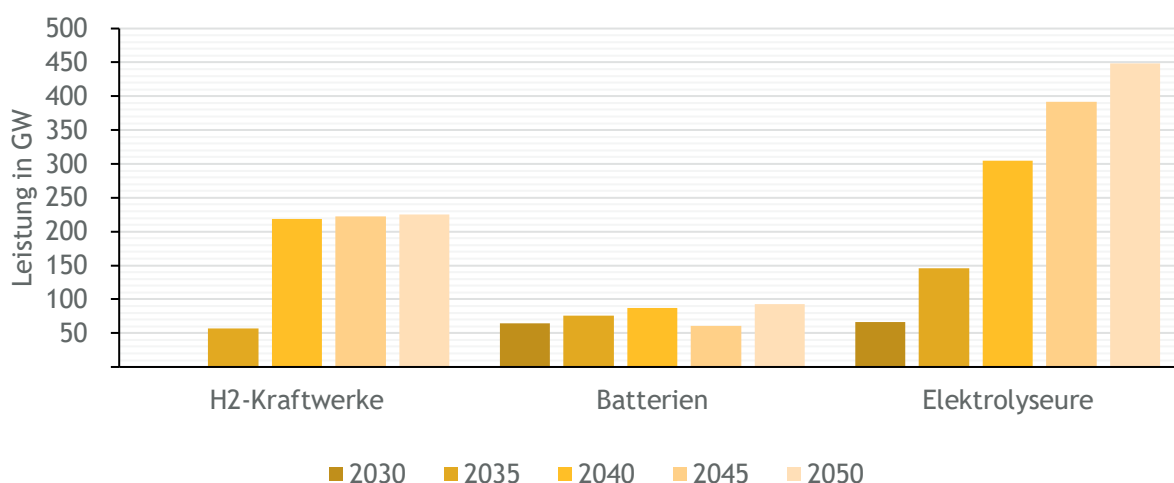


Abbildung 32: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Europa in der Sensitivität *Extremwetter*

Im Hinblick auf die Importe und Exporte zeigt sich in der Sensitivität *Extremwetter*, dass Europa über das gesamte Jahr betrachtet, eine etwas geringere Importquote aufweist als im *Start-Szenario* (siehe Abbildung 54 im Anhang A.1). Durch die erhöhte Nutzung von Wasserstoffkraftwerken entsteht eine höhere Wasserstoffnachfrage. Diese zusätzliche Wasserstoffnachfrage wird überwiegend durch Elektrolyse gedeckt, da die Importmenge von außerhalb der Modellregion nur im geringen Maße gesteigert werden kann. Dies liegt daran, dass die Pipelines zum Wasserstoffimport im *Start-Szenario* bereits hoch ausgelastet sind.

2.6.2 Elektrolysekapazität

In der Sensitivität *Elektrolysekapazität* wird der Zubau von Elektrolyseuren bereits im Jahr 2030 endogenisiert statt, analog zur erneuerbaren Stromerzeugung, aus dem TYNDP vorgegeben zu werden. Es zeigt sich, dass dies im Jahr 2030 zu geringeren Elektrolysekapazitäten und höheren Speichervolumina führt.

Deutschland

Wie in Abbildung 33 gezeigt, wird in der Sensitivität *Elektrolysekapazität* in Deutschland bereits im Jahr 2030 ein Speicherbedarf von 5 TWh ausgewiesen. Dieser wird durch die Umwidmung von Erdgaskavernenspeichern gedeckt, wobei das Umwidmungspotenzial in diesem Jahr nicht vollständig ausgenutzt wird. Ab 2035 gleicht sich das Speichervolumen dem *Start-Szenario* an, sodass im Zieljahr 2050 keine Unterschiede bestehen. Dasselbe gilt für die benötigte Ein- und Auspeicherleistung, welche in der Sensitivität im Jahr 2030 bei 1,3 bzw. 4,2 GW liegen und im Zieljahr 2050 nur in geringem Ausmaß von den Leistungswerten des *Start-Szenarios* abweicht.

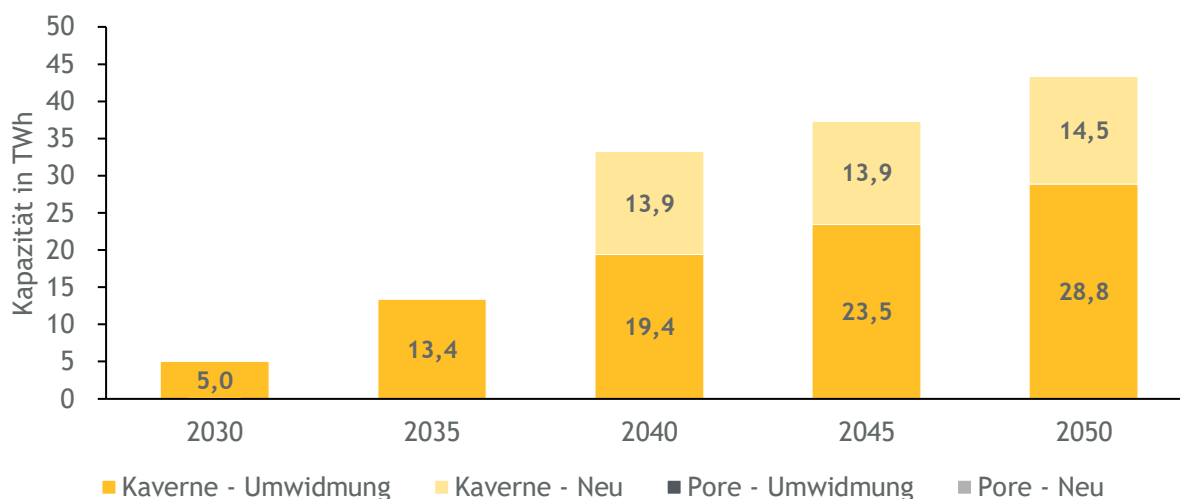


Abbildung 33: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart in der Sensitivität *Elektrolysekapazität*

Die Unterschiede zum *Start-Szenario* basieren, entsprechend der Definition der Sensitivität *Elektrolysekapazität*, auf der endogenen Modellierung der Elektrolysekapazitäten bereits im Jahr 2030. Unter diesen Randbedingungen findet 2030 in Deutschland kein Zubau von Elektrolysekapazitäten statt, wie in Abbildung 34 zu erkennen ist. Die Wasserstoffnachfrage wird ausschließlich durch Importe gedeckt. Die größtenteils inflexiblen Importe erfordern dabei bereits im Jahr 2030

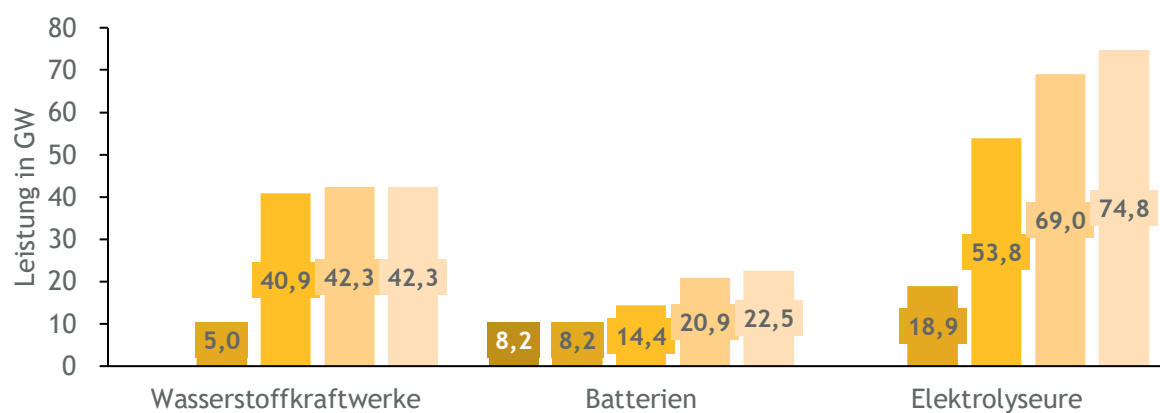


Abbildung 34: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Deutschland in der Sensitivität *Elektrolysekapazität*

den Zubau von Wasserstoffspeichern, um Lastspitzen auszugleichen. Im Jahr 2035 hingegen liegt der Zubau von Elektrolyseuren etwa 3 GW höher als im *Start-Szenario*. Bis zum Zieljahr 2050

reduziert sich die Abweichung, sodass die Elektrolysekapazität im letzten Modellierungsjahr in der Sensitivität nahezu identisch zum *Start-Szenario* ausfällt. Der Ausbau weiterer Kapazitäten, wie erneuerbare Energien, Batteriespeicher oder Wasserstoffkraftwerke unterliegt nur geringfügigen Abweichungen gegenüber dem *Start-Szenario*.

Bei Betrachtung der Strombilanz ist in dieser Sensitivität besonders auffällig, dass diese die einzige ist in der in Deutschland im Jahr 2030 keinen Netto-Stromimport, sondern einen Netto-Export in Höhe von 25,6 TWh aufweist. Da die Erzeugungskapazitäten 2030 wie im *Start-Szenario* exogen sind, ist anzunehmen, dass der wegfallende Strombedarf der Elektrolyseure diesen Export verursacht. In Hinblick auf die Wasserstoffimporte werden in dieser Sensitivität die höchsten Importe im Jahr 2030 mit 97,0 TWh verzeichnet. Da keine Erzeugungskapazitäten in Deutschland bestehen, wird die gesamte Wasserstoffnachfrage über Importe gedeckt. Sowohl die Strom- als auch die Wasserstoffbilanz zeigen ab 2035 wieder eine starke Ähnlichkeit zum *Start-Szenario*.

Europa

In der Sensitivität *Elektrolysekapazität* ergibt sich in der gesamten Modellregion im Jahr 2030 ein Speicherbedarf in Höhe von 6,3 TWh, der ausschließlich aus umgewidmeten Kavernen besteht. Deutschland stellt dabei fast 80 Prozent des Speichervolumens bereit. Ab 2035 ergeben sich auch in Europa nur geringfügige Abweichungen von den ausgewiesenen Speicherbedarfen des *Start-Szenarios*.

Bei Betrachtung der Elektrolysekapazitäten führt die endogene Elektrolysemodellierung im Startjahr 2030 europaweit zu einer Reduktion der Elektrolysekapazitäten von 66,7 GW im *Start-Szenario* auf 51,3 GW. Die Elektrolysekapazität der gesamten Modellregion fällt über alle Modellierungsjahre leicht hinter den Kapazitäten des *Start-Szenarios* zurück, wobei sich die Abweichung im Zieljahr 2050 nur noch auf weniger als 2 Prozent beläuft. Für die Stromerzeugungs- und Stromspeicherkapazitäten ergeben sich kaum Abweichungen.

Bei der Analyse der Wasserstoffbilanz in Abbildung 35 ist zu erkennen, dass der Importanteil im Jahr 2030 gegenüber dem *Start-Szenario* leicht um 2,6 Prozent ansteigt. Hierbei dienen die

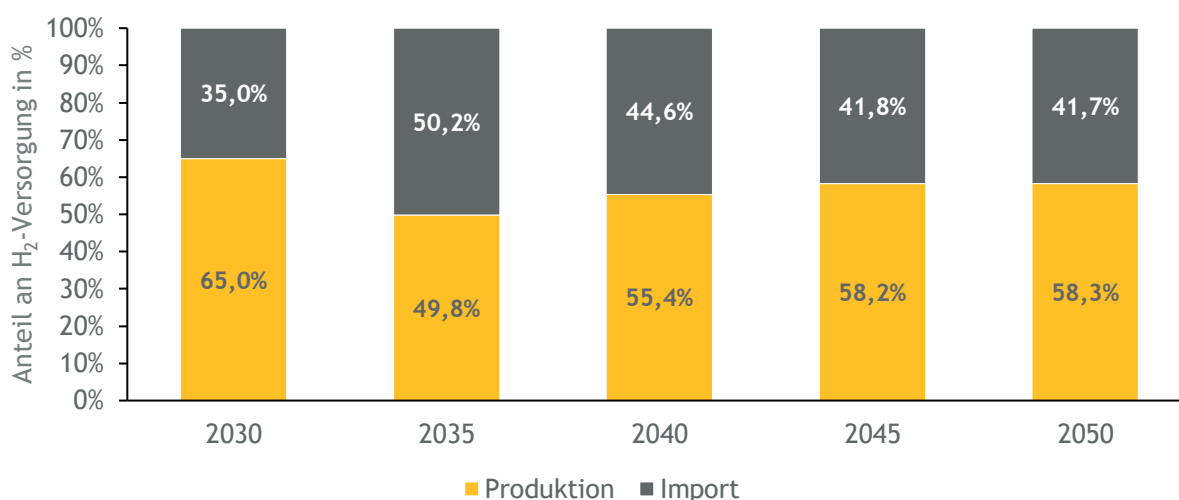


Abbildung 35: Anteile von Produktion und Import an der Wasserstoffversorgung in Europa in der Sensitivität *Elektrolysekapazität*

Wasserstoffspeicher zur Flexibilisierung des größtenteils inflexiblen Imports von Wasserstoff von außerhalb der Modellregion.

