

Auswirkungen von Speichertechnologien und -bedarfen und Wasserstoff-Prozessketten und -bedarfen auf Naturschutzbelange

Horst Fehrenbach, Patrick Schmidt, Vivianne Bolte, Franz Lust,
Silvana Bürck, Jan Zerhusen, Theresa Schlamp, Nabil Abdalla,
Thomas Fröhlich, Annika Wehrle, Werner Weindorf,
Yanni Astono, Matthias Altmann und Alexandra Ullmann

BfN-Schriften

787

2026





Auswirkungen von Speichertechnologien und -bedarfen und Wasserstoff-Prozessketten und -bedarfen auf Naturschutzbelange

Horst Fehrenbach
Viviann Bolte
Silvana Bürck
Theresa Schlamp
Nabil Abdalla
Thomas Fröhlich
Annika Wehrle
Patrick Schmidt
Franz Lust
Jan Zerhusen
Werner Weindorf
Yanni Astono
Matthias Altmann
Alexandra Ullmann

Impressum

Titelbild: Luftaufnahme des „Netz-Boosters“ in Kupferzell – Bildquelle: Harrer Ingenieur GmbH

Adressen der Autorinnen und Autoren:

Horst Fehrenbach ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH
Viviann Bolte Wilckensstraße 3 – D – 69120 Heidelberg
Silvana Bürck E-Mail: horst.fehrenbach@ifeu.de
Dr. Theresa Schlamp
Nabil Abdalla
Dr. Thomas Fröhlich
Annika Wehrle

Patrick Schmidt LBST – Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
Franz Lust Daimlerstraße 15 – D – 85521 Ottobrunn (München)
Jan Zerhusen E-Mail: patrick.schmidt@lbst.de
Werner Weindorf
Yanni Astono
Matthias Altmann
Alexandra Ullmann

Fachbetreuung im BfN:

Dr. Georgia Erdmann Fachgebiet FG II 4.3

Förderhinweis:

Gefördert durch das Bundesamt für Naturschutz (BfN) mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) (FKZ: 3523860100).

Diese Veröffentlichung wird aufgenommen in die Literaturdatenbank „DNL-online“ (www.dnl-online.de).

BfN-Schriften sind nicht im Buchhandel erhältlich. Eine pdf-Version dieser Ausgabe kann unter www.bfn.de/publikationen heruntergeladen werden.

Institutioneller Herausgeber: Bundesamt für Naturschutz
Konstantinstr. 110
53179 Bonn
URL: www.bfn.de

Der institutionelle Herausgeber übernimmt keine Gewähr für die Richtigkeit, die Genauigkeit und Vollständigkeit der Angaben sowie für die Beachtung privater Rechte Dritter. Die in den Beiträgen geäußerten Ansichten und Meinungen müssen nicht mit denen des institutionellen Herausgebers übereinstimmen.



Diese Schriftenreihe wird unter den Bedingungen der Creative Commons Lizenz Namensnennung – keine Bearbeitung 4.0 International (CC BY - ND 4.0) zur Verfügung gestellt (creativecommons.org/licenses).

ISBN 978-3-89624-551-9

DOI 10.19217/skr787

Bonn 2026

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Abstract	10
1 Einleitung	15
1.1 Hintergrund	15
1.2 Ziele des Projekts	16
1.3 Aufbau des Berichts	17
2 Aktueller Stand sowie Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien	18
2.1 Speichertechnologien (Langliste)	21
2.2 Fokus-Speichertechnologien (Kurzliste).....	32
2.3 Technologiesteckbriefe	33
3 Ermittlung möglicher Mengengerüste für ausgewählte Energietechnologien	34
3.1 Speichertechnologien	34
3.2 Wasserstofftechnologien	38
4 Politische Strategien, regulatorische Grundlagen, Fördermaßnahmen und weitere Steuerungselemente für den Ausbau von Speichertechnologien	45
4.1 Auswahl an Referenzwerken und Vorgehensweise der Auswertung.....	45
4.1.1 Analyse der Referenzwerke Politische Strategien	47
4.1.2 Rechtsgrundlagen mit Bezug zu Energiespeichern	58
4.1.3 Grundlagen des Genehmigungsrechts für Speicheranlagen	71
4.1.4 Förderprogramme.....	80
4.1.5 Wesentliche Akteure und Gremien im Bereich Wasserstoff	84
4.1.6 Rechtliche Auflagen für grünen Wasserstoff und erwartete Mehrkosten	87
4.1.7 Zusammenschau der Auswertungen und Fazit.....	89
4.2 Erkenntnisse aus Interviews.....	93
4.2.1 Auswahl und Fragebogen.....	93
4.2.2 Wesentliche Ergebnisse der Interviews	94
4.3 Zusammenfassung der Analyse und Auswertung von Strategien, Regulatorik und Förderprogrammen im Hinblick auf Speicher und Naturschutz.....	99
5 Eingriffe in Natur und Landschaft: Bewertung möglicher zukünftiger Ausbaupfade und Relevanz verschiedener Speichertechnologien	101
5.1 Ausbaupfade und Zielkonflikte mit dem Naturschutz	101
5.1.1 Bewertung von Eingriffen in Natur und Landschaft auf politischer Ebene	101
5.1.2 Bewertung von Eingriffen in Natur und Landschaft auf Anwendungsebene	119

5.2	Eckpfeiler eines naturverträglichen Ausbaus.....	142
6	Internationaler Handel mit Wasserstoff – Potenziale, Wirksamkeit und Entwicklungspotenzial für Nachhaltigkeit.....	147
6.1	Berücksichtigte ökonomische und ökologische Kriterien und Marktgrenzen.....	147
6.2	Berücksichtigte ökonomische und ökologische Kriterien und Marktgrenzen.....	149
6.3	Kriterien zur umfänglichen Beurteilung ökologischer Nachhaltigkeit	153
6.4	Bestehende und in der Entwicklung befindliche Nachhaltigkeitszertifikate	157
6.5	Einfluss von Zertifikaten auf tatsächlich nutzbare Potenziale aus dem Ausland ...	159
6.6	Fazit zu internationalem Handel mit Wasserstoff	160
7	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	161
7.1	Stromspeicher	162
7.2	Wärmespeicher	165
7.3	Wasserstoff	166
A	Anhang.....	168
A.1	Anhang I: Steckbriefe Speichertechnologien	168
A.1.1	Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO ₄)	168
	Natrium-Ionen-Batteriespeicher	174
A.1.2	Redox-Flow-Batterien (Vanadium, Eisen, Lignin).....	178
A.1.3	Klassische Pumpspeicherkraftwerke.....	182
A.1.4	Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)	185
A.1.5	Druckwasserstoff – Oberflächennah (Drucktanks, Röhrensegmentmatrix).....	190
A.1.6	Ammoniak-Speicher	194
A.1.7	Methanol-Speicher (Allam-Zyklus mit zirkulierendem CO ₂)	199
A.1.8	Hochtemperatur-Wärmespeicher / Carnot-Batterie (Strom-zu-Strom).....	204
A.1.9	Wärmespeicher (Erdbeckenspeicher und oberirdische Tanks)	208
A.2	Anhang II: Fragebogen Experteninterviews.....	214
	Literaturverzeichnis	218
	Abbildungsverzeichnis	237
	Tabellenverzeichnis	239
	Abkürzungsverzeichnis.....	243

Zusammenfassung

Die Studie analysiert umfassend die Zusammenhänge zwischen der Energiewende und dem Naturschutz in Deutschland mit Fokus auf Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher.

Hintergrund

Der Hintergrund der Studie liegt in der nationalen Strategie zur biologischen Vielfalt und dem Bekenntnis Deutschlands, die Energiewende naturverträglich und unter Berücksichtigung von Biodiversität zu gestalten. Mit dem notwendigen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien sind auch Eingriffe in Natur und Landschaft verbunden. Die Herausforderung besteht darin, die Anforderungen des Klimaschutzes und die Ziele des Naturschutzes zu vereinbaren. Hierzu gilt der effizientere Umgang mit Energie als eine Möglichkeit, negative Auswirkungen auf die Natur zu begrenzen. Die Notwendigkeit, Energie zu speichern, wächst mit dem Ausbau fluktuierender erneuerbarer Quellen wie Wind und Photovoltaik, da Speicher die Nutzung erneuerbarer Energie flexibel ermöglichen und Energieverluste minimieren.

Zahlreiche politische Strategien zielen darauf die Energiewende voranzubringen. EU-weit geltende Regelwerke, wie die EU-Richtlinie RED III mit dem Konzept der „Beschleunigungsgebiete“, sollen die Planungs- und Genehmigungsverfahren für neue Energie-Infrastrukturen vereinfachen und beschleunigen. Speichersysteme als zentraler Baustein der Energiewende werden in der strategischen Planung bisher aber kaum in Bezug auf ihre spezifischen Auswirkungen auf Natur und Landschaft betrachtet.

Zielsetzung

Das Ziel der Studie ist es, die zukünftige Rolle, den Bedarf und die Auswirkungen verschiedener Speichertechnologien auf Natur- und Landschaftsschutz systematisch zu untersuchen. Kernaufgaben sind:

- Identifikation technischer Speicheroptionen und Bewertung ihrer Wirtschaftlichkeit und Umweltauswirkungen
- Quantifizierung des künftigen Speicherbedarfs anhand von Szenarienanalysen und bestehender Prognosen
- Darstellung der politischen Strategien, Förderprogramme und insbesondere der rechtlichen Rahmenbedingungen für den Speicherausbau
- Bewertung der Relevanz einzelner Speichertechnologien in Szenarien möglicher Ausbaupfade in Bezug auf den Naturschutz
- Prüfung der Nachhaltigkeit von Wasserstoffimporten und des Einflusses von Zertifizierungssystemen
- Erarbeitung eines beispielhaften Entwicklungspfades für den naturschutzverträglichen Ausbau der Speicherinfrastruktur sowie Ableitung von Handlungsempfehlungen.

Methodik und Vorgehen

Die Vorgehensweise der Studie fußt auf mehreren zentralen Elementen:

- Technologieanalyse: Über 50 verschiedene Speichertechnologien wurden gesichtet, davon zehn in Steckbriefen und Szenariovergleichen vertieft analysiert – darunter Batteriespeicher (unterschiedliche Chemien), Pumpspeicherkraftwerke, Wasserstoffspeicher (Salzkavernen, Röhrenspeicher), Hochtemperaturwärmespeicher.

- Mengengerüste und Szenarien: Prognosen zur Entwicklung der installierten Speicherkapazitäten bis 2045 wurden aus verschiedenen nationalen Langfristszenarien, Marktstudien und einem eigenen Szenarien-Set abgeleitet. Es gibt optimistische, zentrale und pessimistische Szenarien, die verschiedene Ausbaugeschwindigkeiten und Technologiemixe einbeziehen.
- Umweltbewertung: Die Bewertung der Auswirkungen auf Natur und Landschaft erfolgt mithilfe der Hemerobie-Methode (Grad der Naturferne). Neben Flächenbedarf und Versiegelung werden auch ökologische Risiken (Habitatverlust, Fragmentierung, Wasserhaushalt, Schadstoffpotenziale) berücksichtigt.
- Politik-Analyse: Rechtliche und politische Rahmenbedingungen (EEG, RED III, Wasserstoffstrategie, Kraftwerksstrategie, Förderprogramme) werden auf ihren Einfluss auf Planung, Zulassung und ökologische Anforderungen an Speichieranlagen analysiert.
- Import- und Nachhaltigkeitsanalyse: Für den Import grünen Wasserstoffs werden internationale Standards und Zertifikatsysteme daraufhin geprüft, ob sie ökologische und soziale Kriterien über reine Klimaschutzbilanzen hinaus berücksichtigen.
- Stakeholder-Befragung: Experteninterviews mit Praktikerinnen und Praktikern aus Wissenschaft, Planung und Behörden ergänzen die Analyse.

Allgemeines Vorgehen

Der Bericht gliedert sich entlang klar umrissener Arbeitspakete. Im ersten Schritt wurden sämtliche Speichertechnologien einer Vorauswahl unterzogen und in einer sogenannten „Langliste“ zusammengefasst. Zehn besonders relevante oder innovative Speichertechnologien wurden anschließend detailliert in Steckbriefform bewertet. Parallel dazu wurden politische Strategien und regulative Rahmenbedingungen systematisch ausgewertet.

Die Szenarienentwicklung berücksichtigte einen optimistischen, einen wahrscheinlichen und einen pessimistischen Hochlaufs-Pfad für die einzelnen Speicherarten bis 2045. In jedem Szenario wurden die quantitativen Auswirkungen durch den Flächenbedarf bewertet. Dazu wurde der aus der Ökobilanz entlehnte Indikator des Naturfernepotenzials gewählt, der Versiegelungen und verschiedene Arten der Flächennutzung nach Intensitätsstufen auf das Maß artifizielle Flächen-Äquivalente (aF-Äq) bringt.

Des Weiteren wurde anhand von Prüf-Steckbriefen eine Hilfestellung zu naturschutzrelevanten Fragen bei Speicherprojekten für die Anwendungsebene entwickelt. Die Steckbriefe geben Aufschluss darüber, welche umweltbezogenen Aspekte bei den zehn ausgewählten Technologien zu beachten sind, von welchen potenziellen Wirkungen im konkreten Fall auszugehen ist und wie gravierend diese eingeschätzt werden. Dies wurde differenziert nach bau- und rückbaubedingten, nach betriebs- und wartungsbedingten sowie nach störbedingten Auswirkungen (Havarie-Risiken). Dies erfolgte jeweils gemäß der Schutzgüter Arten und Biotope, Landschaftsbild, menschliche Gesundheit, Wasserhaushalt, Boden sowie Klima und Luft.

Wesentliche Ergebnisse

- **Speicherbedarf:** Die Energiewende erfordert deutliche Erweiterungen der bestehenden Speicherinfrastruktur, sowohl für Strom als auch für Wärme und Wasserstoff. Als Korridor für den Bedarf an Stromspeichern werden bis 2045 zwischen 60 GW (pessimistisch) und über 200 GW (optimistisch) abgeschätzt; für Wärmespeicher beläuft sich der Bedarf voraussichtlich auf 150 bis 200 GW und für Wasserstoffspeicher auf bis zu 60 TWh.
- **Ein Technologiemix ist unverzichtbar:** Es ist bekannt, dass die Konzentration auf eine einzelne Technologie den Anforderungen an die künftige Speicherstruktur nicht gerecht wird. Es bedarf eines ausgeglichenen Mixes aus kurz-, mittel- und langfristigen Speichern, der mit unterschiedlichen chemischen und physikalischen Speichermethoden die Versorgungssicherheit und Systemflexibilität gewährleistet.
- **Flächenverbrauch und Naturfernepotenzial:** Die Speichertechnologien unterscheiden sich deutlich im Flächenbedarf und damit auch in ihrem Einfluss auf Natur und Landschaft. Beispielsweise sind die Flächenbedarfe für 50 GW im Szenario für das Jahr 2045 dargestellt:
 - Lithium-Ionen-Speicher (LiFePO_4), als die bisher am meisten eingesetzten Batteriespeicher, belegen etwa 725 Hektar Fläche, davon sind etwa 40 % (290 ha) versiegelt. Ihr Naturfernepotenzial beträgt rund 510 ha aF-Äq (artifizielle Flächen-Äquivalente).
 - Redox-Flow-Batterien benötigen deutlich mehr Fläche: In 2045 wären etwa 4.840 ha erforderlich, wovon 1.940 ha versiegelt wären; das zugehörige Naturfernepotenzial liegt bei knapp 3.400 ha aF-Äq.
 - Klassische Pumpspeicherkraftwerke würden, falls hypothetisch voll ausgebaut, etwa 2.600 ha benötigen, die zu 100 % versiegelt wären – allerdings ist ein so starker Ausbau von aktuell 6,1 GW in Deutschland nicht realistisch, da künftige Erweiterungen nur in geringem Maße geplant sind und hauptsächlich an bestehenden Anlagen erfolgen sollen.
 - Hochtemperatur-Wärmespeicher (Carnot-Batterie): der Flächenbedarf betrüge etwa 13.000 ha, vollständig versiegelt.
 - Wasserstoffspeicher in Salzkavernen nehmen bei 50 GW Kapazität an der Oberfläche über der Kavität etwa 2.600 ha ein, wovon ca. 20 % versiegelt werden. Die restliche Fläche ist bezüglich seiner naturräumlichen Ausgestaltung uneingeschränkt und wird daher mit Null auf das Naturfernepotenzial angerechnet. Dieses bleibt bei ca. 600 ha aF-Äq, deutlich niedriger als bei anderen Technologien dieser Größenordnung.
 - Röhrenspeicher für Wasserstoff sind dagegen extrem flächenintensiv mit etwa 360.000 ha Gesamtfläche für 50 GW – der versiegelte Anteil ist jedoch mit unter 1 % sehr gering, da bei unterirdischer Verlegung die Oberflächen anderweitig genutzt werden können. Sie müssen jedoch ständig zugänglich sein, sodass sie mit in die Berechnung des Naturfernepotenzials eingehen, welches bei 180.000 ha aF-Äq liegt.
- **Im Vergleich zur Stromerzeugung mit PV-Freiflächenanlagen** mit einem Flächenbedarf von 110.000 ha pro 50 GW (unter Berücksichtigung der Zwischenräume entsprechend der Methodik zur Ermittlung der Flächenrucksäcke) im Mittel oder Windenergie an Land mit 210 ha bei 50 GW beanspruchen die meisten Stromspeichertechniken selbst deutlich weniger Fläche, mit Ausnahme von H_2 -Röhrenspeichern; beim Hochtemperatur-Wärmespeicher liegt der Flächenbedarf zwar unter der zur Erzeugung von PV-Strom, aber höher als

der für Windenergie.

- Die je Technologie formulierten Prüf-Steckbriefe beschreiben Flächenversiegelung, Habitatverlust, Barrierewirkungen, hydro-morphologische Eingriffe und standortbezogene Zielkonflikte als die wichtigsten naturschutzbezogenen Risiken. Dabei ist anzumerken, dass die Wirkungen verschiedener Speichertechnologien auf die Schutzgüter des Naturhaushaltes teilweise nicht bekannt sind. So ist z.B. unklar, welche Scheuchwirkungen auf die Fauna durch den Lärm der von Batteriespeichern, oder deren räumliche Wirkung bestehen. Es wurden folgende spezifische Risiken identifiziert:
 - Lithium-Ionen-Batterien: Flächenversiegelung, Schallemissionen, bei Brand unter Umständen Freisetzung giftiger Gase, Risiken für Wasser durch kontaminiertes Löschwasser im Brandfall.
 - Redox-Flow-Batterien: Erhöhter Flächen- und Ressourcenbedarf, geringere Recyclingprobleme, Gefahr toxischer Stoffe bei Vanadium-Systemen, beim Einsatz von Lignin keine signifikanten Wasser-/Bodeneffekte.
 - Pumpspeicherkraftwerke (PSW): Geringe Flächeneffizienz, vollständige Versiegelung, erhebliche Eingriffe in Ökosysteme und Landschaftsbild, umfangreiche Havarierisiken durch Dammbrüche, Auswirkungen auf Gewässer und Fischmigration.
 - Wasserstoff-Röhrenspeicher: Sehr raumgreifend, wenngleich wenig Bodenversiegelung, bei unterirdischer Verlegung werden große Flächen benötigt, Gefahr von Leckagen, explosionsfähigen Atmosphären, Transportunfällen mit Freisetzung in die Umwelt, Veränderung der Bodenstruktur.
 - Salzkavernen: Vergleichsweise geringer Flächenbedarf, aber potenziell erhöhte Risiken bei Havarien, z.B. unkontrollierbare Gasausströmungen oder Grundwassergefährdung.
- Die Standortwahl zeigt sich als die entscheidende Frage. Insgesamt hängen die naturschutzfachlichen Auswirkungen weit mehr vom Standort als von der Technik ab. Ein bevorzugter Ausbau auf industriell vorbelasteten oder bereits versiegelten Flächen (z.B. Kraftwerksstandorte) reduziert die Umweltauswirkungen erheblich.
- Die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau von Speichern sind von zahlreichen Rechtswerken und Strategiepapieren geprägt. Die Studie stellt dazu fest, dass der rechtliche Status von Speicheranlagen im Außenbereich oft unscharf ist und in den Ländern unterschiedlich gehandhabt wird. Bundeseinheitliche Regelungen, die Naturschutzbelange konsequent ins baurechtliche Genehmigungsverfahren integrieren, werden daher dringend empfohlen. Die aktuellen Beschleunigungsregelungen bergen trotz umfassender Vorgaben das Risiko, dass naturschutzfachliche Prüfungen in den Hintergrund treten. Es bestehen somit systemische Risiken für die biologische Vielfalt.
- Zur Nachhaltigkeit von Wasserstoffimporten wird festgestellt, dass bestehende internationale Zertifizierungssysteme im Kontext des globalen Wasserstoffhandels meist nur die Treibhausgasbilanz erfassen. Biodiversität, Landnutzung und Wasserverbrauch werden nicht ausreichend berücksichtigt. Strengere Anforderungen können das verfügbare Potenzial einschränken, sind jedoch aus Naturschutzsicht unverzichtbar.
- Handlungsempfehlungen:

Die Studie gibt zahlreiche Handlungsempfehlungen, unter anderem für eine Priorisierung der Standortwahl auf vorbelastete Flächen, eine stärkere Integration naturschutzrechtli-

cher Prüfungen in die Planung, die technologisch gezielte Förderung von flächeneffizienten Speicherlösungen, Monitoring und Analyse von Wirkungen auf Fauna, Flora und Habitate, Havarierisiken sowie die Anpassung und Erweiterung der Wasserstoffzertifizierung um ökologische Kriterien.

Take-Home-Messages

Speicherinfrastrukturen sind ein zentraler Bestandteil der Energiewende – sie ermöglichen eine flexible, sichere und effiziente Nutzung erneuerbarer Energie. Ihr Ausbau ist jedoch mit teils erheblichen Risiken und Zielkonflikten für Natur und Landschaft verbunden. Für die Einzelfallbewertung bietet der Bericht konkrete Hilfestellungen: Die Technologie-Steckbriefe im Anhang beschreiben jede Technologie eingehend und die Prüf-Steckbriefe zeigen systematisch relevante Umweltwirkungen auf (u. a. Arten/Biotope, Gesundheit, Wasser, Boden, Havarierisiken), die als Orientierungshilfe für die Praxis, z.B. für die vereinfachte Genehmigung, hilfreich sein können.

Die Studie führt aus, dass durch eine sachkundige, differenzierende und naturschutzfachlich fundierte Standortwahl sowie ein Technologiespektrum, das auf niedrigen Flächenbedarf und geringe Umweltauswirkungen optimiert ist, einen nachhaltigen Beitrag zum Schutz der Biodiversität leisten kann. Eine bundeseinheitliche, naturschutzverträgliche Ausgestaltung des Rechtsrahmens und ein integriertes Monitoring der Auswirkungen wären für eine Absicherung jedoch essenziell.

Konkret werden folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet:

- Technologie- und Standortwahl sollten im Energie- und Naturschutzrecht als zusammenhängende Aufgabe behandelt werden, um die Energiewende und Biodiversität einander näherzubringen:
 - Neubauten von Speichern bevorzugt auf bereits versiegelte, industriell vorbelastete Flächen (z. B. Kraftwerksstandorte); Wärmespeicher bevorzugt in urbanen Räumen errichten; auf den Ausbau von Pumpspeicherwerken sollte nach Möglichkeit verzichtet werden
 - Bei größeren Neuanlagen im Außenbereich sollte eine Umweltverträglichkeits-Vorprüfung verpflichtend sein. Dem würde eine Privilegierung entgegenstehen.
- Die nachhaltige Gestaltung der Wasserstoff-Import- und Speicherketten muss deutlich stärker die Auswirkungen auf Biodiversität, Land- und Wasserressourcen berücksichtigen, da internationale Standards bisher fast nur auf die Treibhausgasbilanz abzielen. Hier müssen globale Nachhaltigkeitsstandards weiterentwickelt und verbindlich gemacht werden.
- Naturschutzfachliche Kriterien sind im Zulassungs- und Planungsprozess verbindlich zu integrieren, auch wenn aktuelle Rechtsrahmen hierzu nur wenig konkrete Vorgaben machen.

Abstract

The study comprehensively analyses the connections between the energy transition and nature conservation in Germany, focusing on electricity, heat, and hydrogen storage.

Background

The background to the study lies in the national biodiversity strategy and Germany's commitment to shaping the energy transition in a way that is compatible with nature and takes biodiversity into account. However, the further expansion of renewable energies inevitably involves interventions in nature and the landscape. The challenge is to reconcile the requirements of climate protection with the goals of nature conservation. In this context, more efficient use of energy is seen as one way of limiting negative impacts on nature. The need to store energy is growing with the expansion of fluctuating renewable sources such as wind and solar PV, as storage facilities enable the flexible use of renewable energy and minimise energy losses.

Numerous other political strategies aim to advance the energy transition. EU-wide regulations, such as the EU RED III Directive with its concept of 'acceleration areas', are intended to simplify and accelerate the planning and approval procedures for new energy infrastructures. However, storage systems, as a central component of the energy transition, have so far been largely ignored in strategic planning in terms of their specific impact on nature conservation.

Objective

The aim of this study is to systematically analyse the future role, demand, and impact of various storage technologies on nature conservation and landscape protection. The core tasks are:

- Identification of technical storage options and assessment of their economic viability and environmental impact
- Quantification of future storage demand based on scenario analyses and existing forecasts
- Presentation of political strategies, support programmes and, in particular, the legal framework for storage expansion
- Assessment of the relevance of individual storage technologies in possible expansion scenarios with regard to nature conservation
- Assessment of the sustainability of hydrogen imports and the influence of certification systems
- Development of an exemplary development path for the nature conservation compatible expansion of storage infrastructure and derivation of recommendations for action.

Methodology and approach

The methodology of the study is based on several key elements:

- Technology analysis: Over 50 different storage technologies were reviewed, 10 of which were analysed in depth in profiles and scenario comparisons – including battery storage (different chemistries), pumped storage power plants, hydrogen storage (salt caverns, tube storage), and high temperature heat storage.

- Quantity provision and scenarios: Forecasts for the development of installed storage capacities up to 2045 were derived from various national long-term scenarios, market studies and a proprietary set of scenarios. There are optimistic, probable and pessimistic scenarios that incorporate different expansion rates and technology mixes.
- Environmental assessment: The impact on nature and the landscape is assessed using the Hemeroby method (degree of alienation from nature). In addition to land requirements and sealing, ecological risks (habitat loss, fragmentation, water balance, pollutant potential) are also taken into account.
- Policy analysis: Legal and political frameworks (EEG, RED III, hydrogen strategy, power plant strategy, subsidy programmes) are analysed for their influence on planning, licensing and ecological requirements for storage facilities.
- Import and sustainability analysis: For the import of green hydrogen, international standards and certification systems are examined to determine whether they take ecological and social criteria into account beyond pure climate protection.
- Stakeholder survey: Expert interviews with practitioners from science, planning and public authorities complement the analysis.

General approach

The report is structured around clearly defined work packages. In the first step, all storage technologies were pre-selected and compiled in a so-called "long list". Ten particularly relevant or innovative storage technologies were then evaluated in detail in the form of profiles. At the same time, political strategies and regulatory frameworks were systematically evaluated.

The scenario development took into account an optimistic, a probable and a pessimistic ramp-up path for the individual storage types until 2045. In each scenario, the quantitative effects were evaluated in terms of land use. To this end, the indicator of unnatural potential borrowed from the life cycle assessment was chosen, which converts sealing and various types of land use according to intensity levels to the measure of "artificial area equivalents" (aa-eq).