Insgesamt impliziert die Gesamtkostenoptimierung, dass die Kombination einer niedrigeren Elektrolysekapazität mit dem Aufbau von Wasserstoffspeichern in der Modellregion unter den getroffenen Kostenannahmen eine kosteneffizientere Lösung für das Jahr 2030 bietet, als die Vorgabe *Start-Szenarios* darstellt. Einen großen Unsicherheitsfaktor stellen vor allem die Importpreise dar. Das EWI unterstreicht den theoretischen Charakter dieser Sensitivität, da bereits zahlreiche Elektrolyseprojekte in Europa geplant sind, welche in dieser Sensitivität keine Berücksichtigung finden. Ein frühzeitiger Aufbau von Kapazitäten kann jedoch den Markthochlauf unterstützen und spätere Engpässe vermeiden. Weiterhin stellen sich bei einem Ausbleiben eines Kapazitätsausbaus von Elektrolyseuren zusätzliche Fragen, beispielsweise bezüglich der Versorgungssicherheit oder des tatsächlichen zukünftigen Bezugspreises von Wasserstoff für Europa.

2.6.3 H2-Importkapazität

In der Sensitivität *Importkapazität* erfolgt ein verzögerter Ausbau von Importkapazitäten in die Modellregion. Der Einfluss dieser Sensitivität auf die Wasserstoffspeicherbedarfe in Deutschland ist in den ersten Stützjahren signifikant, nimmt jedoch im Laufe der Zeit ab und nähert sich bis 2050 dem *Start-Szenario* an.

Deutschland

Wie in Abbildung 36 dargestellt ergibt sich im Jahr 2030 ein Wasserstoffspeicherbedarf von 7,3 TWh in Deutschland, falls keine Option des Wasserstoffimportes von außerhalb der Modellregion besteht. Unter diesen Randbedingungen ist es notwendig, die gesamte Wasserstoffnachfrage mit heimischer (fluktuierender) Produktion zu decken, wozu Wasserstoffspeicher benötigt werden. Bereits in 2035 gleicht sich der Speicherbedarf wieder dem *Start-Szenario* an.

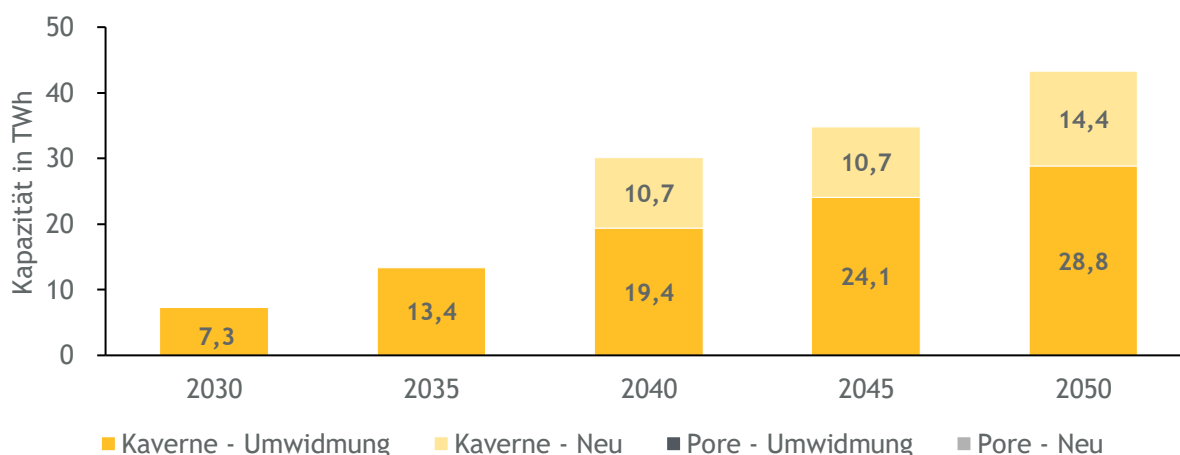


Abbildung 36: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart in der Sensitivität *H₂-Importkapazität*

Im Jahr 2030 resultieren Leistungen für die Ein- und Ausspeicherung von Wasserstoff in Höhe von 3,4 GW bzw. 4,8 GW in Deutschland, während im *Start-Szenario* noch kein Zubau von

Wasserstoffspeichern erfolgt. Eine spannende Erkenntnis resultiert aus dem folgenden Vergleich: Während die Wasserstoffspeichervolumen in den Sensitivitäten *Extremwetter* und *H₂-Importkapazität* im Jahr 2030 in Deutschland nahezu identisch sind, ergibt sich im Fall der Nicht-Verfügbarkeit von H₂-Importen eine deutlich niedrigere Ausspeicherleistung. Dies deutet insbesondere auf ein Energiemengenproblem durch fehlende Importe hin, während im Fall der kritischen Wetersituationen das Leistungsproblem im Vordergrund steht.

Die Kapazitäten von erneuerbaren Energien, Batterien oder Wasserstoffkraftwerken zeigen nur geringfügige Unterschiede zum *Start-Szenario*. Der relevanteste Effekt spiegelt sich in der Elektrolysekapazität wider, welche insbesondere in den endogen modellierten Jahren 2035 und 2040 in Deutschland deutlich höher ausfällt als im *Start-Szenario*, sodass fehlende Wasserstoffimportmengen ausgeglichen werden können.

Die Ergebnisse der Sensitivität zeigen, dass Deutschland ab 2035 ein Netto-Exporteur von Strom und Netto-Importeur von Wasserstoff ist. Die Sensitivität stellt im Jahr 2030 eine Ausnahme dar. Fehlende Importmengen in Spanien, Italien und die Slowakei werden durch eine höhere Auslastung von Elektrolyseuren innerhalb der Modellregion kompensiert. Da im Jahr 2030 rund ein Viertel der europäischen Elektrolysekapazität in Deutschland positioniert ist, ist Deutschland in diesem Szenario Netto-Exporteur von Wasserstoff.

Europa

Der verzögerte Ausbau der Importinfrastruktur hat auch auf die Wasserstoffspeichervolumina in Europa einen deutlichen Einfluss. Wie in Abbildung 37 dargestellt, liegen diese im Jahr 2030 bereits bei 21,3 TWh und wachsen bis 2050 auf 161,7 TWh an.

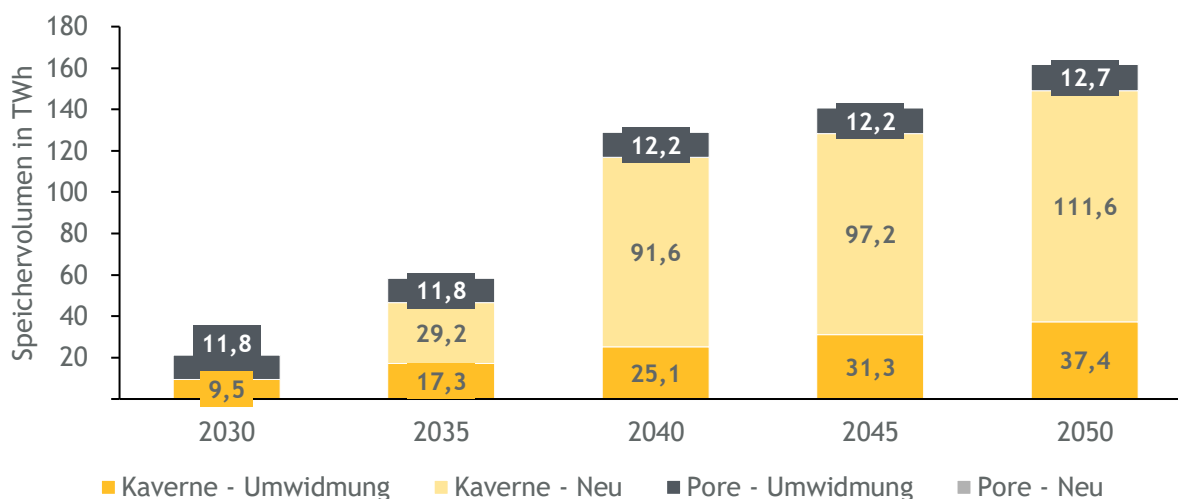


Abbildung 37: Wasserstoffspeichervolumen in Europa nach Speicherart in der Sensitivität *H₂-Importkapazität*

Insbesondere Italien und Spanien, welche direkt an Pipelines von außerhalb der Modellregion angeschlossen sind, weisen deutlich höhere Wasserstoffspeichervolumina auf als im *Start-Szenario*. Fehlende Importmengen werden folglich durch einen Ausbau heimischer Speicher- und Erzeugungsleistung ausgeglichen. So werden in Italien im Jahr 2030 bereits 11,3 TWh Porenspeicher zugebaut, da das Land keine Kavernenpotenziale aufweist. Die Wasserstoffverluste sind beim

Betrieb von Porenspeichern deutlich höher als bei Kavernenspeicher, weswegen bei der Gesamtkostenoptimierung, wenn möglich, Kavernenspeicher vorgezogen werden. Im Gegensatz zu den Ergebnissen für Deutschland liegt das europäische Speichervolumen in der Sensitivität stets über dem des *Start-Szenarios*, sodass in anderen Ländern der Speicherbedarf überkompensiert wird. Insgesamt unterstreicht die Sensitivität den kritischen Zusammenhang von Wasserstoffspeicherbedarfen mit Importkapazitäten und -mengen, der hier insbesondere in der kurzen Frist durch den verzögerten Ausbau zutage tritt.

Hinsichtlich der benötigten Ein- und Ausspeicherleistung sowie der Entwicklung sonstiger Kapazitäten ergeben sich nur geringfügige Unterschiede zum *Start-Szenario*. Der relevanteste Effekt spiegelt sich in der Elektrolysekapazität wider, welche in der Sensitivität in Europa stets höher ausfällt, sodass geringere Wasserstoffimportmengen kompensiert werden können. In Europa werden im Jahr 2035 etwa 42,1 GW Elektrolysekapazität mehr als im *Start-Szenario* ausgebaut. Dieser Wert reduziert sich bis zum Zieljahr auf etwa 15,5 GW.

Der verzögerte Ausbau von Wasserstoffimportkapazitäten führt für die Modellregion zu einer merklichen Verschiebung der Wasserstoffbilanz, insbesondere in der kurzen bis mittleren Frist. Wie in Abbildung 38 illustriert, sinkt der Anteil von importiertem Wasserstoff gegenüber dem *Start-Szenario* erwartungsgemäß. Im Jahr 2030 wird jede verbrauchte Megawattstunde Wasserstoff innerhalb der Modellregion erzeugt. Dieser Anteil von 100 Prozent sinkt bis zum Jahr 2050 auf 62,3 Prozent und gleicht sich somit bis zum letzten Stützjahr nahezu dem *Start-Szenario* (58,5 Prozent) an.

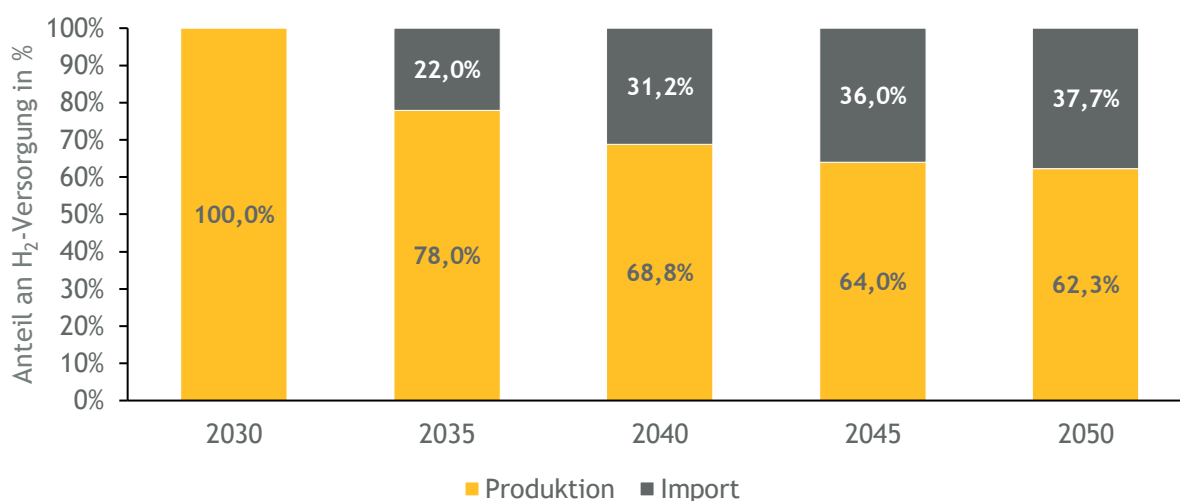


Abbildung 38: Anteile von Produktion und Import an der Wasserstoffversorgung in Europa in der Sensitivität *H₂-Importkapazität*

2.6.4 Zubaurestriktion Niederlande

Die Sensitivität *Zubaurestriktion Niederlande* zeigt, dass die lokale Beschränkung neuer Kavernenspeicher in einem Land durch innereuropäische Verschiebungen kaum Einfluss auf das Gesamtspeichervolumen in Europa hat. Im Fallbeispiel der Niederlande zeigt sich, dass der

verringerte Ausbau durch eine innereuropäische Verschiebung des Kavernenneubaus nach Deutschland kompensiert werden kann.

Deutschland

Die Detailanalyse des ausgewiesenen Speichervolumens in Deutschland im Vergleich zu anderen Ländern der Modellregion zeigt, dass das (im Vergleich zum *Start-Szenario*) fehlende Speichervolumen in den Niederlanden nahezu vollständig nach Deutschland verlagert wird. So zeigen die Niederlande im Jahr 2050 ein um etwa 23 TWh verringertes Gesamtvolumen, während Deutschland ein um etwa 21 TWh erhöhtes Wasserstoffspeichervolumen aufweist. Wie in Abbildung 39 verdeutlicht, wird der zusätzliche Speicherbedarf in Deutschland vollständig über neue Kavernen umgesetzt.

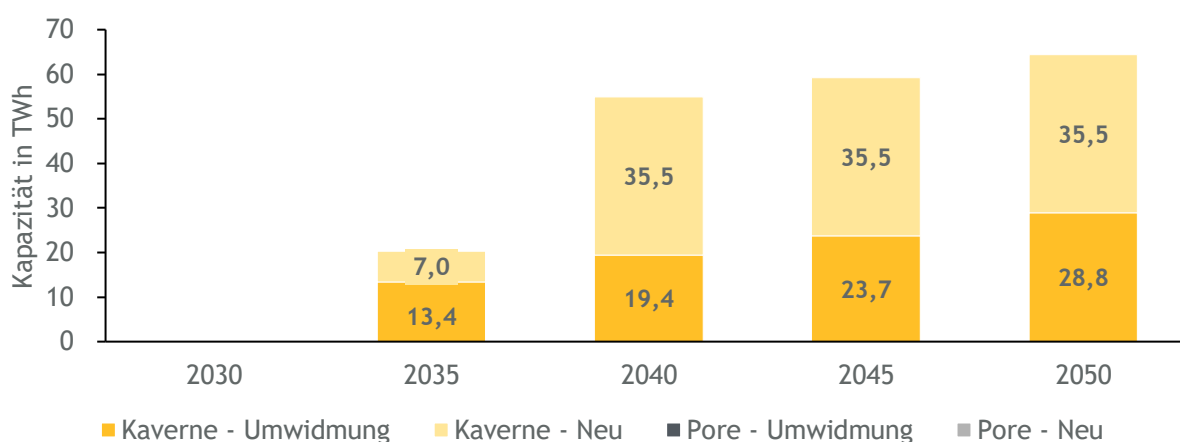


Abbildung 39: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart in der Sensitivität *Zubaurestriktion Niederlande*

Mit dem Speichervolumen steigt in Deutschland auch die benötigte Ein- und Ausspeicherleistung, allerdings leicht unterproportional gegenüber dem *Start-Szenario*. Im Zieljahr 2050 liegt die Einspeicherleistung bei 30 GW, während die Ausspeicherleistung 143 GW beträgt.

Bei den endogen optimierten Erzeugungskapazitäten zeigt sich nur ein geringer Unterschied zwischen dem *Start-Szenario* und der Sensitivität *Zubaurestriktion Niederlande*. Die Kapazitäten von Batterien und Elektrolyseuren bleiben unverändert. Es wird lediglich 1 GW an Wasserstoffkraftwerkskapazität zusätzlich in Deutschland errichtet, was exakt der Kapazitätsverringern in den Niederlanden entspricht. Die Wasserstofftransportkapazitäten zwischen Deutschland und den Niederlanden reichen folglich aus, um den Betrieb von Wasserstoffkraftwerken in den Niederlanden aus deutschen Speichern zu ermöglichen.

Dies wird auch durch die Bilanzen der internationalen Strom- und Wasserstoffflüsse unterstrichen. Deutschland ist in ähnlichem Ausmaß wie im *Start-Szenario* Netto-Exporteur von Strom ab 2035 und stets Netto-Importeur von Wasserstoff. In Übereinstimmung mit der leicht erhöhten Wasserstoffkraftwerkskapazität wird ab 2035 in jedem Stützjahr etwas mehr Strom exportiert und gleichzeitig etwas mehr Wasserstoff importiert als im *Start-Szenario*.

Europa

Bei Betrachtung der europäischen Speichervolumina lässt sich feststellen, dass das Gesamtvolumen der Speicher in Europa im *Start-Szenario* und in der Sensitivität *Zubaurestriktion Niederlande* nur geringe Unterschiede über alle Stützjahre hinweg aufweist. Wie in Abbildung 40 dargestellt, treten lediglich leichte Verschiebungen in der Aufteilung zwischen umgewidmeten und neu gebauten Kavernen auf. So ist im Jahr 2050 das Gesamtvolumen um etwa 1,3 TWh niedriger, was auf den reduzierten Ausbau neuer Kavernen zurückzuführen ist. Diese Ergebnisse zeigen, dass die angenommenen Wasserstofftransportkapazitäten innerhalb der Modellregion ausreichend sind, um innereuropäische Verschiebungen von Wasserstoffspeichervolumina in größerem Maßstab zu ermöglichen.

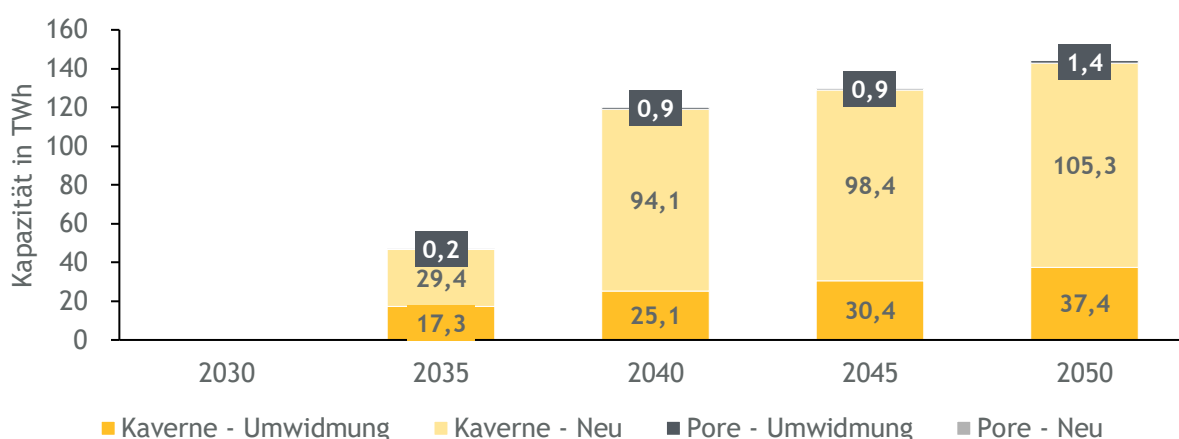


Abbildung 40: Wasserstoffspeichervolumen in Europa nach Speicherart und Jahr in der Sensitivität *Zubaurestriktion Niederlande*

Wie in Abbildung 41 dargestellt, hat die Verschiebung des Kavernenneubaus von den Niederlanden nach Deutschland nur leichte Auswirkungen auf andere Länder. Beispielsweise werden in Großbritannien im Jahr 2040 etwa 2 TWh mehr Speichervolumen ausgebaut, im Jahr 2050 jedoch 4 TWh weniger. Dieser geringere Ausbau in Großbritannien wird durch erhöhten Ausbau in Frankreich kompensiert. In den Niederlanden wird das Potenzial zum Neubau von Kavernen vollständig ausgenutzt, ebenso wie das Umwidmungspotenzial bestehender Erdgaskavernen. Trotz dieser Restriktionen werden in den Niederlanden weder Porenspeicher umgewidmet noch neu gebaut, was die Fokussierung auf Kavernenspeicher in dieser Region unterstreicht.

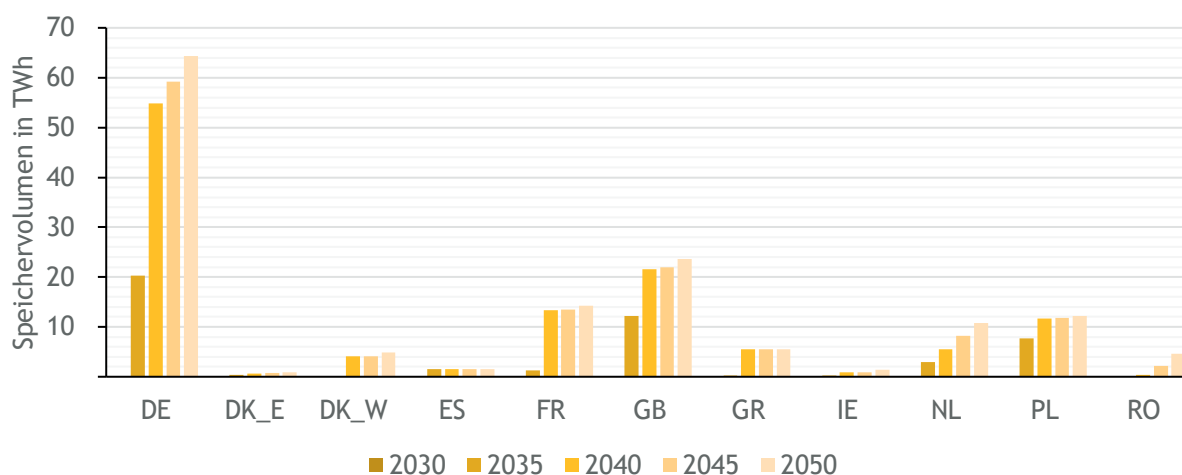


Abbildung 41: Wasserstoffspeichervolumen nach Land in der Sensitivität Zubaurestriktion Niederlande

In Hinblick auf die gesamteuropäische Ein- und Ausspeicherleistung sowie Strom- und Wasserstoffherzeugungskapazität ergeben sich in der Sensitivität gegenüber dem *Start-Szenario* nur geringfügige Veränderungen. Auch bezüglich der Abhängigkeit von Wasserstoffimporten verändern sich Ergebnisse kaum gegenüber dem *Start-Szenario*. Die größte Abweichung weist das Jahr 2050 auf, wobei die Importquote in der Sensitivität um weniger als 0,85 Prozent höher liegt.

Im Fazit zeigt sich, dass die Restriktion für neue Kavernenspeicher in den Niederlanden durch innereuropäische Verschiebungen des Kavernenneubaus effektiv kompensiert werden kann. Die Transportkapazitäten sind ausreichend, um diese Verschiebungen zu realisieren, und die Auswirkungen auf die Gesamtspeicherkapazität in Europa bleiben minimal.

2.6.5 Sonstige Sensitivitäten

Zubaurestriktion Europa

Im Rahmen der Sensitivität *Zubaurestriktion Europa* wird deutlich, dass der begrenzte Zubau neuer Kavernenspeicher in Europa einen signifikanten Einfluss auf das errichtete Speichervolumen in Deutschland hat. Der Ausbau wird allerdings lediglich verzögert. So werden im Jahr 2040 etwa 9 TWh weniger neue Wasserstoffkavernenspeicher im Vergleich zum *Start-Szenario* gebaut. Bis zum Jahr 2050 wird ein ähnliches Niveau wie im *Start-Szenario* erreicht. Auch mit der Zubaubegrenzung für neue Kavernenspeicher werden in Deutschland keine Porenspeicher umgewidmet oder neu gebaut. Auf europäischer Ebene wird der mögliche Zubau neuer Kavernenspeicher in den Jahren 2035, 2040 und 2045 jeweils vollständig ausgereizt, sodass das Ausbauvolumen neuer Kavernenspeicher in diesen Jahren deutlich geringer ist als im *Start-Szenario*. Im Jahr 2050 wird die Zubaubegrenzung nicht ausgereizt, und das Ausbauniveau entspricht ungefähr dem *Start-Szenario*.

Um die Zubaubegrenzung der neuen Wasserstoffkavernen zu kompensieren, werden im Jahr 2040 in Europa zusätzlich zu den Kavernenspeichern 24,6 TWh Porenspeicher umgewidmet und 2,7 TWh neu gebaut. Diese Speicher werden vor allem in den Niederlanden und Großbritannien

umgewidmet sowie in Irland und Griechenland neu gebaut. Durch die Nutzung von Porenspeichern in den Niederlanden fällt der Kavernenspeicherausbau dort niedriger aus als im *Start-Szenario*. In Summe ergibt sich bis 2050 ein um ca. 19 TWh höherer Speicherbedarf in Europa, da Porenspeicher höhere Verluste aufweisen als Kavernenspeicher.

H₂-Transportkapazität

In der Sensitivität *H₂-Transportkapazität* wird ein niedrigerer Ausbau von Transportkapazitäten zwischen den Ländern innerhalb der Modellregion unterstellt als im *Start-Szenario*. Die resultierenden Wasserstoffspeicherbedarfe unterscheiden sich in Deutschland ab dem Jahr 2040. Zwischen 2040 und 2050 fällt im Durchschnitt ein Mehrbedarf in Höhe von 15 Prozent an. Die Reduktion der Transportkapazitäten führt in Deutschland dazu, dass insbesondere einige Importleitungen (AT, DK, FI, CZ) eine hohe Auslastung aufweisen und somit einen limitierenden Faktor darstellen. Der reduzierte Import von Wasserstoff erfordert einen Ausgleich, welcher durch eine Kombination aus höherem Wasserstoffspeichervolumen durch den Neubau von Kavernen, mehr Einspeicherleistung (+4 Prozent zwischen 2030 und 2050) und weniger Exporten (-15 Prozent zwischen 2030 und 2050) realisiert wird.

H₂-Speicherkosten

In der Sensitivität *H₂-Speicherkosten* wird von einer pauschalen Erhöhung der spezifischen Investitions- und fixen Betriebskosten aller Speicherarten um 20 Prozent ausgegangen. Diese Sensitivität weist im Vergleich zu den anderen Untersuchungen langfristig den geringsten Speicherausbau sowohl in Deutschland als auch in Europa auf. Im Jahr 2050 liegt der Ausbau dabei in Deutschland um ca. 5 Prozent und in Europa um ca. 11 Prozent niedriger als im *Start-Szenario*. Das Umwidmungspotenzial für bestehende Erdgaskavernenspeicher wird in der Sensitivität in allen Stützjahren ausgeschöpft. Während sich die Einspeicherleistung in Deutschland und Europa etwas stärker reduziert als das Speichervolumen, wird die Ausspeicherleistung im Vergleich zum *Start-Szenario* im Jahr 2050 nur um 3,3 Prozent reduziert. Es ist folglich davon auszugehen, dass die Einspeicherleistung am sensitivsten gegenüber höheren Kosten ist, während die Ausspeicherleistung die größte Robustheit aufweist.