Furthermore, test profiles were used to develop guidance on nature conservation issues in storage projects for the application level. The profiles provide information on which environmental aspects need to be considered for the ten selected technologies, what potential impacts can be expected in specific cases, and how serious these are estimated to be. This was differentiated according to construction and dismantling-related, operation- and maintenance-related, and disruption-related effects (accident risks). This followed the categories of protected assets: species and biotopes, landscape, human health, water balance, soil, climate, and air.

Key findings

- Storage requirements: The energy transition requires significant expansion of the existing storage infrastructure for electricity, heat and hydrogen. The estimated range for electricity storage requirements by 2045 is between 60 GW (pessimistic) and over 200 GW (optimistic); the estimated requirement for heat storage is 150 to 200 GW and for hydrogen storage up to 60 TWh.

- A mix of technologies is essential, as focusing on a single technology will not meet the requirements of the future storage structure. A balanced mix of short-, medium- and long-term storage is needed, using different chemical and physical storage methods to ensure security of supply and system flexibility.
- Land use and potential impact on nature: Storage technologies differ significantly in terms of land requirements and thus also in their impact on nature and the landscape. The following examples show the land requirements for 50 GW in the scenario for 2045:
 - Lithium-ion storage (LiFePO₄), currently the most widely used battery storage technology, occupies around 725 hectares of land, of which around 40% (290 ha) is sealed. Its potential impact on nature is around 510 ha aa-eq (artificial area equivalents).
 - Redox flow batteries require significantly more space: in 2045, around 4,840 ha would be required, of which 1,940 ha would be sealed; the associated potential for loss of natural habitat is just under 3,400 ha aa-eq.
 - If hypothetically fully expanded, classic pumped storage power plants would require around 2,600 ha, which would be 100% sealed – however, such a significant expansion from the current 6.1 GW in Germany is not realistic, as future expansions are only planned to a limited extent and will mainly take place at existing plants.
 - High-temperature heat storage (Carnot battery): the space requirement would be around 13,000 ha, completely sealed.
 - Hydrogen storage in salt caverns occupies around 2,600 ha at the surface above the cavity at a capacity of 50 GW, of which approximately 20% is sealed. The remaining area is unrestricted of its natural landscape and is therefore counted as zero in terms of its potential impact on the natural environment. At approximately 600 ha aa-eq, this remains significantly lower than for other technologies of this magnitude.
 - Tubular storage for hydrogen, on the other hand, is extremely space-intensive, requiring a total area of around 360,000 ha for 50 GW – however, the sealed area is very small at less than 1%, as the surfaces can be used for other purposes when laid underground. However, they must be constantly accessible, so they are included in the calculation of the unnatural potential, which is 180,000 ha aa-eq.
- Compared to electricity generation with ground-mounted PV systems (average 110,000 ha per 50 GW) or onshore wind power (210 ha for 50 GW), electricity storage systems themselves require significantly less space, with the exception of H₂ tube storage systems; Although high-temperature heat storage requires less space than PV generation but more than wind energy.
- The test profiles formulated for each technology describe the most important nature conservation-related risks as follows: land sealing, habitat loss, barrier effects, hydro-morphological interventions and location-related conflicts of interest. It should be noted that the effects of various storage technologies on protected natural resources are not fully understood. For example, it is unclear what scaring effects the noise from battery storage systems has on fauna, or what their spatial impact is. The following specific risks were identified:
 - Lithium-ion batteries: land sealing, noise emissions, release of toxic gases in the event of fire, risks to water from contaminated firefighting water.

- Redox flow batteries: Increased land and resource requirements, fewer recycling problems, risk of toxic substances in vanadium systems, no significant water/soil effects when using lignin.
- Pumped storage power stations: Lowest land efficiency, complete sealing, significant impact on ecosystems, extensive accident risks due to dam breaches, effects on water bodies and fish migration.
- Hydrogen tube storage: Very space-intensive, little soil sealing, risk of leaks, explosive atmospheres, transport accidents with release into the environment, change of soil structure.
- Salt caverns: Comparatively low space requirements, but potentially increased risks in the event of accidents, e.g. uncontrollable gas emissions or groundwater contamination.
- The choice of location is the decisive factor. The impact on nature conservation depends far more on the location than on the technology. Preferential expansion on industrially contaminated or already sealed areas (e.g. power plant sites) significantly reduces the environmental impact.
- The political and legal framework for the expansion of storage facilities is shaped by numerous legal documents and strategy papers. The study notes that the legal status of storage facilities in rural areas is often unclear and handled differently in different federal states. Uniform federal regulations that consistently integrate nature conservation concerns into the building permit approval process are therefore urgently recommended. Despite comprehensive guidelines, the current acceleration regulations carry the risk that nature conservation assessments will take a back seat. This poses systemic risks to biodiversity.
- With regard to the sustainability of hydrogen imports, it is noted that existing international certification systems in the context of global hydrogen trade mostly only record the greenhouse gas balance. Biodiversity, land use and water consumption are usually not sufficiently taken into account. Stricter requirements may limit the available potential, but are indispensable from a nature conservation perspective.
- Recommendations for action:
The study provides numerous recommendations for action, including prioritising the selection of sites on previously contaminated land, greater integration of nature conservation assessments into planning, the targeted promotion of space-efficient storage solutions, monitoring and analysis of accident risks, and adaptation and expansion of hydrogen certification to include ecological criteria.

Take-Home-Messages

Storage infrastructures are a central component of the energy transition – they enable the flexible, secure and efficient use of renewable energy. However, their expansion is associated with considerable risks and conflicts of interest for nature and the landscape. The report offers concrete assistance for individual case assessments:

The technology profiles in the appendix describe each technology in detail, and the assessment profiles systematically highlight relevant environmental impacts (including species/bio-

topes, health, water, soil and accident risks), which can be helpful as a guide for practical applications, e.g. for simplified approval.

The study shows that an informed, differentiated and nature conservation-based site selection, as well as a range of technologies optimised for low land consumption and minimal environmental impact, can help to minimise impacts on nature and landscape. However, a nationally uniform, nature conservation-compatible legal framework and integrated monitoring of impacts are essential for this.

Specifically, the following recommendations for action are derived:

- Technology and site selection should be treated as a coherent task in energy and nature conservation law in order to bring the energy transition and biodiversity closer together:
 - New storage facilities should preferably be built on already sealed, industrially contaminated sites (e.g. power plant sites); Heat storage facilities should preferably be built in urban areas; the expansion of pumped storage plants should be avoided where possible
 - A preliminary environmental impact assessment should be mandatory for new facilities in rural areas, especially if the sites have previously been unused or sites with a high degree of naturalness.
- The sustainable design of hydrogen import and storage chains must take much greater account of the impact on biodiversity, land and water resources, as international standards have so far focused almost exclusively on greenhouse gas emissions. Global sustainability standards must be further developed and made binding.
- Nature conservation criteria must be integrated into the approval and planning process in a binding manner, even if the current legal framework provides little concrete guidance in this regard.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die nationale Strategie zur biologischen Vielfalt – kurz NBS – formuliert u.a. das Ziel, dass die Energiewende naturverträglich gestaltet werden soll und der Umbau des Energieversorgungssystems nicht zu Lasten der biologischen Vielfalt geht (BMUV, 2024). Dies stößt jedoch in verschiedener Weise auf Herausforderungen und Konfliktpunkte. So ist der notwendige weitere Ausbau an Erneuerbarem Strom grundsätzlich mit Eingriffen in Natur und Landschaft verbunden. Beide Ziele – Klimaschutz und Naturschutz – müssen gegeneinander abgewogen und Lösungen zur Vereinbarkeit gefunden und beschritten werden. Die NBS fordert dazu in Handlungsfeld 14 den effizienten Umgang mit Energie. Es ist daher sowohl für den Klimaschutz aber insbesondere auch für den Naturschutz wichtig, dass nicht nur der Verbrauch von Energie gesenkt wird, sondern dass auch jede erzeugte Kilowattstunde genutzt werden kann. Der Speicherung von Energie kommt somit auch eine Bedeutung im Sinne des Schutzes der biologischen Vielfalt zu.

Die zwischen Klimaschutz und Naturschutz bestehenden Herausforderungen und Konfliktpunkte werden besonders deutlich mit den – verständlichen – Bemühungen zum Abbau von bürokratischen Hindernissen zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Ausgehend vom ersten Vorschlag der EU (2022c) wurden Genehmigungsverfahren insbesondere in sogenannten Beschleunigungsgebieten (in der EU-Richtlinie als „go-to“-Gebieten bezeichnet) vereinfacht und damit beschleunigt. Dabei sollen aus diesen Gebieten gerade schützenswerte Lebensräume so weit wie möglich ausgenommen werden. In Deutschland wird dies durch die Novellierung des Raumordnungsgesetzes (ROG), des Baugesetzbuchs (BauGB) und des Windenergieflächenbedarfsgesetzes (WindBG) umgesetzt.

Die konkrete Umsetzung dieser Zielerfordernung lässt dennoch Konflikte nicht ausschließen angesichts des erforderlichen Umfangs des Ausbaus von flächenwirksamen EE-Anlagen und der Einschätzung, dass auch als „nicht schützenswert“ eingestufte Flächen hohen Naturwert aufweisen können. Die Umsetzung der Energiewende erfordert nicht allein den Zubau weiterer EE-Anlagen wie Windenergieanlagen (darunter u.a. auch solche im Wald) und PV-Freiflächenanlagen, sondern auch Speichersysteme für EE-Strom und Infrastrukturen zum Transport von Strom und anderen Energieträgern wie Wasserstoff. Gerade Wasserstoff gilt als eine Form der Stromspeicherung, auf die nicht zuletzt wegen der vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten besonders hohe Erwartungen gesetzt werden. Doch führen die hohen Umwandlungsverluste wiederum zu einem noch stärkeren Bedarf an Strom und damit noch weiterem Ausbau an EE-Anlagen. Es besteht hierin auch weitgehender Konsens, dass der künftige Bedarf nicht ohne Importe von Wasserstoff oder aus oder mit Wasserstoff erzeugten Produkten aus dem Ausland gedeckt werden kann (BMWK, 2023), (BMWK, 2024b). Die Frage des Naturschutzes wird damit auch ein Stück weit externalisiert, was andererseits bedeutet, dass der Blickwinkel, in welchem Eingriffe einbezogen und bewertet werden müssen, auf die betroffenen Flächen in den Erzeugungsländern zu erweitern ist.

Die Konfliktlinien mit dem Naturschutz bei der **Umsetzung der Energiewende** inklusive der Einrichtungen zum Speichern von Strom liegen auf der Hand (Habitatveränderungen, Flächenverbrauch, Versiegelung, Zerschneidung, Eingriffe ins Landschaftsbild etc.), wurden vielfach beschrieben und in den zahllosen Einzelfällen der Umsetzung (naturschutzfachliche Bewertungen im Rahmen von Genehmigungsverfahren) auch analysiert und bewertet. Bislang erfolgte keine Anlagengenehmigung in Deutschland ohne entsprechende umfassende Prüfun-

gen (UVP, FFH-VP, ASP). Für Projekte außerhalb der ausgewiesenen Beschleunigungsgebiete bleiben die UVP und Artenschutzrechtliche Prüfung (ASP) weiterhin verbindlich. Innerhalb dieser Gebiete entfallen sie zumindest teilweise. Auch bei vollständiger Durchführung dieser Prüfungen bleibt jedoch immer eine Güterabwägung, d.h. kein Projekt kommt ohne Eingriffe aus. Diese müssen zwar soweit wie möglich vermieden und ggf. kompensiert werden, doch ist es nicht als gegeben anzusehen, dass die Wirkung auf die Natur damit eine tatsächliche Netto-Null darstellt. Insbesondere dann, wenn der Fokus vom Einzelprojekt auf die Gesamtheit der Projekte gelenkt wird.

Forschung zur naturverträglichen Energiewende wird seitens des BfN schon seit vielen Jahren durchgeführt, und eine Vielzahl an Forschungsprojekten lassen Erkenntnisse dazu wachsen. Einen guten aktuellen Überblick liefert dazu z.B. der Erneuerbare Energien Report von 2020 (BfN, 2020). Bisher eher nur in Ansätzen ist dagegen die Frage der Wirkungen auf die Natur untersucht mit Blick auf die Gesamtheit der Umsetzung der Energiewende. Insbesondere ist die Frage der Bedeutung der Speichersysteme und die Wasserstofffrage hierzu kaum behandelt. An diesem Punkt setzt die Ausschreibung zu dem hier angebotenen Projekt an.

1.2 Ziele des Projekts

Die Aufgabenstellung ist in der Leistungsbeschreibung ausführlich und klar beschrieben. Die Analyse der künftigen Rolle und des Bedarfs an Speichersystemen unterschiedlicher Technologien und die Bewertung derer Auswirkungen auf Natur- und Landschaftsschutz stehen dabei im Vordergrund. Dabei gilt es im Einzelnen:

1. die relevantesten und vielversprechendsten Speichertechnologien sowie Weiterentwicklungen von Speicherkomponenten zu benennen und in ihrer Funktionsweise, Wirtschaftlichkeit sowie ihre Wechselwirkung mit dem Naturschutz zu beschreiben.
2. den Bedarf dieser Speichertechnologien gemäß den prognostizierten Ausbaupfaden anhand einer Metaanalyse von bestehenden Szenarien zu quantifizieren, inklusive der erforderlichen Verteilnetze und Primärenergie.
3. die auf Stromspeicherung ausgerichteten politischen Ziele und Strategien, Förderprogramme und Regelwerke zu benennen und bezüglich ihrer Ausrichtung und Lenkungswirkung zu analysieren.
4. aufbauend auf diesen ersten Schritten herauszuarbeiten, welchen Speichertechnologien zukünftig Relevanz zukommt und in welcher Dimension der Zubau erfolgen wird. Dazu werden mit Blick auf Ausbaupfade und Ausbaugeschwindigkeit Szenarien für Speichertechnologien gebündelt mit den notwendigen Infrastrukturen erstellt. Diese werden zusätzlich mit einem ebenfalls projizierten Hochlauf an Wasserstoffproduktion mit der damit verbundenen EE-Stromproduktion ergänzt. Zur Bewertung der Speichertechnologien selbst sowie der Szenarien werden Kriterien ausgewählt, einerseits aus der Praxis der naturschutzfachlichen Bewertung (z.B. FFH-Verträglichkeit), zum anderen mit Methoden, die bereits zur Bewertung von Biodiversität und Naturschutzwert in Lebenswegbilanzen etabliert sind, um insbesondere Flächenbedarfe und die ökologische Qualität dieser Flächen beurteilen zu können.
5. die für die Deckung des Wasserstoffbedarfs erforderlichen Importe, bezüglich nachhaltiger Potenziale und des Nachweises der Nachhaltigkeit durch Zertifizierung oder weitere Optionen zu untersuchen.