H₂-Importpreis

In der Sensitivität *H₂-Importpreis* wird angenommen, dass die Kosten für importierten Wasserstoff deutlich höher ausfallen als im *Start-Szenario*. Darüber hinaus steht ein Import aus der Ukraine nicht zur Verfügung und die Möglichkeit des Imports per Schiff verzögert sich um fünf Jahre. Im Ergebnis erhöhen sich die Bedarfe für Wasserstoffspeicher in der Modellregion ab dem Jahr 2035 und in Deutschland ab dem Jahr 2040 leicht. Fehlende Importmengen werden durch mehr heimische Erzeugung von Wasserstoff ausgeglichen. Da die heimische Erzeugung, ähnlich zur Verbrauchsseite, ebenfalls wetterabhängig ist, entsteht ein Mehrbedarf für Wasserstoffspeicher. Auch die Einspeicherleistungen fallen in der Modellregion und in Deutschland etwas höher aus als im *Start-Szenario*. Die Kapazität von Elektrolyseuren ist in Deutschland ab dem Jahr 2035 im Durchschnitt 12 Prozent und in der Modellregion 24 Prozent höher als im *Start-Szenario*. Gleichzeitig resultieren in der Modellregion höhere Windkapazitäten (+7 Prozent Onshore, +10 Prozent Offshore), welche die zusätzlichen Elektrolyseure mit Strom versorgen.

3 Analyse der Wasserstofftransportkapazität

Die regionale Verteilung der Wasserstoffspeicher und der Wasserstoffkraftwerke ist ausschlaggebend für die Bestimmung des zukünftigen Wasserstofftransportbedarfs innerhalb Deutschlands. Die Ergebnisse der vorangegangenen Modellierung aus Kapitel 2 zeigen, dass sowohl im *Start-Szenario* als auch in allen betrachteten Sensitivitäten ausschließlich Kavernenspeicher in Deutschland für den Wasserstoffbetrieb umgewidmet oder neu gebaut werden. Wie in Abbildung 42 dargestellt, befinden diese sich bis auf eine Ausnahme im Norden des Landes. Gleichzeitig liegen die voraussichtlichen Hauptabnehmer von Wasserstoff, wie Industriezentren und Großstädte, vorwiegend im Westen und Süden Deutschlands.

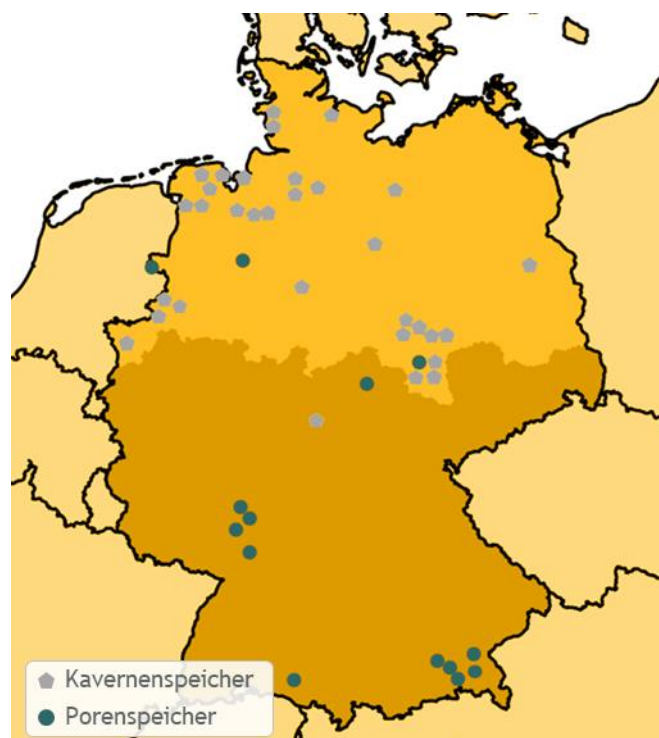


Abbildung 42: Untertagespeicher für Erdgas basierend auf LBEG (2023)

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden potenzielle Wasserstofftransportbedarfe untersucht. Es wird die Frage gestellt, ob die innerdeutsche Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes ausreicht¹⁰, um eine unterbrechungsfreie Wasserstoffversorgung in Deutschland flächendeckend zu ermöglichen. Um dieser Frage nachzugehen, wird Deutschland in zwei Gebiete unterteilt, die benötigte Transportleistung zwischen den Gebieten ermittelt und mit der Planung des Wasserstoffkernnetzes aus dem Juli 2023 verglichen. Um die Bandbreite möglicher Entwicklungen der Wasserstoffnachfrage und -erzeugung abzubilden, werden sowohl das *Start-Szenario* als auch die Sensitivität *Extremwetter* im Folgenden betrachtet. Letztere weist hohe

¹⁰ Im Folgenden wird ein zum Jahr 2032/2037 realisiertes Wasserstoff-Kernnetz mit potenziellen Wasserstoff-Transportbedarfen für das Jahr 2045 verglichen. Darüberhinausgehende Investitionen in das Wasserstoff-Transportnetz sind im Zuge der weiteren Netzentwicklungsplanung möglich.

Wasserstoffbedarfe bei gleichzeitig geringer Verfügbarkeit erneuerbarer Energien auf, was zu einem besonders hohen Wasserstofftransportbedarf führen könnte.

3.1 Methodik und Annahmen

Für die Analyse des innerdeutschen Transportbedarfes von Wasserstoff wird Deutschland zunächst in ein nördliches und ein südliches Gebiet eingeteilt. Anschließend werden sowohl relevante exogene Parameter als auch Ergebnisse der Modellierung des *Start-Szenarios* sowie der Sensitivität *Extremwetter* aus Kapitel 2, regionalisiert. Hierzu zählen die szenariobasierte (exogene) Wasserstoffnachfrage der Endverbrauchssektoren, die endogen ermittelte Wasserstoffnachfrage des Stromsektors sowie Wasserstoffimporte und -exporte. Abschließend wird die geplante Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes ausgewertet und mit dem ermittelten Transportbedarf zwischen den beiden Gebieten verglichen.

3.1.1 Einteilung in ein nördliches und ein südliches Gebiet

Im Rahmen der Untersuchung wird Deutschland in zwei Gebiete eingeteilt: ein nördliches und ein südliches Gebiet. Die Trennung ist durch drei Faktoren motiviert.

Erstens wurde in der vorangegangenen Modellierung festgestellt, dass ausschließlich Kavernenspeicher umgewidmet oder neugebaut werden, während die Porenspeicherpotentiale nicht erschlossen werden. Wie in Abbildung 42 dargestellt, befinden sich, mit einer Ausnahme, alle bestehenden Kavernenspeicher im Norden Deutschlands. (LBEG, 2023)

Zweitens sind für die Gebietstrennung und deren Ausgestaltung die voraussichtlichen Wasserstofflastsenken relevant. Dabei sind insbesondere Industriestandorte in Nordrhein-Westfalen und Sachsen ausschlaggebend für die Ausgestaltung der Trennung, um das Nord-Süd-Gefälle hinsichtlich Bevölkerung und Industrieaktivität abzubilden (Berbée et al., 2022). Die festgelegte Unterteilungsgrenze verläuft entsprechend entlang der Bundeslandgrenzen zwischen Brandenburg & Sachsen, Sachsen-Anhalt & Thüringen sowie Niedersachsen & Hessen. Eine Ausnahme stellt das Land Nordrhein-Westfalen (NRW) dar. Hier verläuft die Grenze nicht entlang der Bundeslandgrenze, sondern durch den nördlichen Teil von NRW. Diese Ausnahme ist darin begründet, dass im Norden von NRW mit Epe und Xanten zwei Kavernenspeicherstandorte wiederzufinden sind (vgl. Abbildung 42). Gleichzeitig ist NRW sowohl durch die Industrie im Ruhrgebiet als auch durch hohe Bevölkerungszahlen als Lastsenke charakterisiert.

Drittens sind die Übertragungskapazitäten des Stromnetzes für die Gebietsteilung relevant. Deutschland verfügt über größere Potentiale für die Stromerzeugung durch Onshore-Windkraft im Norden als im Süden. Dazu kommen weitere Potentiale für Offshore-Windenergie, die erschlossen werden sollen und im Norden Deutschlands verortet sind. Dem gegenüber stehen die vorwiegend im Süden Deutschlands verorteten höheren Potenziale für die Stromerzeugung aus PV-Anlagen. Allerdings ist hierbei nicht unbedingt eine zeitliche Überschneidung der (kostengünstigen) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erwarten. Dies könnte, wie bereits heute, zu Engpässen in der Übertragungskapazität von Norden nach Süden führen, welche Redispatch-Maßnahmen

erforderlich machen (BDEW, 2023). Perspektivisch werden diese mit Wasserstoffkraftwerken gefahren und erhöhen somit die Wasserstoffnachfrage im Süden (Pape et al., 2023).

3.1.2 Regionalisierung der Wasserstoffnachfrage

Für die Analyse der Transportbedarfe von Wasserstoff stellt die regionalisierte Wasserstoffnachfrage eine zentrale Inputgröße dar. Dabei wird die Wasserstoffnachfrage der Endverbrauchssektoren, des Stromsektors sowie Wasserstoffimporte und -exporte berücksichtigt.

Für die Wasserstoffnachfrage der Endverbrauchssektoren werden die bereits in Kapitel 2 verwendeten Daten des TYNDP genutzt. Die Regionalisierung erfolgt für den Industriesektor anhand der Industriestandorte¹¹, für den Gebäudesektor anhand der Bevölkerungsdichte¹² und für den Verkehrssektor anhand der Zulassungen¹³ im Straßenverkehr, dem Straßenverkehrsschlüssel des Schienenverkehrs, der Starts an Flughäfen¹⁴ sowie dem Güterverkehr an Binnen- und Seehäfen¹⁵. Im Jahr 2045 entfallen rund 63 Prozent der Wasserstoffnachfrage auf das südliche Gebiet.

Zusätzlich wird die Verteilung des Wasserstoffbedarfs durch den Stromsektor und somit durch die räumliche Verteilung zukünftiger Wasserstoffkraftwerke beeinflusst. Für die Wasserstoffnachfrage des Stromsektors wird dabei das Ergebnis der Modellierung aus Kapitel 2 angenommen, deren zukünftige Lokalisierung anhand der aktuellen Kraftwerksverteilung geschätzt wird. Die

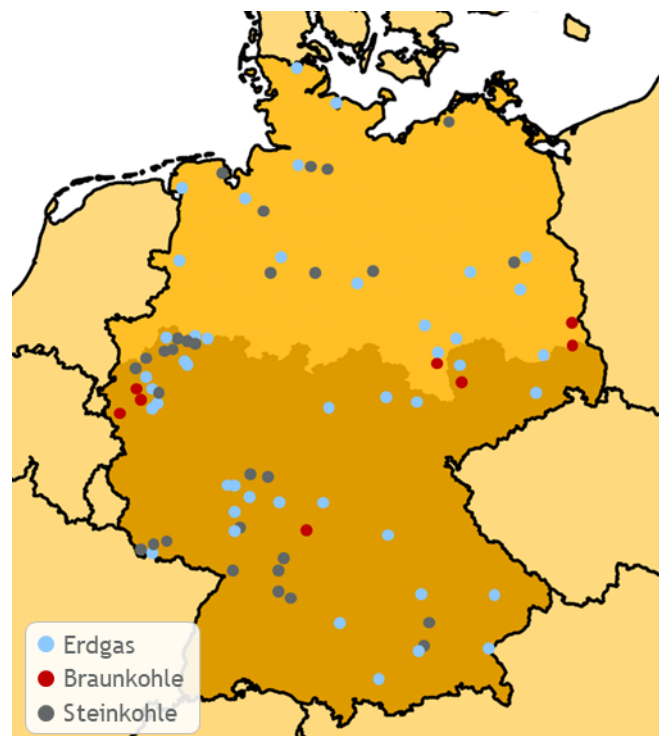


Abbildung 43: Bestehende (konventionelle) Kraftwerksstandorte gemäß Kraftwerksliste (BNetzA, 2024)

¹¹ Eigene Recherche, European Environment Agency (EEA)

¹² Eurostat - Bevölkerung am 1. Januar nach Altersgruppen, Geschlecht und NUTS 3 Regionen

¹³ KBA (2024) - Bestand an Kfz und Kfz-Anhängern nach Zulassungsbezirken

¹⁴ Destatis - Flugbewegungen nach Hauptverkehrsflughäfen

¹⁵ Destatis - Güterverkehrsstatistik der Binnenschifffahrt, Destatis - Seeverkehrsstatistik

Verteilung der Kraftwerksleistung konventioneller Kraftwerke im Jahr 2024 (marktlich aktiv und Reserven ab einer Größe von 100 MW) ist in Abbildung 43 dargestellt.

Die gesamte Kapazität konventioneller Kraftwerke beträgt entsprechend der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur im nördlichen Gebiet 14,9 GW (26 Prozent der Gesamtleistung) und im südlichen Gebiet 41,8 GW (74 Prozent der Gesamtleistung) (BNetzA, 2024).

In der Modellierungsergebnissen des *Start-Szenarios* steigt die installierte Wasserstoffkraftwerksleistung von 5,0 GW im Jahr 2035 auf 41,8 GW im Jahr 2045. Diese Werte fallen in der Sensitivität *Extremwetter* mit 25,9 GW im Jahr 2035 und 72,2 GW im Jahr 2045 deutlich höher aus. Im Rahmen dieser Analyse bildet die Verteilung der Kraftwerksleistung konventioneller Kraftwerke des Jahres 2024 den Basisfall für die zukünftige räumliche Verteilung der wasserstofffähigen Erdgaskraftwerke und Wasserstoffkraftwerke ab. Mit dem Ziel mögliche Abweichungen von dieser Referenz abzudecken, wird die Aufteilung der gesamten Kraftwerksleistung zwischen Norden und Süden variiert.

Für die untere Grenze wird ein Anteil von 65 Prozent der Wasserstoffkraftwerksleistung im Süden angenommen. Ein geringerer Anteil der Kraftwerksleistung im südlichen Gebiet wäre beispielsweise möglich, falls der Energietransport über das Stromnetz gegenüber dem Wasserstofftransport über das Kernnetz priorisiert wird. Alternativ hierzu wäre auch ein höherer Anteil an Wasserstoffkraftwerksleistung im Süden möglich, der beispielsweise auf Bedarfe aus Sicht der Stromnetzstabilität zurückzuführen sein könnte. Für eine obere Abschätzung wird der Anteil des südlichen Gebiets an der Gesamtkraftwerkskapazität auf 85 Prozent erhöht. Entsprechend der prozentualen Verteilung der Wasserstoffkraftwerke werden die Ergebnisse des Wasserstoffbedarfes zur Rückverstromung aus der Modellierung des *Start-Szenarios* sowie der Sensitivität *Extremwetter* aus Kapitel 2 auf die Gebiete aufgeteilt.

Schließlich wird die stündliche Verfügbarkeit von Wasserstoff in einem Gebiet auch durch Importe und Exporte beeinflusst. So tragen Exporte als zusätzliche Nachfrage zur Lasterhöhung bei, während Importe die Verfügbarkeit erhöhen. Für die Analyse werden Importe und Exporte von Wasserstoff in täglicher Auflösung aus den Modellierungsergebnissen aus Kapitel 2 übernommen und regionalisiert. Länder, deren Wasserstoffimporte und -exporte dem nördlichen Gebiet zugerechnet werden, sind Dänemark, Finnland, Norwegen, Polen und die Niederlande. Für das südliche Gebiet werden die Wasserstoffimporte und -exporte der Länder Österreich, Belgien, Schweiz, Tschechien und Frankreich berücksichtigt.

Im *Start-Szenario* werden im Norden im Jahr 2045 insgesamt 258,7 TWh Wasserstoff importiert und 126,5 TWh exportiert. Das nördliche Gebiet wird somit zum Netto-Importeur von 132,3 TWh im Jahr 2045. Gleichzeitig werden 99,9 TWh Wasserstoff in den Süden importiert und 12,6 TWh exportiert. Damit ist das südliche Gebiet Netto-Importeur von 87,3 TWh¹⁶. In der Sensitivität *Extremwetter* steigt der Import im nördlichen Gebiet im Jahr 2045 gegenüber dem *Start-Szenario* auf 289,5 TWh, während sich der Export auf 118,6 TWh reduziert. Damit beträgt der Netto-Import im Norden in diesem Jahr 170,9 TWh. Das südliche Gebiet verringert hingegen den Import von

¹⁶ Diese genannten Zahlen beziehen sich auf das Handelssaldo zwischen den beiden Gebieten und dem Ausland und berücksichtigen nicht den Austausch zwischen den beiden konstruierten Gebieten. Diese sind nicht explizit im verwendeten Modell abgebildet. Beide Gebiete sind auf jährlicher Ebene Netto-Importeure, da Deutschland als Ganzes Netto-Importeur von Wasserstoff ist.

Wasserstoff auf 86,5 TWh, während der Export sich mit 24,7 TWh gegenüber dem *Start-Szenario* nahezu verdoppelt. Somit beträgt der Netto-Import des südlichen Gebiets im Jahr 2045 in der *Extremwetter-Sensitivität* 61,8 TWh.

3.1.3 Berechnung des Wasserstofftransportbedarfs

Da die ermittelten Wasserstoffspeicherbedarfe nahezu vollständig durch Kavernenspeicher im Norden gedeckt werden, während der Süden als Lastsenke fungiert, ergibt sich in Perioden, in denen die Wasserstofferzeugung im Süden nicht ausreicht, ein Wasserstofffluss von Nord nach Süd. Zur Ermittlung des maximalen Transportbedarfs, der durch die Transportkapazitäten des Wasserstoffkernnetzes gedeckt werden muss, wird die Wasserstoffresiduallast ausgewertet.

Wie in Abbildung 44 dargestellt, berechnet sich diese aus der Wasserstofferzeugung, zuzüglich Importen sowie abzüglich Nachfrage und Exporten aus dem jeweiligen Gebiet. In Perioden mit hoher Wasserstoffnachfrage, aber keiner oder nur geringfügiger Wasserstofferzeugung, ist zu erwarten, dass die Residuallast aus Speichern gedeckt werden muss. In Übereinstimmung mit den Ergebnissen aus Kapitel 2 (kein Einsatz von Porenspeichern) und der Verortung nahezu aller Kavernenspeicher im Norden wird vereinfachend angenommen, dass nur im nördlichen Gebiet Wasserstoffspeicher genutzt werden. Somit kann der maximale Transportbedarf aus der maximalen Wasserstoffresiduallast in den Süden abgeleitet werden. Dafür wird die Wasserstoffresiduallast stündlich bestimmt und ausgewertet. Im Anschluss wird der Transportbedarf mit den bisher geplanten Wasserstofftransportkapazitäten verglichen, um mögliche Engpässe zu identifizieren (FNB Gas, 2023c).

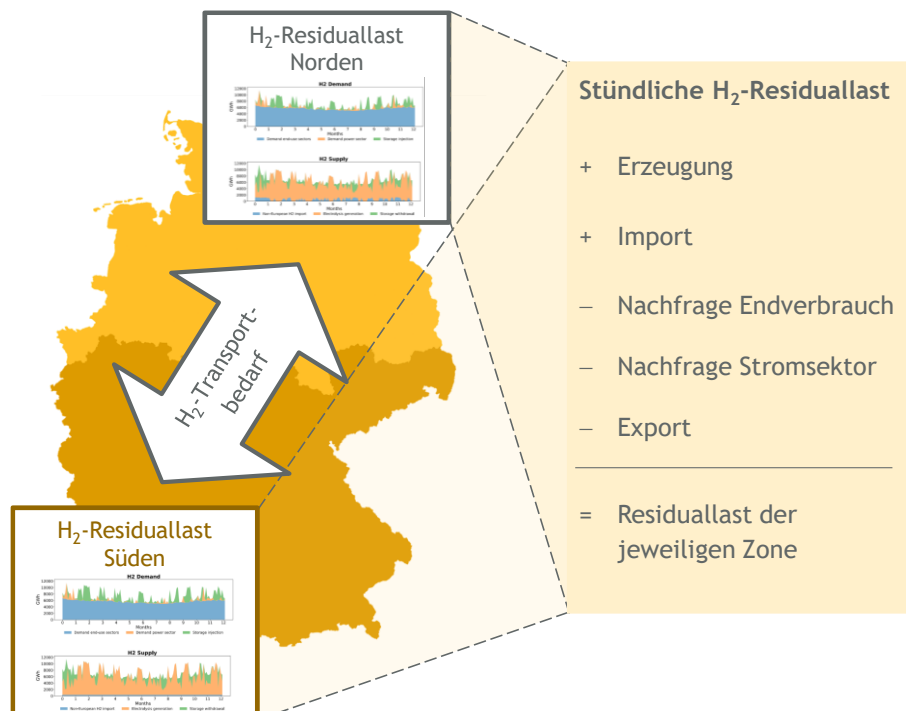


Abbildung 44: Graphische Darstellung der Methode zur Bestimmung des Transportbedarfs anhand der Wasserstoffresiduallast

3.1.4 Transportkapazität des Wasserstoffkernetzes

Für die Berechnung der Transportkapazität des Wasserstoffkernetzes werden Transportleitungen, welche die zuvor definierte Gebietsgrenze überschreiten, herangezogen. Die in Abbildung 45 dargestellte Karte mit Geoinformationen zu den Start- und Endpunkten der Transportleitungen werden dabei aus dem Entwurf des Wasserstoffkernetzes entnommen (FNB Gas, 2023a, 2023b). Somit können Transportleitungen, deren Startpunkt in der nördlichen und deren Endpunkt im südlichen Gebiet liegt, als gebietsüberschreitend identifiziert und ausgewertet werden. Anschließend wird die Transportkapazität dieser Leitungen anhand der idealen Gasgleichung sowie der leitungsspezifischen Informationen aus dem Entwurf des Kernetzes (Überdruck und Rohrdurchmesser) berechnet. Weitere Annahmen zur Außentemperatur, zur Strömungsgeschwindigkeit sowie zum Heizwert werden für alle betrachteten Transportleitungen einheitlich und nicht zeitlich variabel angenommen. Da in der Berechnung Druckverluste, die Länge der Leitung oder die Materialbeschaffenheit der jeweiligen Transportleitung vernachlässigt werden, wird die Transportkapazität tendenziell überschätzt. Aus diesem Grund wird eine konservative Strömungsgeschwindigkeit zwischen 15 und 30 m/s unterstellt, die in der Realität höher ausfallen könnte (Mischner, 2021). Einschränkungen der Transportkapazität durch davor- oder dahinterliegende Leitungen werden nicht betrachtet.

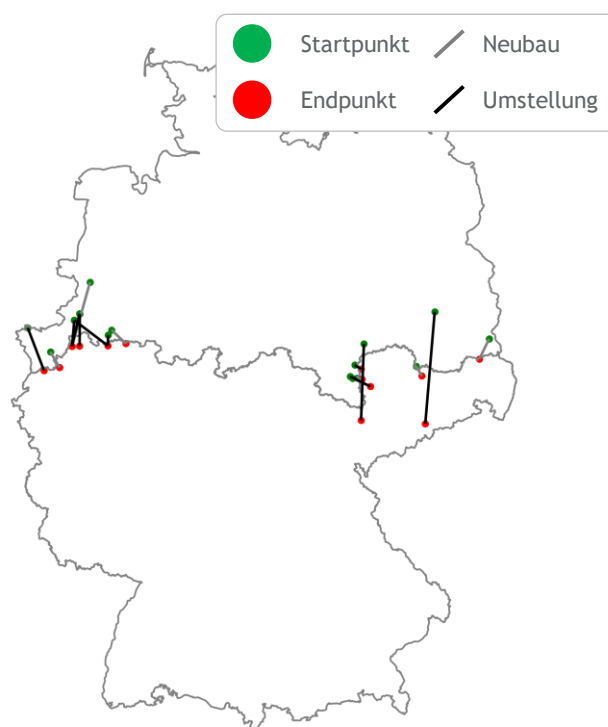


Abbildung 45: Zonenüberschreitende Wasserstofftransportleitungen gemäß Wasserstoffkernetz

Im Ergebnis wird eine Transportkapazität des Wasserstoffkernetzes in voller Ausbauphase von 105 GW bis 211 GW in Abhängigkeit von der Strömungsgeschwindigkeit berechnet. Die ermittelte Transportkapazität verteilt sich auf 17 gebietsüberschreitende Leitungen, die im westlichen und östlichen Teil von Deutschland verortet sind. Die Formel zur Berechnung der Transportkapazität sowie die Liste an gebietsüberschreitenden Leitungen befinden sich im Anhang unter Abschnitt A.2.

Neben der Transportkapazität spielt auch die Ausspeiseleistung aus dem Wasserstoffnetz im südlichen Gebiet eine Rolle. Der Wasserstoff, der in den Süden transportiert wird, muss dem Kernnetz an den Lastsenken entnommen werden können. Folglich ist die Ausspeiseleistung ein weiterer Faktor, den es zu berücksichtigen gilt. Der Planungsstand des Wasserstoffkernnetzes aus dem Juli 2024 sieht eine Ausspeiseleistung von etwa 56 GW im Süden vor (FNB Gas, 2024a).

3.2 Ergebnisse

Abbildung 46 zeigt die Zusammensetzung der Wasserstoffnachfrage im südlichen Gebiet in der Stunde mit der höchsten Wasserstoffresiduallast im Jahr 2045 im Vergleich zur Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes. Zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast wird in Deutschland kein Wasserstoff erzeugt und, abhängig vom Anteil des südlichen Gebiets am Wasserstoffkraftwerkspark (65 bis 85 Prozent), etwa 57 bis 75 GW Wasserstoff im Süden verstromt. Zusätzlich zur Rückverstromung werden zu diesem Zeitpunkt 39,6 GW Wasserstoff in den Endverbrauchssektoren nachgefragt und 4,7 GW aus dem Ausland (netto-)importiert. Die Summe der Verbrauchssektoren abzüglich der Netto-Importe ergibt eine maximale Residuallast von 92 bis 110 GW. Unter Annahme einer Strömungsgeschwindigkeit von 15 oder 30 m/s ergibt sich eine Transportkapazität von 105,4 bzw. 210,8 GW. Somit könnte, bei einer stärkeren Verortung der Wasserstoffkraftwerke im Süden (85 Prozent) die zukünftige Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes im Jahr 2045 möglicherweise nicht ausreichen, wenn das Kernnetz nur eine geringere Strömungsgeschwindigkeit zulässt. Zusätzlich unterstellt die in Abbildung 46 dargestellte Berechnung, dass sämtliche gebietsüberschreitenden Leitungen zur Versorgung des gesamten südlichen Gebiets verfügbar sind.