6. die Erkenntnisse aus den vorangehenden Arbeitspaketen abschließend zu bündeln, um daraus ein vorbildhaftes Entwicklungsszenarium für einen naturverträglichen Ausbaupfad von Speichertechnologien, inklusive Verteilinfrastrukturen wie auch der Wasserstoffproduktion darzustellen. Die auf dem Weg einer Umsetzung erforderlichen Handlungsempfehlungen werden herausgearbeitet und weitere Forschungsbedarfe benannt.

1.3 Aufbau des Berichts

Der Bericht gliedert sich im Wesentlichen nach den Arbeitspaketen (AP), in die sich die Projektinhalte unterteilen. Abb. 1 stellt diese APs und ihre inhaltlichen Verbindungen dar.

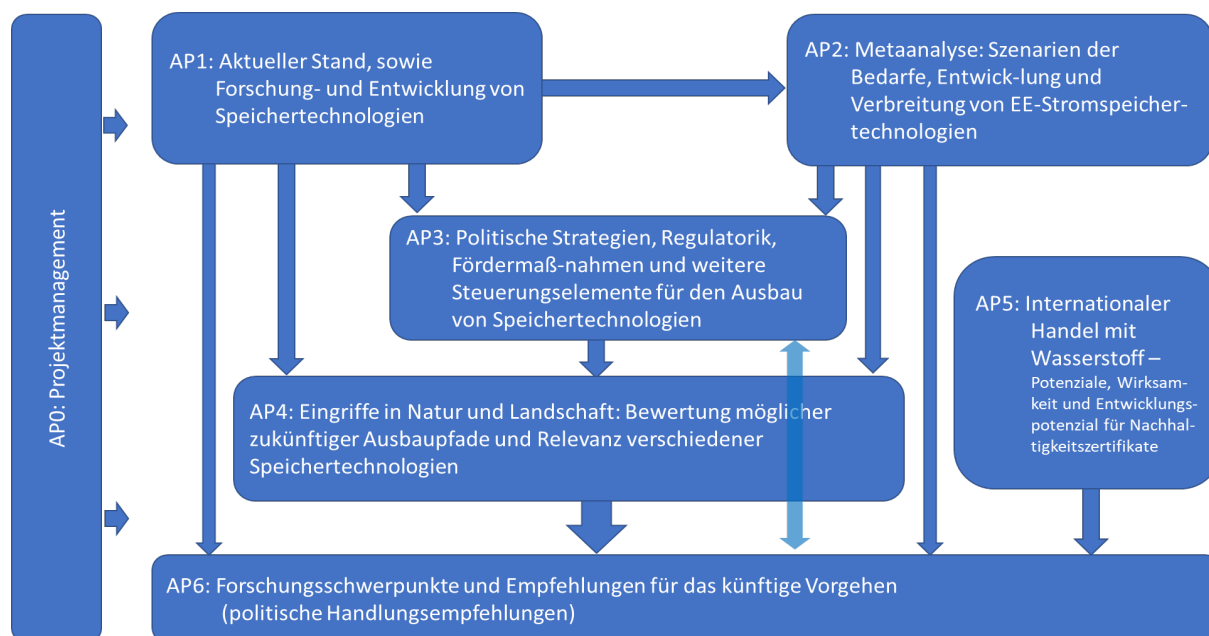


Abb. 1: Arbeitspakete des Projekts (Quelle: eigene Darstellung)

In Kapitel 1 wird der aktuelle Stand zu Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien beschrieben (AP1), Kapitel 3 gibt die Ermittlung möglicher Mengengerüste für ausgewählte Energietechnologien (AP2) wieder, Kapitel 0 beinhaltet eine Zusammenstellung von politischen Strategien, regulatorischen Grundlagen, Fördermaßnahmen und weiteren Steuerungselementen für den Ausbau von Speichertechnologien (AP3), Kapitel 4 befasst sich mit Eingriffen in Natur und Landschaft und erstellt dabei eine Bewertung möglicher zukünftiger Ausbaupfade und der Relevanz verschiedener Speichertechnologien (AP4), Kapitel 6 beschreibt den internationalen Handel mit Wasserstoff, Potenziale, Wirksamkeit und Entwicklungspotenzial für Nachhaltigkeit (AP5) und schließlich stellt Kapitel 7 politische Handlungsempfehlungen auch bezüglich Forschungsbedarf zusammen.

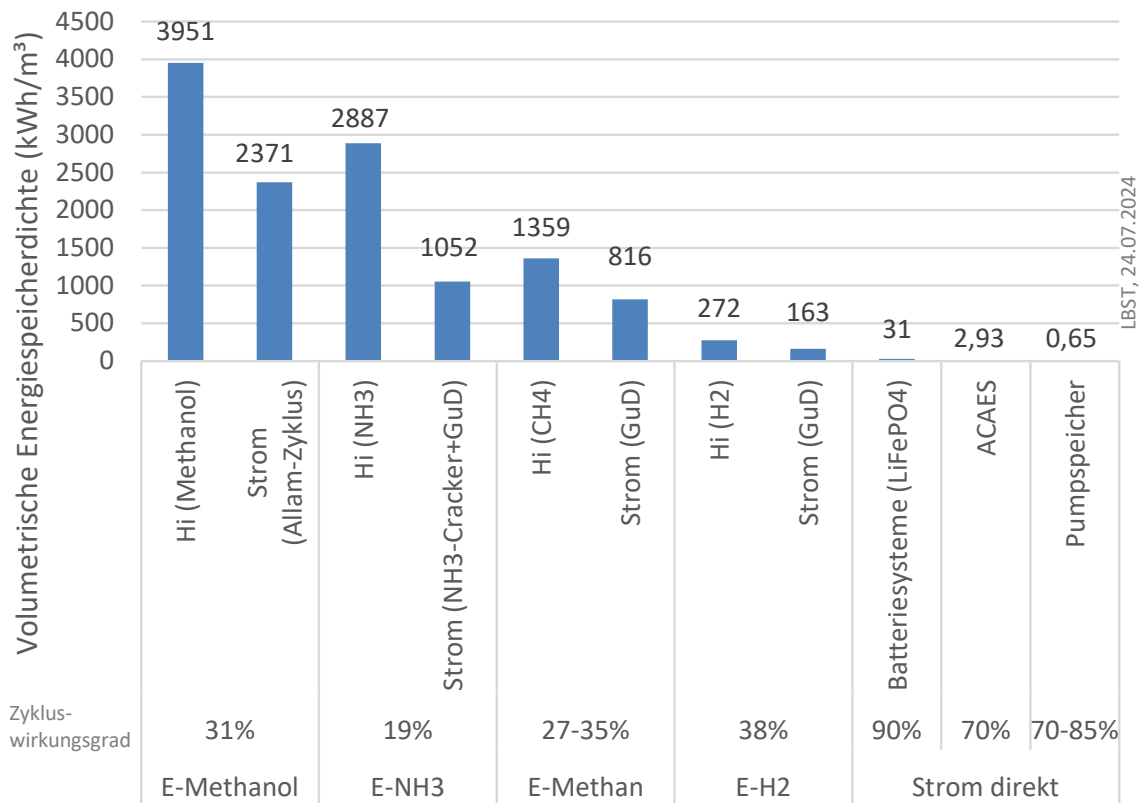
2 Aktueller Stand sowie Forschung und Entwicklung von Speichertechnologien

Derzeit gibt es sowohl auf technischer als auch auf politischer Ebene schnelle Fortschritte bei Speichertechnologien. Diverse mechanische, chemische, elektro-chemische, elektrische und thermische Speicher werden alle gebraucht, um die wachsende Menge an erneuerbaren Energien in das Stromsystem zu integrieren. Der Ausbau dieser Speicher wird immer schneller vorangetrieben. Beispielsweise wird sich die Kapazität an installierten Großbatterien mit Anlagenleistungen im ein- bis dreistelligen Megawattbereich zwischen Juni 2024 und Juni 2026 voraussichtlich verdoppeln (ECOSTOR, 2025).

Um den aktuellen Stand sowie die Forschungs- und Entwicklungsfortschritte im Bereich der Speichertechnologien umfassend darzustellen, wird eine strukturierte Übersicht über die relevanten Speichertechnologien in Deutschland gegeben. Zu Beginn werden Übersichtsgrafiken präsentiert, die eine Einführung in die Vor- und Nachteile verschiedener Technologien ermöglichen. Kapitel 2.1 beginnt mit einer strukturierten Darstellung und Einordnung der Speichertechnologien in eine gesamtheitliche Taxonomie bzw. Klassifizierung der Speichertechnologien. Basierend auf dieser Übersicht wird eine Langliste aller betrachteten Technologien inklusive einer ersten Bewertung erstellt. Aus dieser Langliste wird in Kapitel 2.2 eine Kurzliste mit besonders relevanten Speichertechnologien abgeleitet, die als Basis für die Erstellung von Steckbriefen in Kapitel 2.3. dient, welche eingehende Informationen zu den Technologien und den Auswirkungen auf Naturschutzbelange bereitstellen. In diesem letzten Unterkapitel werden die detaillierten Steckbriefe der zehn relevantesten Speichertechnologien dargestellt, die als Informationsgrundlage für die Leser und Leserinnen und die folgenden Kapitel dienen.

Es existiert eine große Bandbreite an Speichertechnologien, welche für verschiedene Anwendungsbereiche geeignet sind. Technologien mit hoher Speicherdichte weisen oft einen niedrigeren Wirkungsgrad auf und umgekehrt. Diese Zusammenhänge sind entscheidend für deren praktischen Anwendbarkeit. In der nachfolgenden Grafik (Abb. 2) sind die volumetrischen Energiespeicherdichten verschiedener Speichertechnologien nebeneinander in sinkender Reihung dargestellt. Die Grafik umfasst verschiedene Speichertechnologien: 1. Batteriesysteme (z.B. LiFePO_4), 2. ACAES (adiabatische Druckluftspeicherung), 3. Pumpspeicherwerke (alle drei speichern den Strom direkt, ohne Umwandlung in einen chemischen Energieträger), 4. chemische Speicherung durch Umwandlung in elektrisch erzeugten Wasserstoff (mit Nutzung in Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken), 5. durch Synthese von e-Methan (mit Nutzung in Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken), 6. durch Synthese von e-Ammoniak (mit Ammoniak-Cracker und Nutzung in Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken) und 7. durch Synthese von e-Methanol (und Nutzung im Allam-Zyklus). Für die letzten vier Technologien wird die Speicherdichte sowohl in Höhe des unteren Heizwertes (H_i) des Speichermediums als auch des wieder freimachbaren Stroms angegeben.

Zusätzlich wird im unteren Teil der Grafik der Systemwirkungsgrad der einzelnen Technologien aufgeführt. Diese Kennzahl verdeutlicht, dass Wirkungsgrad und Energiespeicherdichte gegenläufige Performance-Indikatoren sind.



Annahmen: Δh (Pumpspeicher) = 300 m; Δp (H₂, CH₄): 13 MPa; Δp (ACAES): 2 MPa

Abb. 2: Darstellung der Gegenläufigkeit der Performance-Indikatoren Zykluswirkungsgrad (η) und der volumetrischen Energiespeicherdichte verschiedener Speichertechnologien

Die folgende Abbildung (Abb. 3) visualisiert die Bandbreiten der möglichen Stromausspeiseleistung und der möglichen Kapazität zum Speichern von Energie von verschiedenen Energiespeichertechnologien. Die Grafik gibt dabei Anhaltspunkte zu spezifischen Stärken und Anwendungsbereichen der verschiedenen Technologien. Beispielsweise zeigen Schwungräder und Superkondensatoren, welche niedrigere Energiemengen speichern können, aber hohe Leistungen besitzen, dass sie sich eher für kurzzeitige Anwendungen wie die Netzstabilisierung eignen. Wasserstoffspeicher hingegen können sowohl hohe Leistungen liefern als auch große Energiemengen speichern, wodurch sie für langfristige und saisonale Speicherung geeignet sind. Die Grafik verdeutlicht, dass unterschiedliche Speichertechnologien spezifische Rollen innerhalb eines integrierten Energiespeichersystems einnehmen können und müssen, um die Vielfalt der Anforderungen und Herausforderungen der Energieversorgung effektiv zu adressieren.

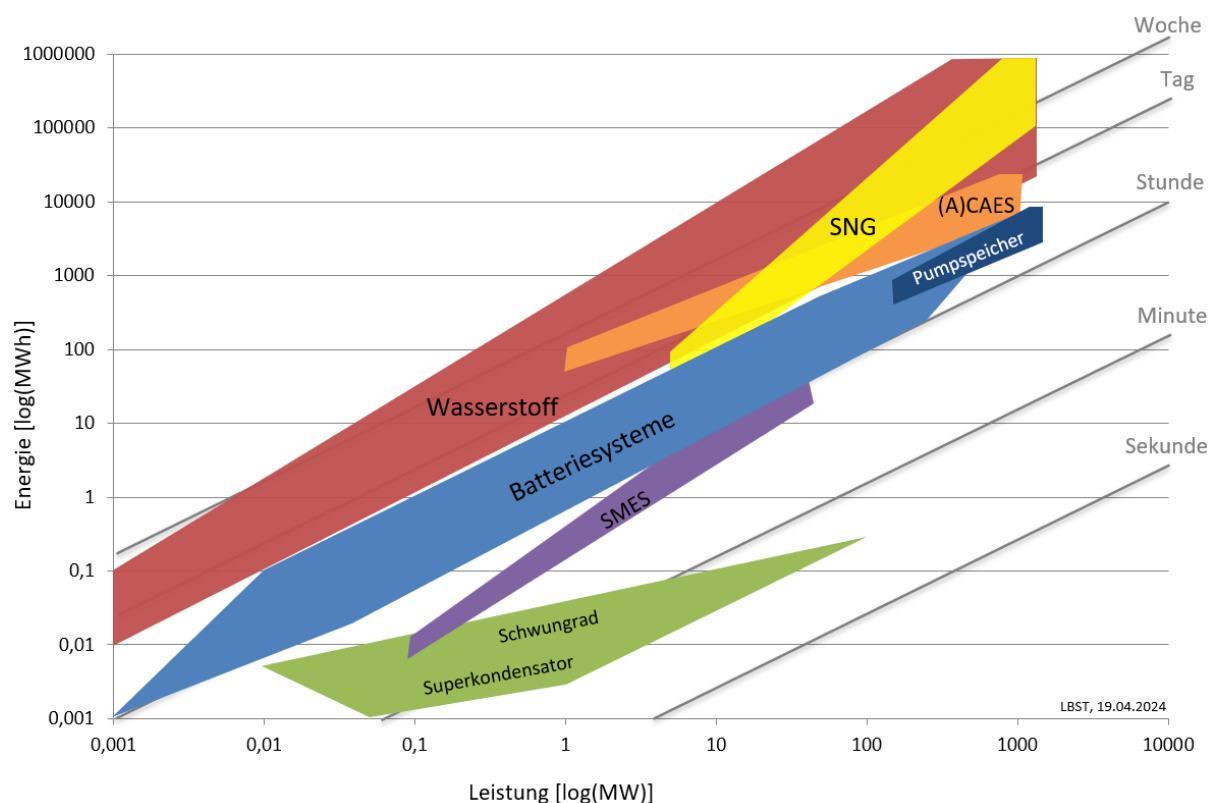


Abb. 3: Bandbreiten der möglichen Stromausspeise-Leistung, der möglichen Speicherkapazität und der daraus resultierenden unterschiedlichen optimalen Speicherdauern verschiedener Technologien; Abk.: (A)CAS: (Adiabatic) Compressed Air Storage; SNG: Synthetic Natural Gas; SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage

In dieser Studie werden ausgewählte Speichertechnologien detailliert beschrieben, wobei bewusst auf die Analyse hybrider Technologiekombinationen verzichtet wird. Grund hierfür ist, dass die Studie nicht zu komplex werden soll und zunächst klar die Eigenheiten der einzelnen Technologien herausgearbeitet werden sollen.

Die Verwendung verschiedener Speichertechnologien zielt darauf ab, dass sich die Vorteile verschiedener Speichercharakteristiken zu einem Gesamtbild ergänzen. Ein Beispiel dafür ist der Einsatz von Wasserstoff als Langzeitspeicher („gesicherte Leistung“) zur Überbrückung von Tagen bis Wochen mit niedrigem Stromaufkommen aus erneuerbaren Energiequellen („Dunkelflaute“) komplementär zu beispielsweise der Verwendung von Batteriespeichersystemen für den Ausgleich von Fluktuationen im Bereich von Stunden (Tag-Nacht-Ausgleich bei Photovoltaikanlagen). Für viele sonnenreiche Länder im globalen Süden könnten aufgrund quasi täglicher Solarernte neue Batteriespeicher mit den genannten längeren Speicherzeiten bereits ausreichend sein für einen hinreichend stabilen Netzbetrieb; für Deutschland wird weiter davon ausgegangen, dass chemische Energieträger – wie z.B. Wasserstoff – notwendig sind zur Bereitstellung gesicherter Leistung in einem Stromsystem mit sehr hohen Anteilen an fluktuierendem, erneuerbarem Strom.

Ein weiteres Beispiel ist die Kombination von verschiedenen Batterietechnologien wie Lithium-Ionen-Batterien zur Netzstabilisierung (einige Minuten bis eine Stunde) und Redox-Flow-Batterien (positive und negative Elektrolytflüssigkeiten werden hierbei separat in Tanks gespeichert) zum Ausgleich von Fluktuationen über acht bis zehn Stunden. Solche hybriden

Stromspeicherprojekte bieten erhebliche Vorteile in Bezug auf höhere Systemeffizienz, reduzierte Systemkosten und eine höhere Lebenserwartung (Emde, 2023).

Darüber hinaus gibt es die Kombination verschiedener Technologien in einem Batteriespeicher. Ein Beispiel hierfür ist die Forschung eines Forschungsteams im KAIST (Korea Advanced Institute of Science and Technology), das eine Natrium-Ionen-Hybridbatterie entwickelt hat. Dieser hybride Energiespeicher kombiniert die Stärken von Natrium-Ionen-Batterien und Superkondensatoren in seinen Bauteilen und übertrifft dadurch die Energiedichte kommerzieller Lithium-Ionen-Batterien bei gleichzeitig hohen Leistungsdichten ähnlich Superkondensatoren. Hybride Speicher haben die Möglichkeit, aktuelle Grenzen von Energiespeichersystemen zu überwinden (Choi & Kim, 2024).

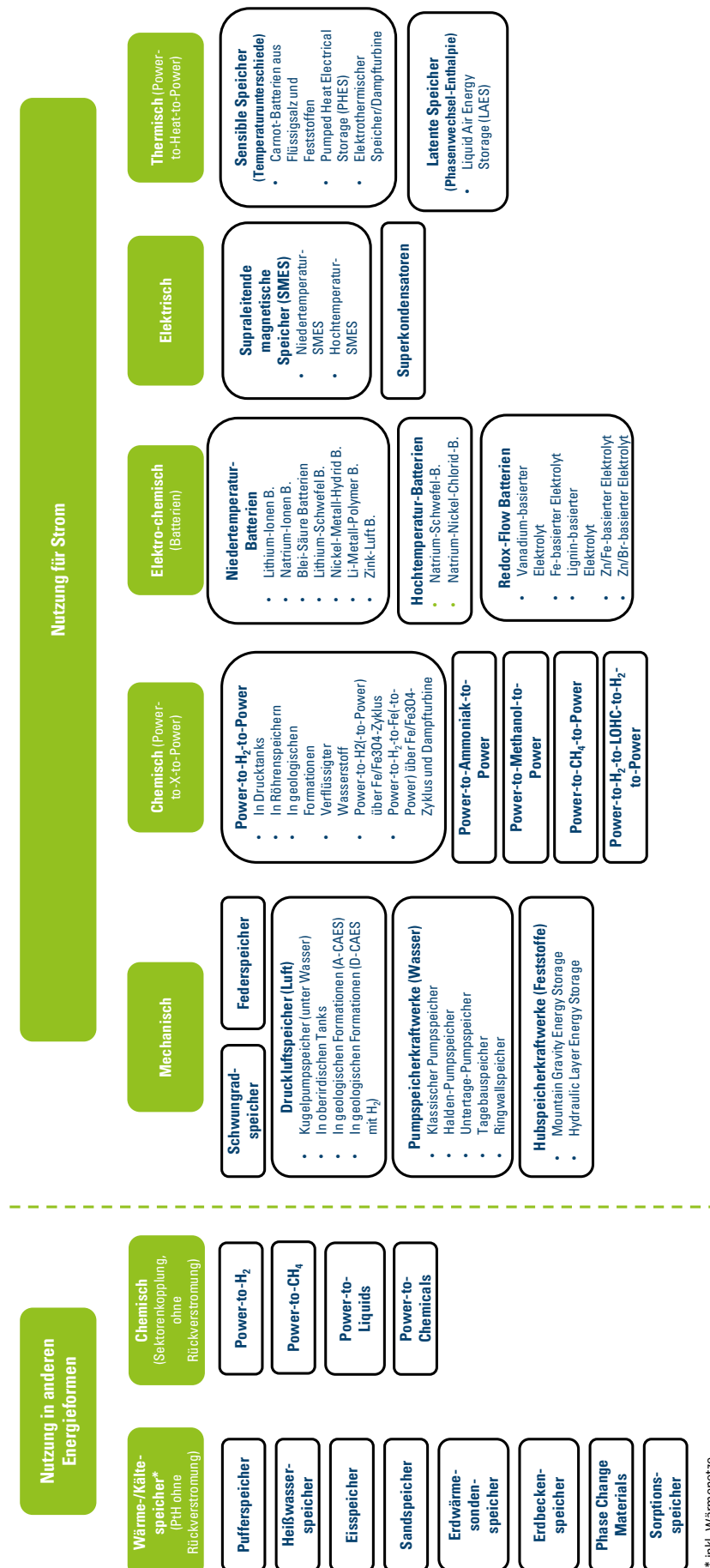
Hybride Speichersysteme können zudem aus einer Kombination gleicher Speichertechnologien oder aus unterschiedlichen technischen Ausführungen bestehen. Bei Lithium-Ionen-Batterien gibt es z.B. die Möglichkeit, bei gleicher Batteriechemie diese im technischen Design mehr als Leistungsspeicher oder Energiespeicher auszulegen. Dadurch können Systemkonfigurationen erstellt werden, die hinsichtlich Leistungsaufnahme/-abgabe und Stromspeicherdauer an den gewünschten Anwendungsfall angepasst werden können (Degen, Mitterfellner, & Kampker, 2024), (HiTHIUM, 2025).

Hybride Systeme nutzen die Stärken der unterschiedlichen Technologien und kompensieren gleichzeitig deren Schwächen. Damit stellen Sie wichtige Optionen dar, um erneuerbare Energien zu integrieren. Wie bereits geschildert, soll sich diese Studie jedoch auf die Bewertung der einzelnen Speichertechnologien beschränken, um deren grundlegende Eigenschaften präzise darzustellen.

2.1 Speichertechnologien (Langliste)

Als ersten Schritt zur Bearbeitung der Thematik und zur Gewährleistung eines umfassenden Überblicks über die vorhandenen Speichertechnologien wurde die folgende Übersichtsgrafik (siehe Abb. 4) erstellt. Diese Grafik ermöglicht eine strukturierte Darstellung und Einordnung der Speichertechnologien innerhalb einer gesamtheitlichen Taxonomie bzw. Klassifizierung. Gemäß den Richtlinien der European Association for Storage of Energy (EASE) ist die Grafik unterteilt in jene Speichertechnologien, bei denen am Ende des Speicherzyklus der Strom direkt genutzt wird, und in jene Technologien, bei denen die gespeicherte Energie in anderen Energieformen ohne Rückverstromung genutzt wird.

Die vorhandenen Speichertechnologien wurden nach ihren grundlegenden Speicherprinzipien kategorisiert. Bei einigen Speichertechnologien wurden überdies unterschiedliche Aufbauvarianten näher definiert. Die stromabgebenden Technologien wurden dabei in folgende Speicherprinzipien eingeteilt: mechanisch, chemisch, elektro-chemisch, elektrisch und thermisch. Zusätzliche Prinzipien waren die direkte chemische Nutzung zur Sektorenkopplung und die direkte Wärme-/Kältespeicherung, allesamt ohne Rückverstromung. Diese systematische Kategorisierung bietet eine klare Übersicht für die weitergehenden Analysen und dient zudem als Grundlage für die Erstellung der nachfolgenden Langliste der Speichertechnologien.



* inkl. Wärmenetze

Abb. 4: Taxonomie/Klassifizierung der Energiespeicher (Eigene Strukturierung & Darstellung LBST)

Die in der Taxonomie aufgeführten Speichertechnologien wurden in eine Langliste überführt. Diese Langliste diente als Grundlage zur Identifikation der Speichertechnologien, die in den kommenden Jahren eine zentrale Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien in Deutschland spielen werden. Die Technologien wurden in dieser Langliste anhand spezifischer Kriterien bewertet und gefiltert, um die Relevanz für die zukünftige Energieinfrastruktur Deutschlands zu ermitteln.

Die Bewertung der Technologien erfolgte anhand mehrerer Kategorien: Ein hoher Technologiereifegrad (Technology Readiness Level, $TRL > 5$) wurde vorausgesetzt, um sicherzustellen, dass die betrachteten Systeme bereits ausgereift und somit einsatzbereit für einen Ausbau in den nächsten Jahren sind. Technologien, die ausschließlich zur Netzstabilisierung dienen, wurden ausgeschlossen, um den Fokus auf Speichersysteme zu legen, die größere Energiemengen speichern und dadurch die Fluktuationen und die Abwesenheit von erneuerbaren Energien ausgleichen können. Die Speicher sollten zudem typischerweise in nicht-urbanen Räumen installiert werden, da dort die größten Auswirkungen auf die Umwelt zu erwarten sind. Zudem wurde die spezifische Relevanz der Technologien für Deutschland, basierend auf den Erkenntnissen aus Kapitel 3, in die Bewertung einbezogen. Durch diese methodische Herangehensweise wurde gewährleistet, dass nur jene Technologien in der Kurzliste und in den Steckbriefen weiterverfolgt werden, die das Potenzial haben, einen signifikanten Beitrag zur Energieversorgung und -sicherheit in Deutschland zu leisten. Die ausgewählten Technologien wurden als solche markiert und in der Tabelle grün hinterlegt. Die Bewertungen jener Kategorien, die zum Ausschluss der jeweiligen Technologie geführt haben, wurden angegeben, und die aussortierten Technologien wurden als solche ausgewiesen und gelb hinterlegt.