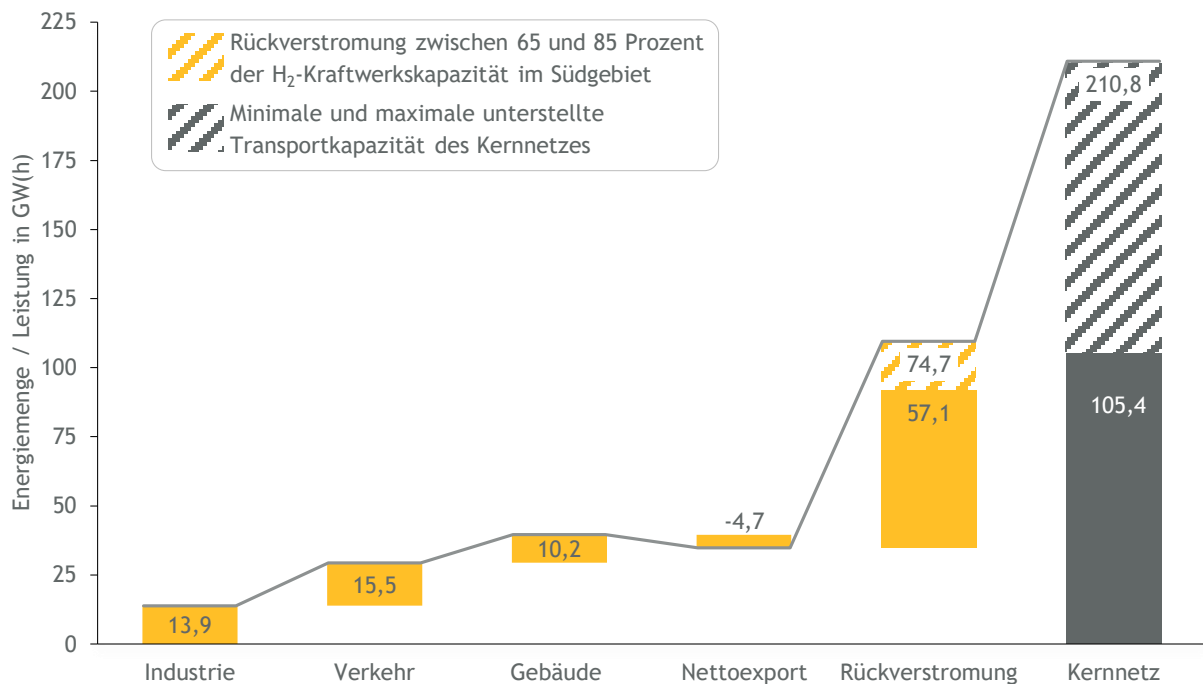


Abbildung 46: Maximale Wasserstoffresiduallast des südlichen Gebiets im Start-Szenario und Kapazität des Wasserstoffkernnetzes im Jahr 2045

Unter der Annahme, dass 65 % des Wasserstoffkraftwerkspark im Süden verortet sind treten vergleichbare Situationen (Wasserstoffresiduallast im Süden > 80 GW) im modellierten Jahr in 109 Stunden auf und sind daher ein häufigeres Phänomen. Bei einem höheren Anteil der Wasserstoffkraftwerksleistung von 85 % im Süden treten vergleichbare Situation in 200 Stunden auf. Dies deutet darauf hin, dass eine hohe Auslastung der Transportkapazität für mehrere Stunden als wahrscheinlich gilt.

Neben der Transportkapazität ist auch eine entsprechende Ausspeiseleistung im Süden notwendig, um das südliche Gebiet zu versorgen. Der Planungsstand des Wasserstoffkernnetzes aus dem Juli 2024 sieht bis zum Jahr 2032 eine Wasserstoffausspeiseleistung von etwa 56 GW im Süden vor (FNB Gas, 2024a). Die berechnete maximale Residuallast zwischen 92 und 110 GW deutet darauf hin, dass ein zusätzlicher Ausbau von Ausspeiseleistung nötig sein könnte, um die Residuallast im Süden vollständig zu decken.

Zusätzlich zur Transportkapazität und Ausspeiseleistung aus dem Netz im südlichen Gebiet kann die Ein- und Ausspeiseleistung an den Speicherstandorten einen limitierenden Faktor darstellen. Eine Unterdimensionierung der Einspeiseleistung an den Speicherstandorten könnte dazu führen, dass nicht genügend Wasserstoff ausgespeichert und in das Netz eingespeist werden kann, um Lastspitzen zu decken. Der Entwurf des Wasserstoffkernnetzes aus dem Juli 2024 sieht bis zum Jahr 2032 eine Einspeiseleistung in das Netz an den Speicherstandorten von 8,3 GW vor (FNB Gas, 2024a). Da in der Stunde mit der höchsten Wasserstoffresiduallast kein Wasserstoff erzeugt wird, muss der gesamte Bedarf aus Speichern gedeckt werden. Angesichts der Anforderungen für das Jahr 2045 im *Start-Szenario* zeigt sich, dass ein weiterer Ausbau der Einspeiseleistung in das Kernnetz an den Speicherstandorten notwendig sein könnte.

In der Sensitivität *Extremwetter* steigt der Wasserstoffkraftwerkspark in Deutschland im Jahr 2045 auf insgesamt 72 GW an (gegenüber 42 GW im *Start-Szenario*). Falls 65 bis 85 Prozent der

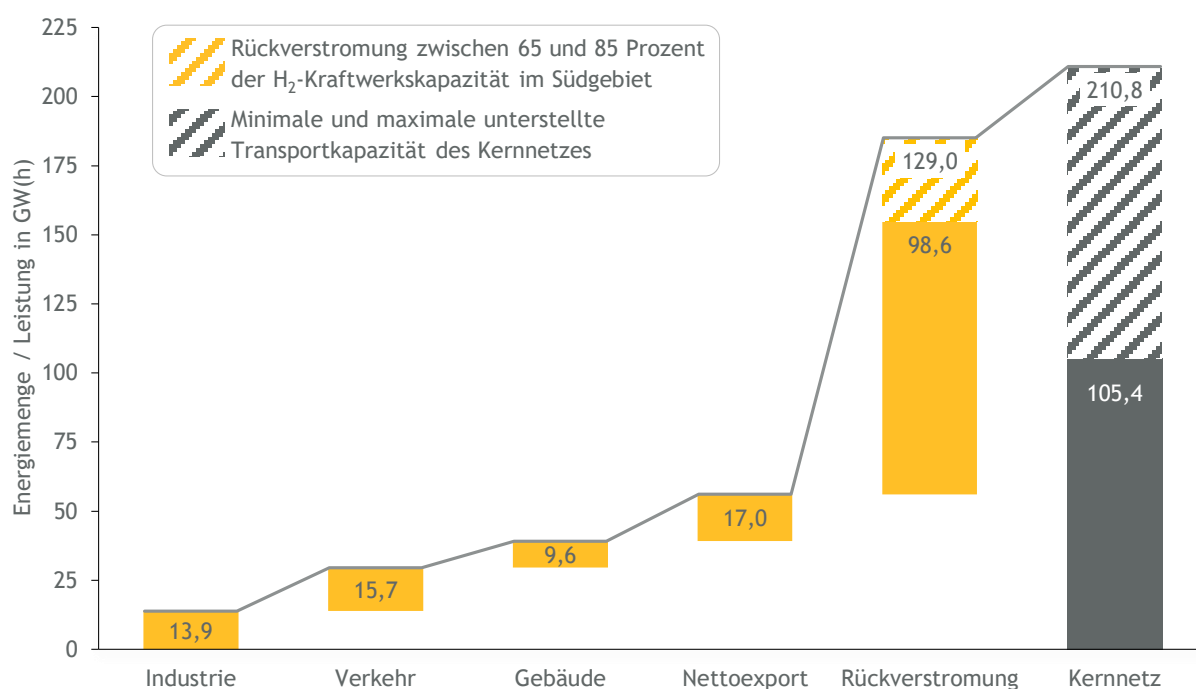


Abbildung 47: Maximale Wasserstoffresiduallast des südlichen Gebiets in der Sensitivität *Extremwetter* und Kapazität des Wasserstoffkernnetzes im Jahr 2045

Kraftwerksleistung im Süden verortet sind, führt dies zu einem Wasserstoffbedarf zur Rückverstromung zwischen 99 GW und 129 GW zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast.¹⁷ Die Wasserstoffnachfrage der Endverbrauchssektoren verändert sich nur geringfügig im Vergleich zum *Start-Szenario* auf insgesamt 39 GW. Zeitgleich werden 17 GW Wasserstoff aus dem südlichen Gebiet ins europäische Ausland exportiert. Anders als im *Start-Szenario* ist der Süden ein Netto-Exporteur in der Stunde mit der maximalen Residuallast in der *Extremwetter*-Sensitivität. Insgesamt liegt die maximale Residuallast des südlichen Gebiets somit zwischen 155 und 185 GW. Wie in Abbildung 47 zu erkennen, könnte das Kernnetz unter den hier getroffenen Annahmen diese Menge nur bei einer höheren Strömungsgeschwindigkeit bereitstellen. Der höhere Rückverstromungsbedarf in der Sensitivität *Extremwetter* könnte dementsprechend zu Transportengpässen führen, da die vorgesehene Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes möglicherweise nicht ausreicht, um die erhöhte Nachfrage im Süden zu decken. Analog zu den Ergebnissen im *Start-Szenario* könnte auch hier die Ausspeiseleistung zum limitierenden Faktor werden. Mit einem höheren Transportbedarf im Vergleich zum *Start-Szenario* erhöht sich auch der Bedarf an Ausspeiseleistung in der *Extremwetter*-Sensitivität.

3.3 Einordnung der Ergebnisse

Die Ergebnisse aus Kapitel 3.2 zeigen, dass die Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes bei durchschnittlichen Wetterbedingungen ausreichen könnte. Aufgrund der regionalen Struktur der Kavernenspeicher müssten die Wasserstoffkraftwerke im Süden Deutschlands aus den Kavernenspeichern im Norden versorgt werden. Die Transportkapazität würde ausschließlich zu Zeiten hoher Wasserstoffresiduallasten im Süden in Kombination mit langsamen Strömungsgeschwindigkeiten im Kernnetz nicht ausreichen, um den Bedarf vollständig zu decken. Im betrachteten *Start-Szenario* dürfte eine vollständige Versorgung der Wasserstoffkraftwerke jedoch möglich sein.

Deutlich höhere Kraftwerkskapazitäten zur Überbrückung von Dunkelflauten führen zu erheblichem Transportbedarf von Wasserstoff. In der Sensitivität *Extremwetter* ist aufgrund der deutlich höheren Kraftwerkskapazität auch die maximale Wasserstoffresiduallast während der Dunkelflaute höher. In diesem Fall könnte die Transportkapazität des Kernnetzes im Jahr 2045 nicht ausreichen. Diese Berechnungen beruhen auf einer Vielzahl an Annahmen bezüglich des Technologieeinsatzes sowie der Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes. Auch etwaiger Redispatch könnte den Wasserstoffbedarf durch Kraftwerke in manchen Stunden weiter erhöhen.

Porenspeicher, Nachfrageflexibilität und Infrastrukturausbau können die Versorgungssicherheit erhöhen. Sollte die Transportkapazität innerhalb Deutschlands nicht für eine vollständige Wasserstoffversorgung des Südens aus den Speichern im Norden ausreichen, könnten Investitionen in Porenspeicher im Süden Deutschlands und die Nutzung von Nachfrageflexibilität zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beitragen. Eine Erhöhung der Transportkapazität des Wasserstoffkernnetzes ist ebenfalls denkbar, auch um die installierte Ausspeicherleistung der nördlichen Kavernenspeicher voll auszunutzen.

¹⁷ Der Wasserstoffbedarf übersteigt die elektrische Kraftwerksleistung auf Grund des Wirkungsgrades.

Literaturverzeichnis

- BDEW. (2023, August 1). Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich Dezember 2022. Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
- Berbée, P., Braun, S., & Franke, R. (2022). Reversing fortunes of German regions, 1926-2019: Boon and bane of early industrialization? ZEW Discussion Papers. ZEW - Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung.
<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/261377/1/1811031110.pdf>
- BMWK. (2024, February 5). Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Einigung zur Kraftwerksstrategie [Press release].
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html>.
- BNetzA - Bundesnetzagentur. (2024). Kraftwerkliste.
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html>
- Caglayan, D. G., Weber, N., Heinrichs, H. U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P. A., & Stolten, D. (2020). Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(11), 6793-6805.
https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919347299?casa_token=xtDIUMLd7uUAAAAA:nd92TMkDaGeAayqxTlSslaCGndvtHXKTtptHVJknKVpYAtgN0leAbold-Z2ifln3OlwFfNdJpw0
- Cavanagh, A., Yousefi, H., Wilkinson, M., Groenenberg, R. (2022). Hydrogen storage potential of existing European gas storage sites in depleted gas fields and aquifers.
https://www.hyuspre.eu/wp-content/uploads/2022/06/HyUSPre_D1.3_Hydrogen-storage-potential-of-existing-European-gas-storage-sites_2022.06.29.pdf
- ENTSO-E. (2021). European Resource Adequacy Assessment 2021. European Network of Transmission System Operators for Electricity.
https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/sdc-documents/ERAA/ERAA_2021_Executive%20Report.pdf.
- ENTSO-E // ENTSOG. (2022). TYNDP 2022 Scenario Report - Version. April 2022.
https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf.
- Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist. (2023).
https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html.