Tab. 1: Langliste der 56 Speichertechnologien inkl. Bewertung von deren Relevanz für die Integration von erneuerbaren Energien in Deutschland

	Speichertyp/ Bezeichnung	TRL	Speicherprinzip	Ausgabe- form	Speicherdauer	Speichervolu- men - Größen- ordnung	Skalierbar- keit	Standort	Umwelt- kritikali- tät	Ausge- wählt	Aussortierungs- grund
	Optionen	1-9	Mechanisch, Chemisch, Elektrochem., Elektrisch, Ther- misch	Strom, Wärme	Kurzzeit; Tagesspeicher; Saisonalspei- cher	kWh; MWh; GWh; TWh	Zentral (Transport- netz); Dezentral (Verteilnetz)	Urbaner Raum; Ländli- cher Raum	x = gege- ben		
1	adiabate Druckluftspei- cher	5-6	Mechanisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	MWh-GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	geringe Speicher- dichte
2	Kugelpumpspeicher	~5	Mechanisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	MWh-GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	geringe TRL
3	klassischer Pumpspei- cher	9*	Mechanisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	GWh	Zentral	Ländlich	x	Ja	Relevant
4	Halden-Pumpspeicher	~5**	Mechanisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	geringe TRL
5	Untertage-Pumpspei- cher	2-3**	Mechanisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	geringe TRL
6	Tagebauspeicher	2-3**	Mechanisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	geringe TRL

	Speichertyp/ Bezeichnung	TRL	Speicherprinzip	Ausgabe- form	Speicherdauer	Speichervolu- men - Größen- ordnung	Skalierbar- keit	Standort	Umwelt- kritikali- tät	Ausge- wählt	Aussortierungs- grund
7	Ringwallspeicher	2-3**	Mechanisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)		Zentral	Ländlich	x	Nein	geringe TRL
8	Power-to-H2-(to- Power) (in Drucktanks)	9*	Chemisch	Strom	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	kWh-MWh	Dezentral	Ländlich & Urban möglich		Ja	Relevant
9	Power-to-H2-(to- Power) (in Röhren- speichern)		Chemisch	Strom	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	MWh-GWh	Dezentral	Ländlich & Urban möglich		Ja	Relevant
10	Power-to-H2-(to- Power) (in Kryotanks)	8-9*	Chemisch	Strom	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	kWh-MWh	Dezentral	Ländlich & Urban möglich		Nein	Geringe Wirkungs- grad durch Um- wandlungen
11	Power-to-H2-(to- Power) (geologisch, Po- renspeicher, Aquifer- speicher)	3*	Chemisch	Strom	Saisonalspei- cher	GWh	Zentral	Ländlich	x	Ja	Relevant
12	Power-to-H2-(to- Power) (geologisch, Po- renspeicher, leergeför- derte Erdgasstätten)	4*	Chemisch	Strom	Saisonalspei- cher	GWh	Zentral	Ländlich	x	Ja	Relevant
13	Power-to-H2-(to- Power) (geologisch, Ka- vernenspeicher, Felska- verne)	5*	Chemisch	Strom	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	Hohe Investitions- kosten

	Speichertyp/ Bezeichnung	TRL	Speicherprinzip	Ausgabe- form	Speicherdauer	Speichervolu- men - Größen- ordnung	Skalierbar- keit	Standort	Umwelt- kritikali- tät	Ausge- wählt	Aussortierungs- grund
14	Power-to-H2-(to- Power) (geologisch, Ka- vernenspeicher, Salzka- vernern)	5-9*	Chemisch	Strom	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	GWh	Zentral	Ländlich	x	Ja	Relevant
15	Power-to-H2-to-LOHC- (to-H2-to-Power)	~6- 7**	Chemisch	Strom	Saisonalspei- cher	GWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich		Nein	Geringe Wirkungs- grad durch Um- wandlungen
16	Power-to-Ammoniak- (to-Power)	9*	Chemisch	Strom	Saisonalspei- cher	MWh-GWh	Zentral	Ländlich & Urban möglich	x	Ja	Relevant
17	Power-to-Methanol-(to- Power) (über Allam- Turbine)	6-8**	Chemisch	Strom	Saisonalspei- cher	MWh-GWh	Zentral	Ländlich & Urban möglich		Ja	Relevant
18	Power-to-CH4-(to- Power)	6-7**	Chemisch	Strom	Saisonalspei- cher	MWh-GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	Geringe Wirkungs- grad durch Um- wandlungen
19	Lithium-Ionen-Batterien	9*	Elektroche- misch	Strom	Kurzzeit- Ta- gesspeicher (Sek., Min., h, d)	kWh-MWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich	x	Ja	Relevant
20	Natrium-Ionen-Batte- rien	8*	Elektroche- misch	Strom	Kurzzeit- Ta- gesspeicher (Sek., Min., h, d)	kWh-MWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich		Ja	Relevant
21	Natrium-Schwefel-Bat- terien	9**	Elektroche- misch	Strom	Kurzzeit- Ta- gesspeicher (Sek., Min., h, d)	kWh-MWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich		Nein	Bisher wenig ein- gesetzt, Hochtem- peraturbatterie (300-340°C), Platz-

	Speichertyp/ Bezeichnung	TRL	Speicherprinzip	Ausgabe- form	Speicherdauer	Speichervolu- men - Größen- ordnung	Skalierbar- keit	Standort	Umwelt- kritikali- tät	Ausge- wählt	Aussortierungs- grund
											bedarf vermutlich ähnlich Redox- Flow
22	Natrium-Nickel-Chlorid- Batterien	9**	Elektroche- misch	Strom	Kurzzeit- Ta- gesspeicher (Sek., Min., h, d)	kWh-MWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich		Nein	Bisher wenig ein- gesetzt, Hochtem- peraturbatterie (~300°C), Platzbe- darf vermutlich ähnlich Redox- Flow
23	Vanadium-Redox Batte- rie	9**	Elektroche- misch	Strom	Kurzzeit- Ta- gesspeicher (Sek., Min., h, d)	kWh-MWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich		Ja	Relevant
24	Iron-Redox-Flow Batte- rie	6-7**	Elektroche- misch	Strom	Kurzzeit- Ta- gesspeicher (Sek., Min., h, d)	kWh-MWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich		Ja	Relevant
25	Lignin-basierter Elektro- lyt Redox-Flow	6-7**	Elektroche- misch	Strom	Kurzzeit- Ta- gesspeicher (Sek., Min., h, d)	kWh-MWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich		Ja	Relevant
26	Pumped Heat Electrical Storage (PHES)	4**	Mechanisch; Thermisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	kWh-MWh- GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	geringe TRL
27	Elektrothermischer Speicher/Dampfturbine	6**	Elektrisch; Ther- misch	Strom	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	MWh	Zentral	Ländlich	x	Ja	Relevant

	Speichertyp/ Bezeichnung	TRL	Speicherprinzip	Ausgabe- form	Speicherdauer	Speichervolu- men - Größen- ordnung	Skalierbar- keit	Standort	Umwelt- kritikali- tät	Ausge- wählt	Aussortierungs- grund
28	Liquid Air Energy Stor- age (LAES)	7*	Mechanisch; Thermisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	MWh-GWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	Zurzeit von Her- stellern wenig ver- folgt
29	Pufferspeicher (Wärme)	9	Thermisch	Wärme	Tagesspeicher (h,d)	MWh-GWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Urban		Ja	Relevant
30	Eisspeicher		Thermisch	Wärme						Nein	eher Einfamilien- hausgröße
31	Erdwärmesondenspei- cher		Thermisch	Wärme				Ländlich & Urban möglich		Nein	Untertage. Wenig Installationen übertage
32	Phase Change Materials		Thermisch	Wärme				Urban		Nein	Steht eher in Ge- bäuden
33	Sorptionsspeicher (Wärme)		Thermisch	Wärme				Urban		Nein	Steht eher in Ge- bäuden
34	Oberirdische Warmwas- sertanksspeicher	9	Thermisch	Wärme	Tagesspeicher (h,d)	MWh-GWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Urban		Ja	Relevant
35	Erdbeckenspeicher (Wärme)	9**	Thermisch	Wärme	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	MWh-GWh	Dezentral	Ländlich & Urban möglich	x	Ja	Hohe Relevanz (Umwelt und Markt)

	Speichertyp/ Bezeichnung	TRL	Speicherprinzip	Ausgabe- form	Speicherdauer	Speichervolu- men - Größen- ordnung	Skalierbar- keit	Standort	Umwelt- kritikali- tät	Ausge- wählt	Aussortierungs- grund
36	Power-to-Liquids		Chemisch							Nein	Keine Rekonvertie- rung
37	Power-to-Chemicals		Chemisch							Nein	Keine Rekonvertie- rung
38	Schwungradspeicher		Mechanisch	Strom	Kurzzeit (Sek., Min.)	kWh	Zentral & De- zentral mög- lich	Ländlich & Urban möglich		Nein	Leistungsspeicher
39	Federspeicher		Mechanisch	Strom	Kurzzeit (Sek., Min.)					Nein	Leistungsspeicher
40	diabate Druckluftspei- cher	6-8	Mechanisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	kWh-MWh	Zentral	Ländlich	x	Nein	Nicht nachhaltig
41	Mountain Gravity Energy Storage	6-7**	Mechanisch	Strom	Saisonalspei- cher (W., M.)	MWh	Dezentral	Ländlich		Nein	Hoher Materialbe- darf
42	Hydraulic Layer Energy Storage	1-2**	Mechanisch	Strom						Nein	geringe TRL
43	Power-to-H2-to-Power (Metallhydridspeicher)	4-5*	Chemisch							Nein	geringe TRL

	Speichertyp/ Bezeichnung	TRL	Speicherprinzip	Ausgabe- form	Speicherdauer	Speichervolu- men - Größen- ordnung	Skalierbar- keit	Standort	Umwelt- kritikali- tät	Ausge- wählt	Aussortierungs- grund
44	Power-to-H2-to-Power (Adsorptionsspeicher)	2-3*	Chemisch							Nein	geringe TRL
45	Carnot-Batterien	4-6**	Thermisch	Strom	Tagesspeicher (h,d)	MWh-GWh	Dezentral	Urban		Ja	Relevant
46	Blei-Säure-Batterien	9	Elektroche- misch	Strom						Nein	Heute hauptsäch- lich nur noch für Starterbatterien
47	Lithium-Schwefel-Batte- rien	<5	Elektroche- misch	Strom						Nein	geringe TRL
48	Nickel-Metall-Hybrid- Batterien	<5	Elektroche- misch	Strom						Nein	geringe TRL
49	Lithium-Metall-Polymer Batterien	<5	Elektroche- misch	Strom						Nein	geringe TRL
50	Zink-Luft Batterien	<5	Elektroche- misch	Strom						Nein	geringe TRL
51	Zn/Fe-basierter Elektro- lyt Redox-Flow		Elektroche- misch	Strom						Nein	Zurzeit von Her- stellern wenig ver- folgt

	Speichertyp/ Bezeichnung	TRL	Speicherprinzip	Ausgabe- form	Speicherdauer	Speichervolu- men - Größen- ordnung	Skalierbar- keit	Standort	Umwelt- kritikali- tät	Ausge- wählt	Aussortierungs- grund
52	Zn/Br-basierter Elektro- lyt Redox-Flow		Elektroche- misch	Strom						Nein	Zurzeit von Her- stellern wenig ver- folgt
53	Niedertemperatur- SMES		Elektrisch	Strom	Kurzzeitspei- cher (Sek., Min.)					Nein	Leistungsspeicher
54	Hochtemperatur-SMES		Elektrisch	Strom	Kurzzeitspei- cher (Sek., Min.)					Nein	Leistungsspeicher
55	Superkondensatoren		Elektrisch	Strom	Kurzzeitspei- cher (Sek., Min.)					Nein	Leistungsspeicher
56	Power-to-H2(-to- Power) über Fe/Fe3O4- Zyklus***	~5**	Chemisch	Strom	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	GWh	Zentral	Ländlich & Urban möglich		Nein	geringe TRL
57	Power-to-H2-to-Fe (-to-Power) über Fe/Fe3O4-Zyklus und Rückverstromung über Dampfturbine****	4**	Chemisch	Strom	Tages - Saiso- nalspeicher (h,d,W., M.)	GWh	Zentral	Ländlich & Urban möglich		Nein	geringe TRL

* Ausgehend vom "ETP Clean Energy Technology Guide" der International Energy Agency (IEA), die einen Reifegrad von 9-11 angibt eingestuft als TRL = 9 aufgrund ökonomischer Elemente in der IEA-Klassifizierung

** Basierend auf eigener Bewertung

*** Einspeichern: $\text{Fe}_3\text{O}_4 + 4 \text{H}_2 \rightarrow 3 \text{Fe} + 4 \text{H}_2\text{O}$; Ausspeichern: $3 \text{Fe} + 4 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4 + 4 \text{H}_2$

**** Einspeichern: $4 \text{H}_2 + \text{Fe}_3\text{O}_4 \rightarrow 3 \text{Fe} + 4 \text{H}_2\text{O}$; Ausspeichern: $3 \text{Fe} + 2 \text{O}_2 \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4 + \text{Wärme für Dampfturbine}$

2.2 Fokus-Speichertechnologien (Kurzliste)

Im Zuge dieser Studie wurden in der Langliste insgesamt 57 Speichertechnologien untersucht, um ihre Eignung für die Integration erneuerbarer Energien in Deutschland zu bewerten. 39 dieser Technologien wurden als unpassend oder weniger relevant identifiziert. Die verbleibende Auswahl von 18 Technologien wurde zu einer Kurzliste von zehn Technologien bzw. Technologiegruppen zusammengefasst, um einen ganzheitlicheren Überblick über die Ausprägungsalternativen der Technologien geben zu können.

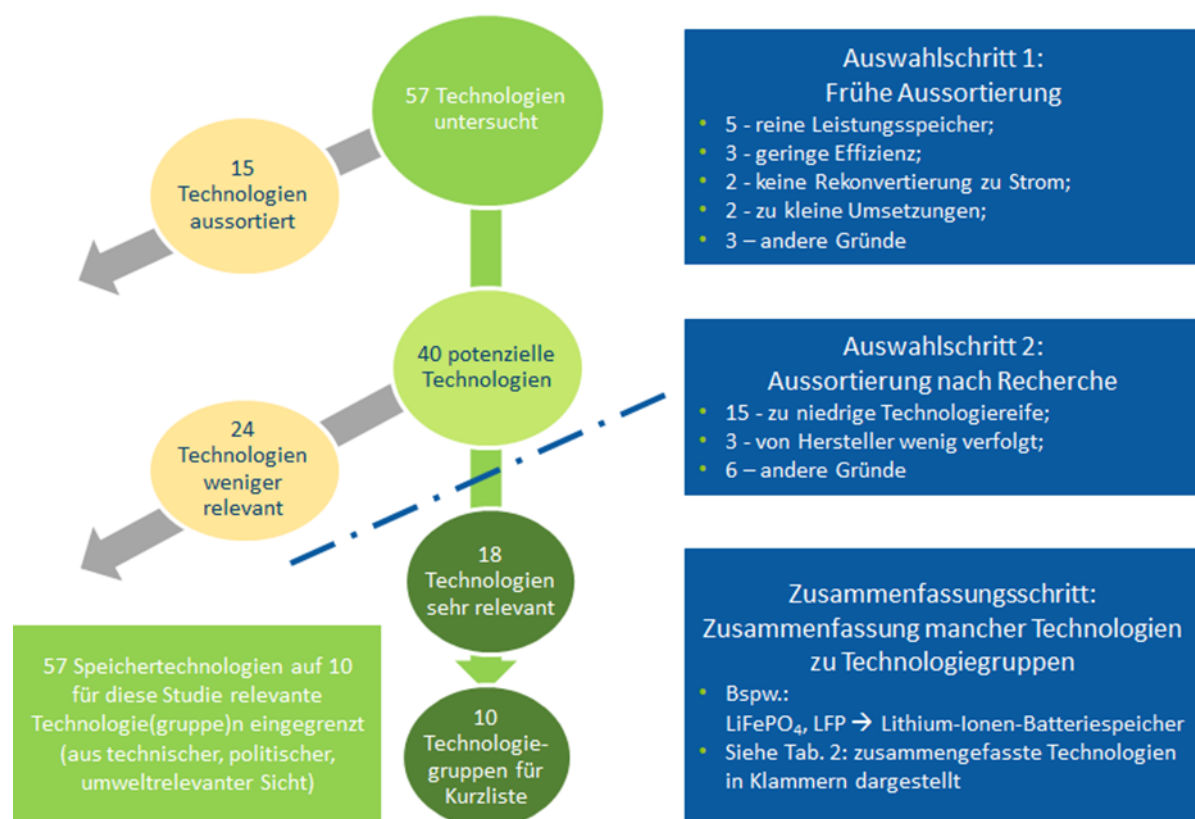


Abb. 5: Vorgehen beim Filtern der 57 Speichertechnologien zur Fokussierung auf die relevantesten zehn Technologien

Es gab mehrere Gründe, weshalb einzelne Speichertechnologien als weniger relevant identifiziert und daraufhin aussortiert wurden. Zu den Hauptgründen zählen zuallererst der Ausschluss von reinen Leistungsspeichern (fünf Technologien), eine geringe Effizienz aufgrund von Energieumwandlungsverlusten (drei weiteren Technologien), keine Rekonvertierung bei chemischen Speichern zu Strom (zwei Technologien) und dass der Einsatz der Technologien hauptsächlich in kleinen Gebäuden stattfindet (zwei Technologien). Drei weitere Technologien wurden ausgeschlossen, weil sie für den Betrieb fossilen Energieeinsatz benötigen (Diabate Druckluftspeicher), eine geringe Speicherdichte aufweisen (adiabate Druckluftspeicher) oder einen hohen Materialbedarf aufweisen (Mountain Gravity Energy Storage).

Nach näherer Recherche der übrigen Speichertechnologien wurden weitere 24 Technologien aussortiert. Darunter befanden sich 15 Technologien, die eine zu geringe Technologiereife aufwiesen (Technology Readiness Level ≤ 5), drei Technologien, die von Herstellern momentan wenig verfolgt werden, sowie 4 Technologien, die ausgeschlossen wurden, weil sie heute hauptsächlich nur noch als Starterbatterien verwendet werden (Blei-Batterien), einen hohen

Investitionsbedarf aufweisen (Speicherung von Wasserstoff in Felskavernen), kaum Platzbedarf aufweisen (Erdsonden) und damit aus Naturschutzsicht nicht relevant sind, oder in Gärten von Einfamilienhäusern stehen (Eisspeicher) und damit ebenfalls aus Naturschutzsicht nicht relevant sind. Zwei weitere einzelne Technologien (Natrium-Schwefel- und Natrium-Nickel-Chlorid-Batterien) ausgeschlossen, weil sie bisher wenig installiert wurden und ein ähnliches Einsatzspektrum und Platzbedarf aufweisen wie Redox-Flow-Batterien.

Diese Gründe reflektieren den klaren Fokus der Studie auf Technologien, die die Integration von größeren Mengen an erneuerbarem Strom in das deutsche Energiesystem ermöglichen und auf Technologien, von denen erwartet wird, dass sie in den nächsten Jahren einen signifikanten Beitrag leisten können.

Die 18 Technologien wurden zu einer Kurzliste von zehn Technologien bzw. Technologiegruppen zusammengefasst (bspw. Salzkavernen und Porenspeicher zu Druckwasserstoff-Tiefenspeicher – siehe Klammern in Tab. 2). Diese aus diesem Auswahlprozess resultierenden relevantesten Speichertechnologien für die Integration von erneuerbaren Energien in Deutschland sind in Tab. 2 aufgelistet.

Tab. 2: Kurzliste der zehn Fokus-Speichertechnologien

Nr.	Speichertechnologie
1.	Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO ₄ , LFP)
2.	Natrium-Ionen-Batteriespeicher
3.	Redox-Flow-Batterien (Vanadium, Eisen, Lignin)
4.	Klassische Pumpspeicherkraftwerke (PSW)
5.	Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)
6.	Druckwasserstoff-Oberflächennah (Drucktanks, Röhrensegment-Matrix)
7.	Ammoniakspeicher (NH ₃)
8.	Methanolspeicher (Allam-Zyklus mit zirkulierendem CO ₂)
9.	Hochtemperatur-Wärmespeicher (Carnot Batterie) Strom-zu-Strom
10.	Wärmespeicher (Erdbeckenspeicher und oberirdische Tanks)

2.3 Technologiesteckbriefe

Zu jeder der zehn Speichertechnologien der Kurzliste wurde ein eigener Steckbrief angelegt. Jeder der Technologiesteckbriefe umfasst mehrere Aspekte. Zunächst werden die techno-ökonomischen Grunddaten dargestellt und die prinzipielle Funktionsweise jeder Technologie erörtert. Eine einführende Umweltkritikalitätsbewertung wird ebenfalls präsentiert, welche die Grundlage für detailliertere Analysen in späteren Kapiteln bildet. Anschließend werden die Vor- und Nachteile jeder Technologie ausgewiesen, sowie Beispielprojekte angeführt, die dazu dienen, ein praktisches Verständnis für die Dimensionen und die konkrete Umsetzung der Technologien zu vermitteln. Das Ziel dieser strukturierten Steckbriefe ist es, eine solide Informationsbasis bezüglich der Speichertechnologien für die weiteren Kapitel der Studie zu schaffen. Die zehn ausführlichen Steckbriefe finden sich im Anhang im Abschnitt Anhang I: Steckbriefe Speichertechnologien.

3 Ermittlung möglicher Mengengerüste für ausgewählte Energietechnologien

Um den quantitativen Einfluss ausgewählter Energietechnologien auf Naturschutzbelange abschätzen zu können, werden Energiesystemstudien sowie weitere Quellen der letzten Jahre ausgewertet. Der Fokus liegt hierbei auf Studien und Szenarien, die eine vollständige Treibhausgasneutralität Deutschlands bis zum Jahr 2045 untersuchen. Mit der Metaanalyse sollen technologiespezifische Mengengerüste und deren Bandbreiten bis 2045 ermittelt werden, um diese in den Folgekapiteln z.B. hinsichtlich resultierender Flächenversiegelung zu bewerten.

Die ermittelten Mengengerüste der einzelnen Technologien stehen dabei nicht zwingend in Bezug zueinander und bilden daher als Kombination kein gemeinsames Entwicklungsszenario. Vielmehr sind die Mengengerüste als einzelne alleinstehende Auswertungsergebnisse zu betrachten. Dies liegt zum einen an den sehr unterschiedlichen Ausprägungen der analysierten Szenarien und zum anderen an den daraus resultierenden großen Bandbreiten innerhalb der Mengengerüste. Zum anderen ist die Datenverfügbarkeit der Studien stark inhomogen, sodass es kein Studienszenario gibt, das alle Daten plausibel und in der erforderlichen Detailtiefe liefert und somit als exemplarisches Entwicklungsszenario dienen könnte.

3.1 Speichertechnologien

Speicher für Strom spielten im bisherigen Energiesystem nur eine begrenzte Rolle. In der Vergangenheit wurden vor allem Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt, um Nachfragespitzen kosteneffizient zu decken. Erst in den letzten Jahren nimmt die Relevanz von Batteriespeichern im Stromsystem zu. Batteriespeicher werden z.B. in Kombination mit privaten PV-Anlagen zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs eingesetzt oder auch zur Stabilisierung und Optimierung des Stromnetzes, z.B. zur Regellenergiebereitstellung oder als sogenannte Netzbooster. Auch die Nutzung von Preisunterschieden am Strommarkt rückt als Anwendungsfall stärker in den Fokus.

Der Grund für den begrenzten Bedarf an Stromspeichern in der Vergangenheit war die umfangreiche Nutzung fossiler Energieträger zur Stromproduktion. Schwankungen der Stromnachfrage wurden mittels steuerbarer fossiler Kraftwerkskapazitäten gedeckt. Der Energiespeicher, der die flexible Stromproduktion ermöglichte, war den Kraftwerken vorgelagert, z.B. in Form von Kohlehalden an den Steinkohlekraftwerken oder als Erdgasspeicherkapazitäten für Gasturbinen- und Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke).

Für den stabilen Betrieb des Stromnetzes müssen sich Stromangebot und -nachfrage zu jedem Zeitpunkt ausgleichen. Um dies zu gewährleisten, müssen diese sich zu einem gewissen Anteil flexibel steuern lassen. In diesem Zusammenhang wird oft von Flexibilität im Stromsystem gesprochen. Mit dem fortschreitenden Wechsel der Stromerzeugungskapazitäten von flexiblen fossilen Kraftwerken auf wetter- bzw. dargebotsabhängige erneuerbare Kraftwerke (z.B. Windkraft, Photovoltaik) entfällt zunehmend die konventionelle Flexibilität auf der Erzeugungsseite. Um einen stabilen Betrieb weiterhin sicherzustellen, werden neue Flexibilitätsoptionen in den Markt eingeführt. Neben neuen Flexibilitäten auf Verbrauchsseite (z.B. gesteuertes Laden von Elektroautos) und mit erneuerbaren Gasen betriebene, steuerbare Kraftwerke, stellen Stromspeicher eine weitere Flexibilitätsoption dar, deren Relevanz in den kommenden Jahren stetig wachsen wird.

Die folgende Abb. 6 zeigt die in ausgewählten Studien genannten Speicherleistungen in Gigawatt (teilweise wurden Speicherkapazitäten in Speicherleistungen umgerechnet). Abhängig von den in den Studien verfügbaren Detailgraden, lassen sich die Speicher teilweise in Pumpspeicher, Großspeicher (ohne Pumpspeicher), Klein- bzw. Heimspeicher oder mobile Speicher (Vehicle to Grid, V2G) einteilen. Teilweise ist eine Einteilung nicht möglich. Insgesamt werden nur begrenzt Daten und Details zum Bedarf von Stromspeichern in den Studien genannt. Für die Betrachtung der Naturschutzbelange im Rahmen dieser Studie sind vor allem Pump- und sonstige Großspeicher von Relevanz.

Auffällig ist die hohe Bandbreite der Speicherbedarfe der einzelnen Studien und Szenarien. So verbleiben z.B. die Speicherbedarfe in (FhG ISI et al., 2024) im Hauptszenario „Strom*“ und im Szenario „PV+“ bis inklusive 2045 auf einem Niveau von unter 25 GW, während im Szenario „Dezentral“ oder auch im Netzentwicklungsplan (NEP, 2023) für alle Szenarien deutlich höhere Speicherbedarfe von über 150 GW im Jahr ausgewiesen werden. Die in (FhG ISI et al., 2024) ausgewiesenen Speicherbedarfe sind das Resultat einer ökonomischen Optimierung im verwendeten Energiesystemmodell. Die dort hinterlegten Speicherkosten werden teilweise als zu konservativ, die resultierenden Speicherbedarfe daher als zu gering angesehen (PV Think Tank, 2023). Weiterhin haben beispielsweise Annahmen zum Stromnetzausbau auf Ebene des Verteil- und des Übertragungsnetzes, Kapazitäten der Netzkuppelstellen ins benachbarte Ausland sowie die Verfügbarkeit sonstiger Flexibilitäten im Stromnetz, z.B. Demand-Side Management-Potenziale, einen Einfluss auf die im Stromsystem benötigten Energiespeicher.

Die betrachteten Studien sehen keinen weiteren Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken über die bereits in Bau und Planung befindlichen Projekte vor. Entsprechend steigt die installierte Leistung lediglich, und das bereits kurzfristig, von heute 9,8 auf 12,2 GW an, inklusive der Anlagen in Österreich und Luxemburg mit Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz. Die installierte Leistung auf deutschem Territorium steigert sich von heute 4,9 GW auf 7,3 GW.