EWI. (2024). Globales PtX-Produktions- und Importkostentool – EWI. <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/tools/globales-ptx-produktions-und-importkostentool/>

FNB Gas. (2023a). Anlage 2 - Leitungsmeldungen weiterer H2-Netzbetreiber. <https://fnb-gas.de/news/der-naechste-grosse-schritt-zum-wasserstoff-kernnetz/>

FNB Gas. (2023b). Anlage 3 - Maßnahmenliste FNB. <https://fnb-gas.de/news/der-naechste-grosse-schritt-zum-wasserstoff-kernnetz/>

FNB Gas. (2023c). Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz.

FNB Gas. (2024a). Anlage 1 - Projektübersicht Wasserstoff-Kernnetz. <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>

FNB Gas. (2024b). Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz. https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/07/2024_07_22_Antrag_Wasserstoff-Kernnetz_final.pdf

GIE - Gas Infrastructure Europe. Storage Database 2021. <https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database/>

Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818),, das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbg/BJNR181810020.html#BJNR181810020BJNG000100000>.

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie. (2023). Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2022.

Mischner, J. (2021). Zur Frage der Strömungsgeschwindigkeiten in Gasleitungen. GWF Gas+ Energie. https://gwf-gas.de/wp-content/uploads/2021/05/GE_05_2021_fb_Mischner.pdf

Netzentwicklungsplan Strom. (2021). Netzentwicklungsplan 2035 (2021). <https://www.netzentwicklungsplan.de/archiv/netzentwicklungsplan-2035-2021>.

Pape, Carsten, G., & David. (2023). Studie_Regionalisierung_EE_IEE. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/Studie_Regionalisierung_EE_IEE.pdf

TNO. (2022). Onderzoek TNO en EBN: Waterstofopslag op zee lijkt haalbaar. <https://www.tno.nl/nl/newsroom/2022/07/onderzoek-tno-ebn-waterstofopslag-zee/#:~:text=Er%20zijn%20in%20de%20Nederlandse,moet%20nog%20definitief%20worden%20bewezen>

Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG, 2024) vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310),, das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist. <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>.

Abkürzungsverzeichnis

AGV	Arbeitsgasvolumen
DSM	Demand-side management
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
HYEBRID	Hydrogen and electricity market model with broad representation of weather variability and import decisions
LTC	Long-term contracts
NEP	Netzentwicklungsplan
NTC	Net transfer capacities
PV	Photovoltaik
TYNDP	10-Year network development plan

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Wasserstoffspeicherbedarf nach Sensitivität in Deutschland	6
Abbildung 2: Studienvergleich des Wasserstoffspeicherbedarfs in Deutschland (EWI, 2024)	8
Abbildung 3: Graphische Darstellung des Energiesystemmodells HYEBRID	10
Abbildung 4: Exogen vorgegebene Importpreise via Pipeline (Nordafrika und Ukraine) sowie via Schiff (LTC und Spot) im <i>Start-Szenario</i>	15
Abbildung 5: Dauerlinie der Residualnachfrage nach Wetterjahr für Deutschland und Nachbarländer	17
Abbildung 6: Vergleich des Zubaus von Kavernenspeichern im <i>Start-Szenario</i> mit dem historischen Zubau von Erdgaskavernen in Deutschland	19
Abbildung 7: Importpreis von grünem Wasserstoff via Pipeline aus Nordafrika und via Schiff (LTC und Spot) in der Sensitivität <i>H₂-Importpreis</i>	21
Abbildung 8: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland über alle Modelljahre	21
Abbildung 9: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland im Stützjahr 2030	22
Abbildung 10: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland im Stützjahr 2045	23
Abbildung 11: Ein- und Ausspeicherleistung (bezogen auf die thermische Leistung) der Wasserstoffspeicher im <i>Start-Szenario</i> und in der Sensitivität <i>Extremwetter</i>	24
Abbildung 12: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart im <i>Start-Szenario</i>	25
Abbildung 13: Relatives Speicherlevel im Jahresverlauf in Deutschland im <i>Start-Szenario</i>	26
Abbildung 14: Ein- und Ausspeicherleistung in Deutschland im <i>Start-Szenario</i>	27
Abbildung 15: Auslastung der Ausspeicherleistung in Deutschland im <i>Start-Szenario</i>	27
Abbildung 16: Investitionskosten für Wasserstoffspeicher in Deutschland im <i>Start-Szenario</i>	28
Abbildung 17: Kapazitäten von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Deutschland im <i>Start-Szenario</i>	29
Abbildung 18: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Deutschland im <i>Start-Szenario</i>	29
Abbildung 19: Netto-Stromimporte nach Deutschland je Land im <i>Start-Szenario</i>	30
Abbildung 20: Netto-Wasserstoffimporte nach Deutschland je Land im <i>Start-Szenario</i>	30
Abbildung 21: Wasserstoffspeichervolumen in Europa nach Speicherart im <i>Start-Szenario</i>	31
Abbildung 22: Wasserstoffspeichervolumen nach Land im <i>Start-Szenario</i>	32
Abbildung 23: Relatives Speicherlevel im Jahresverlauf 2045 in den fünf Ländern mit den größten Speichervolumina in Europa im <i>Start-Szenario</i>	32
Abbildung 24: Ein- und Ausspeicherleistung in Europa im <i>Start-Szenario</i>	33
Abbildung 25: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Europa im <i>Start-Szenario</i>	33
Abbildung 26: Anteile von Produktion und Import an der Wasserstoffversorgung in Europa im <i>Start-Szenario</i> ..	34
Abbildung 27: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart in der Sensitivität <i>Extremwetter</i> ..	36
Abbildung 28: Relatives Speicherlevel im Jahresverlauf in Deutschland in der Sensitivität <i>Extremwetter</i>	36
Abbildung 29: Investitionsbedarfe für Wasserstoffspeicher in Deutschland in der Sensitivität <i>Extremwetter</i> ...	37
Abbildung 30: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Deutschland in der Sensitivität <i>Extremwetter</i>	38

Abbildung 31: Wasserstoffspeichervolumen in Europa nach Speicherart in der Sensitivität <i>Extremwetter</i>	39
Abbildung 32: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Europa in der Sensitivität <i>Extremwetter</i>	40
Abbildung 33: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart in der Sensitivität <i>Elektrolysekapazität</i>	41
Abbildung 34: Kapazitäten ausgewählter Technologien in Deutschland in der Sensitivität <i>Elektrolysekapazität</i>	41
Abbildung 35: Anteile von Produktion und Import an der Wasserstoffversorgung in Europa in der Sensitivität <i>Elektrolysekapazität</i>	42
Abbildung 36: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart in der Sensitivität <i>H₂-Importkapazität</i>	43
Abbildung 37: Wasserstoffspeichervolumen in Europa nach Speicherart in der Sensitivität <i>H₂-Importkapazität</i>	44
Abbildung 38: Anteile von Produktion und Import an der Wasserstoffversorgung in Europa in der Sensitivität <i>H₂-Importkapazität</i>	45
Abbildung 39: Wasserstoffspeichervolumen in Deutschland nach Speicherart in der Sensitivität <i>Zubaurestriktion Niederlande</i>	46
Abbildung 40: Wasserstoffspeichervolumen in Europa nach Speicherart und Jahr in der Sensitivität <i>Zubaurestriktion Niederlande</i>	47
Abbildung 41: Wasserstoffspeichervolumen nach Land in der Sensitivität <i>Zubaurestriktion Niederlande</i>	48
Abbildung 42: Untertagespeicher für Erdgas basierend auf LBEG (2023)	50
Abbildung 43: Bestehende (konventionelle) Kraftwerksstandorte gemäß Kraftwerkliste (BNetzA, 2024)	52
Abbildung 44: Graphische Darstellung der Methode zur Bestimmung des Transportbedarfs anhand der Wasserstoffresiduallast.....	54
Abbildung 45: Zonenüberschreitende Wasserstofftransportleitungen gemäß Wasserstoffkernnetz	55
Abbildung 46: Maximale Wasserstoffresiduallast des südlichen Gebiets im <i>Start-Szenario</i> und Kapazität des Wasserstoffkernnetzes im Jahr 2045.....	56
Abbildung 47: Maximale Wasserstoffresiduallast des südlichen Gebiets in der Sensitivität <i>Extremwetter</i> und Kapazität des Wasserstoffkernnetzes im Jahr 2045	57
Abbildung 48: Volllaststunden ausgewählter Technologien in Deutschland im <i>Start-Szenario</i>	65
Abbildung 49: Volllaststunden ausgewählter Technologien in Europa im <i>Start-Szenario</i>	65
Abbildung 50: Wasserstoffimport per Pipeline in die Modellregion nach Land und Jahr im <i>Start-Szenario</i>	66
Abbildung 51: Kapazitäten von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Europa im <i>Start-Szenario</i>	66
Abbildung 52: Schiffsimport in die Modellregion nach Vertragsart und Jahr im <i>Start-Szenario</i>	67
Abbildung 53: Wasserstoffspeichervolumen nach Land und Jahr in der Sensitivität <i>Extremwetter</i>	67
Abbildung 54: Anteile von Produktion und Import an der Wasserstoffversorgung in Europa in der Sensitivität <i>Extremwetter</i>	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Spezifische Investitionskosten je Speicherkategorie im Stützjahr 2040 (Datenquelle: RWE, auf Basis von Projekterfahrungen)	14
Tabelle 2: Beschränkung des Neubaupotenzials von Kavernenspeichern in den Niederlanden in der Sensitivität <i>Zubaurestriktion Niederlande</i>	19
Tabelle 3: Zubaubegrenzung neuer Kavernen je Stützjahr in der Sensitivität <i>Zubaurestriktion Europa</i>	20

Anhang

A.1. Zusätzliche Ergebnisdiagramme

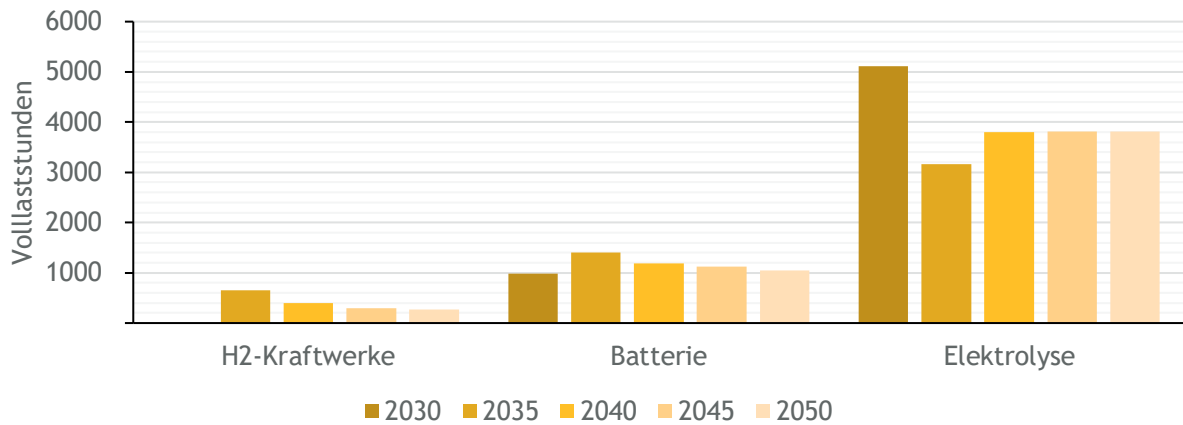


Abbildung 48: Volllaststunden ausgewählter Technologien in Deutschland im *Start-Szenario*

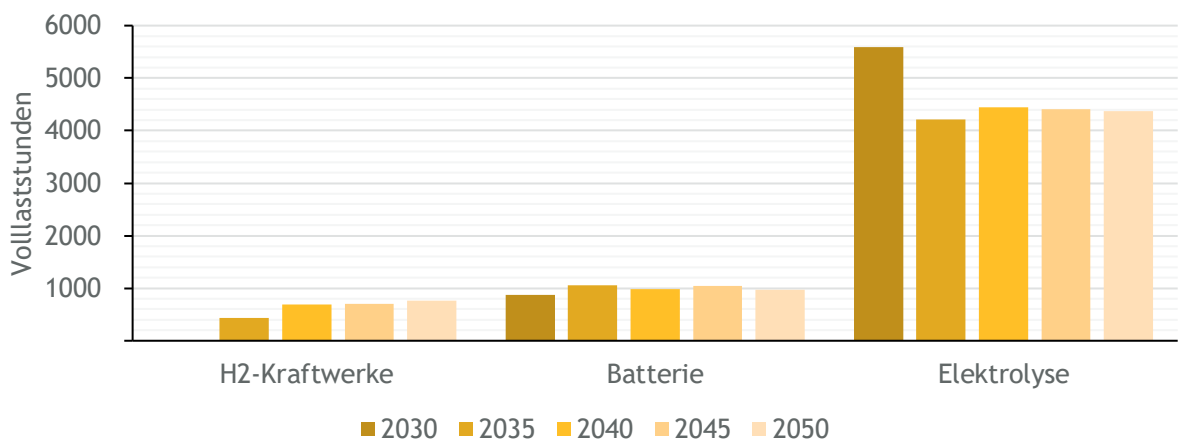


Abbildung 49: Volllaststunden ausgewählter Technologien in Europa im *Start-Szenario*

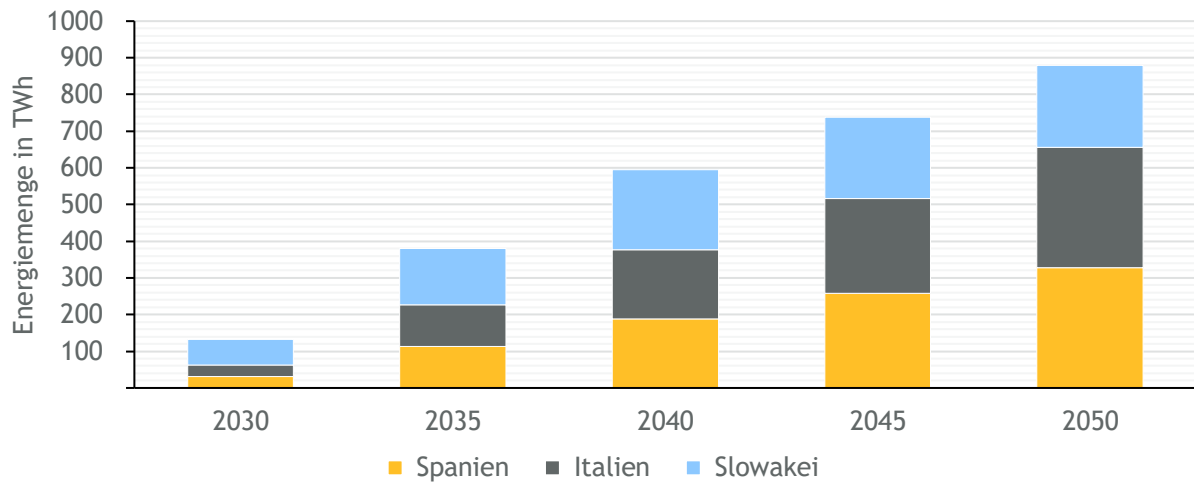


Abbildung 50: Wasserstoffimport per Pipeline in die Modellregion nach Land und Jahr im Start-Szenario

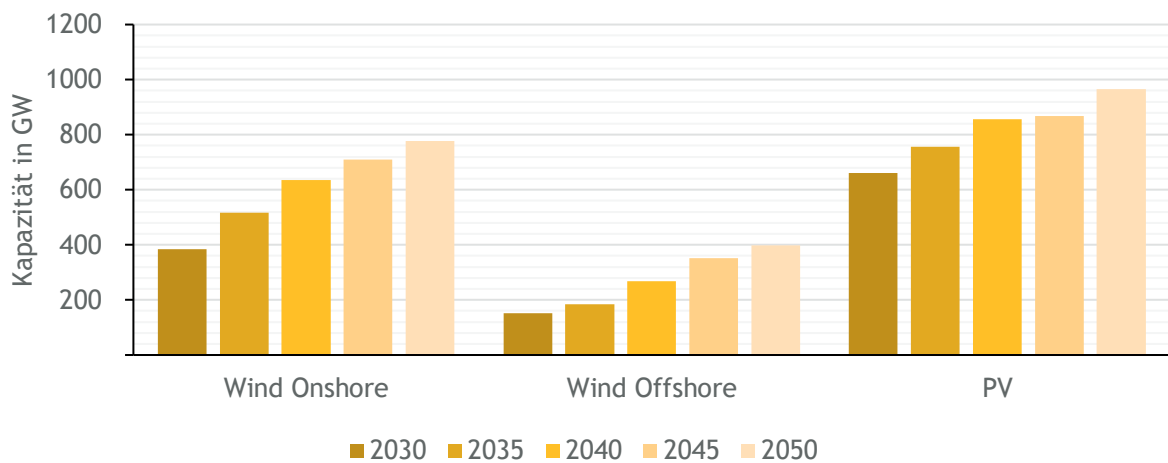


Abbildung 51: Kapazitäten von erneuerbaren Erzeugungsanlagen in Europa im Start-Szenario

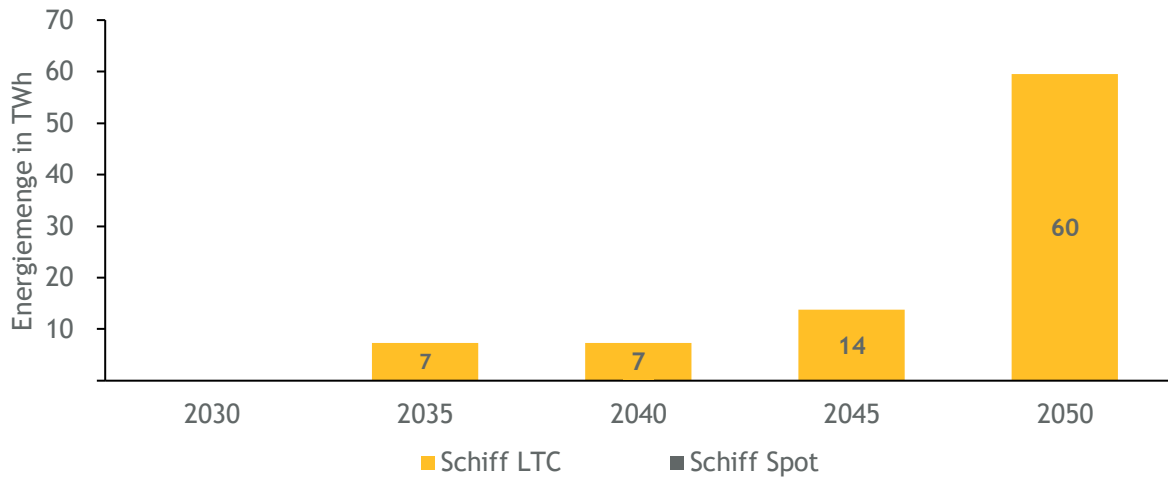


Abbildung 52: Schiffsimport in die Modellregion nach Vertragsart und Jahr im Start-Szenario

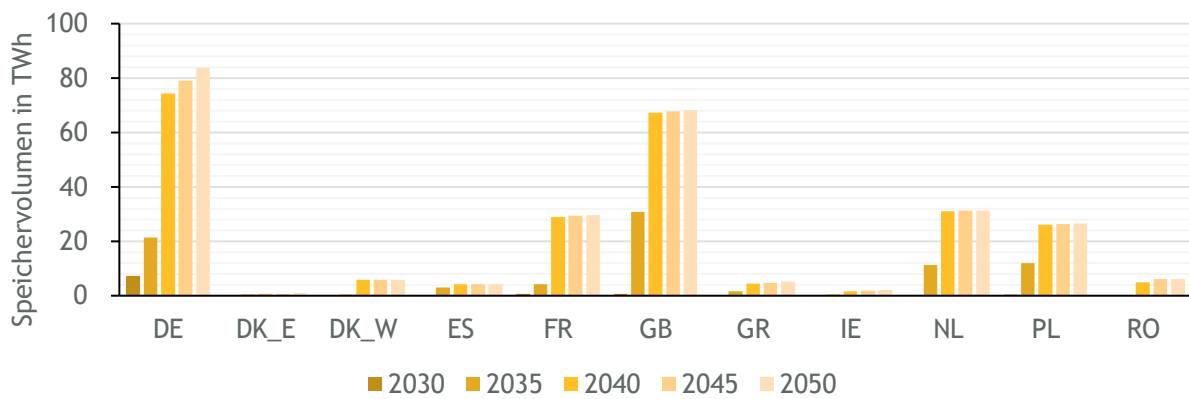


Abbildung 53: Wasserstoffspeichervolumen nach Land und Jahr in der Sensitivität Extremwetter

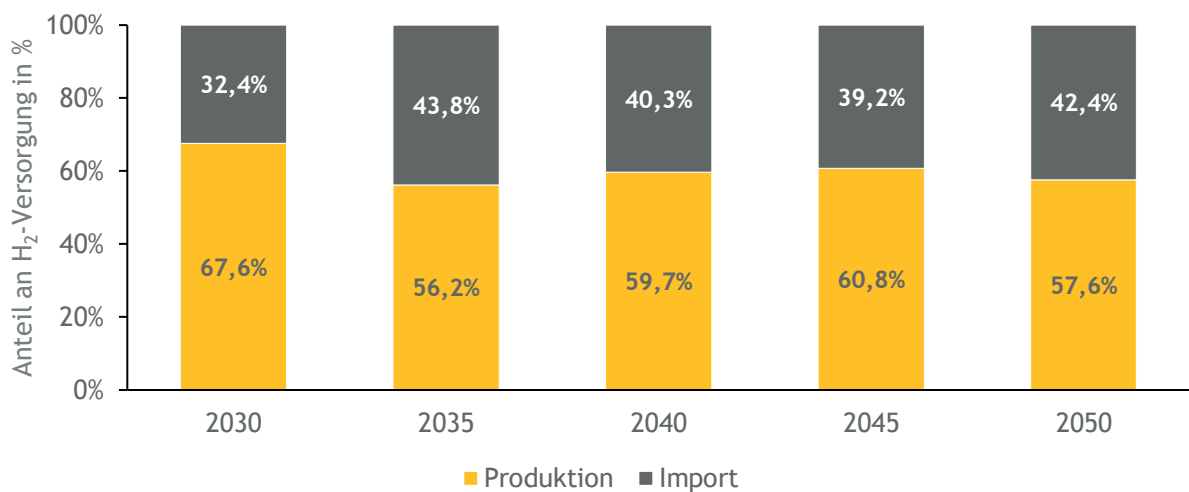


Abbildung 54: Anteile von Produktion und Import an der Wasserstoffversorgung in Europa in der Sensitivität Extremwetter

A.2. Zusätzliche Informationen zur Modellierung

A.2.1 Formel zur Berechnung der Transportkapazität des Wasserstoffkernetzes

$$\dot{m} = \frac{p \cdot v \cdot \pi \cdot \left(\frac{D}{2}\right)^2}{R_S \cdot T}$$

$$P_{th} = H_i \cdot \dot{m}$$

\dot{m} Massenstrom

p Druck

v Strömungsgeschwindigkeit

D Rohrdurchmesser

$R_S = 4124,2 \frac{J}{kg \cdot K}$ Spezifische Gaskonstante (Wasserstoff)

$T = 10^\circ C$ Temperatur (10 °C)

P_{th} thermische Leistung

$H_i = 33 \frac{kWh}{kg}$ Heizwert (Wasserstoff)

A.2.2 Gebietsüberschreitende Leitungen des Wasserstoffkernnetzes

Tabelle A.1: Spezifikationen der grenzüberschreitenden Leitungen im Wasserstoffkernnetz (FNB Gas 2023a, 2023b)

Lfd.Nr. -Von-Nach	Name	Anfangspunkt (Ort)	Endpunkt (Ort)	Neindurchmesser (DN)	Länge (km)	Druckstufe (DP) [mind. 30 barg]	Bundesland	Kategorie
104-Wallach-Hohfeld	Wallach-Hohfeld	Wallach	Hochfeld (Duisburg)	300	3,5	80	Nordrhein-Westfalen	Neubau
258-Emsbüren-Dorsten	Emsbüren Dorsten	Emsbüren	Dorsten	1200	87	80	Nordrhein-Westfalen	Neubau
355-Rinkerode-Uentrop	Rinkerode-Uentrop	Rinkerode	Uentrop	300	21,6	80	Nordrhein-Westfalen	Neubau
377-Bad Dürrenberg-Böhlen	Bad Dürrenberg-Böhlen	Bad Dürrenberg	Böhlen	800	25,6	84	Sachsen-Anhalt / Sachsen	Neubau
88-Nempitz-Kulkwitz	Nempitz-Kulkwitz	Nempitz	Kulkwitz (Markranstädt)	400	6	84	Sachsen-Anhalt / Sachsen	Neubau
72-Gosda-Spreetal	Gosda-Spreetal	Gosda	Spreetal	1000	36	84	Brandenburg	Neubau
178A-Elten-St.Hubert	H2ercules Elten-St.Hubert	Elten	Sankt Hubert (Kempen)	900	68,1	70	Nordrhein-Westfalen	Umstellung
206-Gescher-Dorsten	H2ercules Gescher-Dorsten	Gescher	Dorsten	800	31,6	70	Nordrhein-Westfalen	Umstellung
168-Legden-Dorsten	GetH2 Legden-Dorsten	Legden	Dorsten	400	44,6	70	Nordrhein-Westfalen	Umstellung
205-Gescher-Werne	H2ercules Gescher-Werne	Gescher	Werne	900	56,3	70	Nordrhein-Westfalen	Umstellung
191-Ascheberg-Werne	H2ercules Ascheberg-Werne	Ascheberg	Werne	800	8,8	70	Nordrhein-Westfalen	Umstellung
235A-Bobbau-Rückersdorf JAGAL	Bobbau	Bobbau	Rückersdorf	1200	118	100	Sachsen-Anhalt/ Sachsen/ Thüringen	Umstellung
59-Großkugel-Schkeuditz	Großkugel-Schkeuditz	Kabelsketal	Schkeuditz	600	3,2	40	Sachsen-Anhalt / Sachsen	Umstellung
86-Leuna-Böhlen	Leuna-Böhlen	Leuna	Böhlen	400	35,6	40	Sachsen-Anhalt / Sachsen	Umstellung
300-Radeland-Zethau	OPAL	Radeland (Baruth)	Zethau	1400	174,3	100	Brandenburg/ Sachsen	Umstellung
17-Legden-Chemiepark Martl	-	Legden	Martl	200	40,9	64	Nordrhein-Westfalen	Umstellung
250-Mühlberg-Röderaue	-	Mühlberg/Elbe	Röderaue	250	14	30	Sachsen	Neubau