Aktuell gibt es eine steigende Dynamik beim Ausbau von Batteriegroßspeichern. Während in den zurückliegenden Jahren vor allem hohe kumulierte Kapazitäten und Stückzahlen im Bereich von kleinen Heimspeichern ans Stromnetz angeschlossen wurden, werden nun auch vermehrt mittlere (Gewerbe- und Quartierspeicher) und insbesondere große Batteriespeicher relevant. Zwischen 2022 und 2025 hat sich die installierte Leistung in großen Stromspeichern auf ca. 2 GW fast vervierfacht. (ECOSTOR, 2025) (RWTH, 2024)

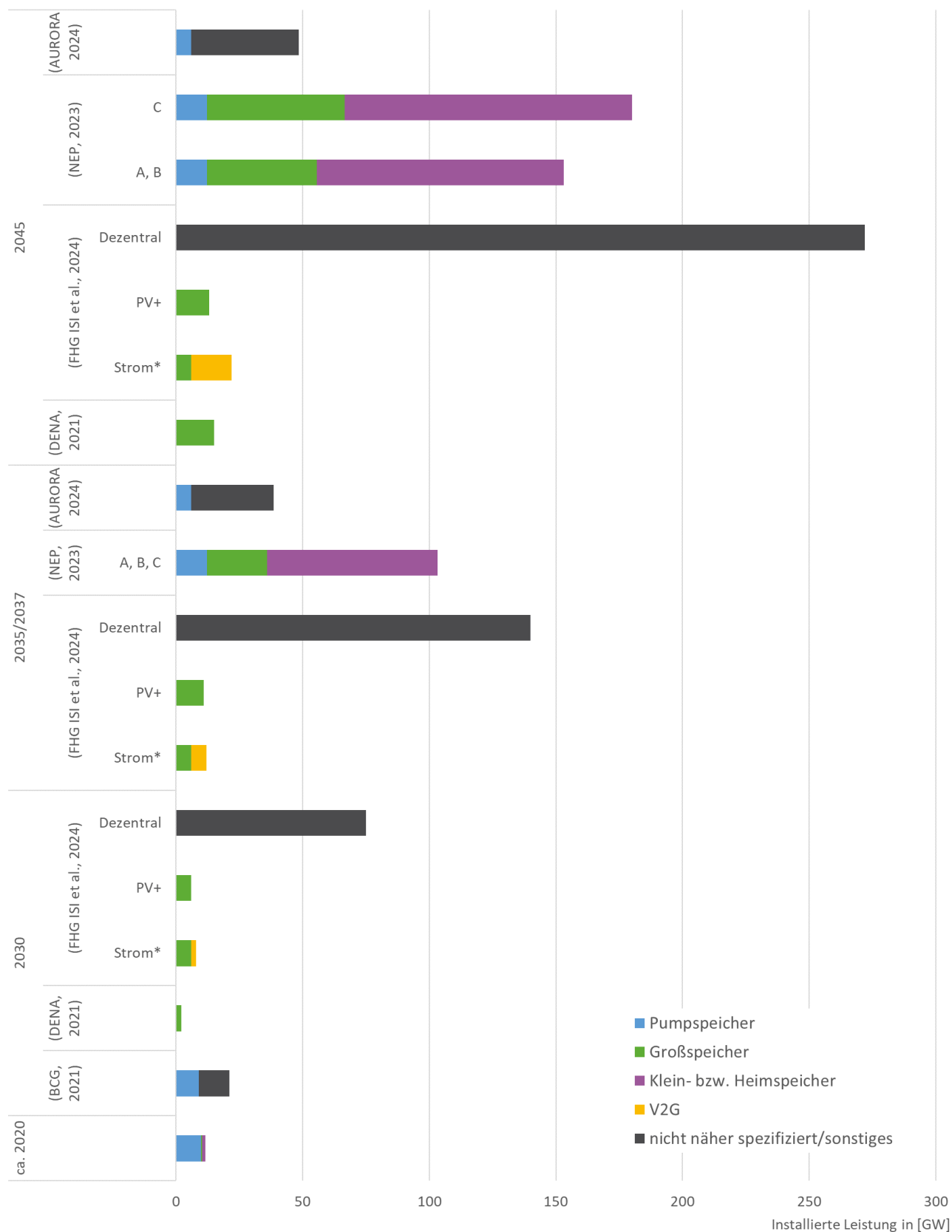


Abb. 6: Installierte Batteriespeicherleistung nach Studienszenario und Jahr; V2G = Vehicle to Grid (Stromrückspeisung aus Batteriefahrzeugen in das Stromnetz)

Tab. 3: Abgeleitetes Mengengerüst für Pump- und Großspeicher

Speichertechnologie		Installierte Speicherleistung und -kapazität			
		2025 (Ist)	2030	2035/2037	2045
Pumpspeicher (netztechnisch*)	GW	9,8	11	12,2	12,2
... davon auf dt. Staatsgebiet**	GW	4,9	6,1	7,3	7,3
Großspeicher***	GW	2****	12	25	50
	GWh	4	24	50	100

* Inkl. Anlagen in Luxemburg (1,3 GW) und Österreich (3,6 GW) mit Einspeisung ins deutsche Übertragungsnetz; über die bereits in Bau und Planung befindlichen Projekte wird von keinem weiteren Ausbau ausgegangen (NEP, 2023)

** In Deutschland installierte Leistung

*** Das Verhältnis von Leistung zu Kapazität wurde bei Großspeichern mit 1:2 angesetzt (NEP, 2023)

**** (ECOSTOR, 2025) auf Basis des Marktstammdatenregisters

Zentrale **Großwärmespeicher**, z.B. in Nah- und Fernwärmenetzen, spielen bisher nur eine geringe Rolle. Sie werden zum Teil aber unter anderem in Verbindung mit Power-to-Heat-Anlagen umgesetzt. Die künftige Nutzung solcher Wärmespeicher wird nur vereinzelt in den Systemstudien kommuniziert. In den Langfristszenarien (FhG ISI et al., 2024) wird eine starke Zunahme der installierten Speicherkapazität von rund 30 GWh im Jahr 2025 auf gut 600 GWh im Jahr 2045 (Hauptszenario: T45-Strom*) ermittelt. In anderen Szenarien der Studie liegt die langfristige Kapazität niedriger, z.B. im Bereich von rund 300 oder 400 GWh.

Tab. 4: Mengengerüst für große Wärmespeicher (FhG ISI et al., 2024) (T45-Strom*)

Speichertechnologie		Installierte Speicherleistung und -kapazität		
		2030	2035	2045
Wärmespeicher (groß)	GWh	164	178	636

Quellen: (FhG ISI et al., 2024), (T45-Strom*)

H₂-Untergrundspeicher werden als vielversprechende Option zur saisonalen Speicherung großer Energiemengen gesehen. Der eingelagerte Wasserstoff kann einerseits zur Versorgung von Kraftwerken zur Stromerzeugung (gesicherte Leistung) genutzt werden, andererseits als Speicher zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Wasserstoff als Rohstoff (z.B. für die chemische Industrie). Die Langfristszenarien (FhG ISI et al., 2024) gehen von einer benötigten installierten Speicherkapazität von 71 bis 92 TWh aus. Davon entfallen bis zu 31 TWh der Kapazität auf bestehende, derzeit noch zur Erdgasspeicherung verwendete Kavernen. Die Studie analysiert zusätzlich ein Szenario, das die H₂-Untergrundspeicherung auf diese bestehenden Kapazitäten begrenzt. Das EU-Projekt HyStories, welches sich im Detail dem Thema der H₂-Untergrundspeicherung in Europa widmet, ermittelt für Deutschland eine szenario-abhängige benötigte Speicherkapazität zwischen rund fünf und bis 25 TWh im Jahr 2040 und zwischen

35 bis 66 TWh im Jahr 2050 (Michalski & Kutz, 2022). Die Marktabfrage und Analyse der Initiative Energien Speichern (INES, 2025) kommt im Vergleich zu den Langfristszenarien ebenfalls auf deutlich geringere langfristige Speicherbedarfe von 26 bis 34 TWh im Jahr 2040 und 32 bis 43 TWh im Jahr 2045. Die geringeren Speicherbedarfe werden durch weniger extreme Annahmen bei den Einspeiseprofilen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erklärt.

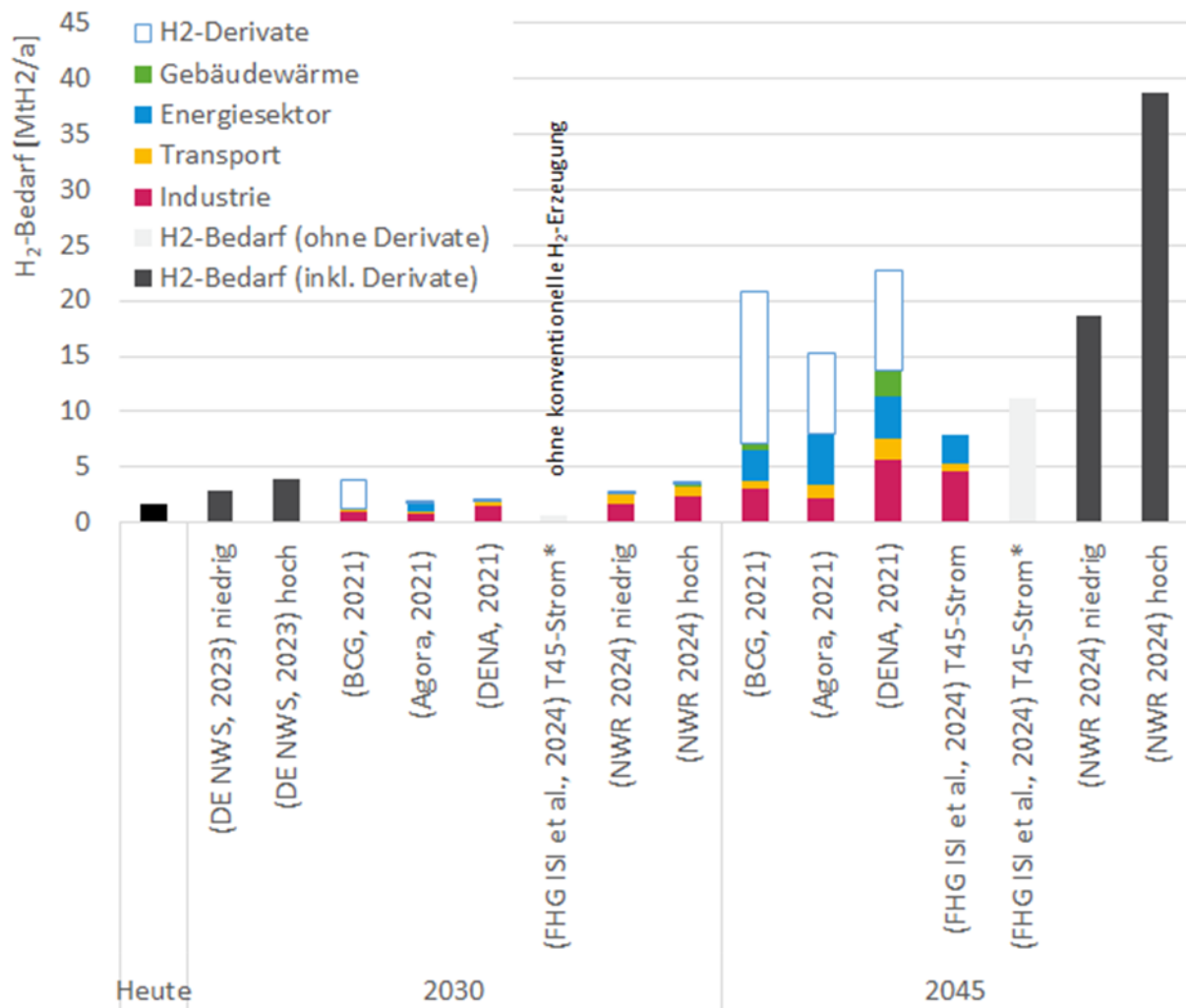
Tab. 5: Abgeschätztes Mengengerüst H₂-Untergrundspeicher

		Installierte Kapazität (TWh _{H2})		
		2035	2040	2045
H ₂ -Untergrund-speicher	Gesamt	10	50	70
	Möglicherweise durch Umwidmung		20	30

Quellen: (FhG ISI et al., 2024), (Michalski & Kutz, 2022) und (BMWK, 2025b)

3.2 Wasserstofftechnologien

Wasserstoff als Rohstoff und Energieträger der Zukunft ist in den letzten Jahren immer stärker in den Blickpunkt von Industrie und Politik getreten. Die **potenziellen H₂-Nutzungen**, z.B. als Rohstoff für die chemische Industrie, als Reduktionsmittel bei der Primärstahlerzeugung, als Kraftstoff für Fahr- und Flugzeuge, zur Erzeugung von Prozesswärme oder als Energieträger zur Bereitstellung von gesicherter Leistung im Stromsystem, sind vielseitig. In welchen Bereichen Wasserstoff zukünftig wie stark eingesetzt wird, wird deutlich unterschiedlich eingeschätzt. Insgesamt wird aber von einem deutlichen Anstieg von heute ca. 1,7 Mt/a auf langfristig ca. 8 bis 14 Mt/a (zuzüglich H₂-Derivaten) ausgegangen (siehe Abb. 7).

Abb. 7: H₂-Bedarfe nach Studie und Jahr

Zur **Deckung der H₂-Bedarfe** wird in Studien und politischen Diskussionen (z.B. (BMWK, 2023)) in der Regel von einem hohen Anteil an H₂-Importen ausgegangen. Die Importquoten liegen üblicherweise im Bereich von ca. 50 bis 70 %. Das bedeutet, dass tendenziell davon ausgegangen wird, dass ein kleinerer Anteil des künftig benötigten Wasserstoffs in Deutschland selbst produziert wird. Hier wird langfristig vor allem auf die Elektrolyse von Wasser als Produktionsprozess gesetzt. Die erforderliche installierte Leistung an Elektrolyseanlagen ist dabei, neben dem H₂-Bedarf und der Importquote, vor allem auch von der durchschnittlichen Anlagenauslastung abhängig.

Die Entwicklung der in Deutschland installierten **Elektrolyseleistung** ist für ausgewählte Studien und Szenarien in Abb. 8 dargestellt und liegt langfristig in einem Bereich von ca. 25 bis 80 GW.

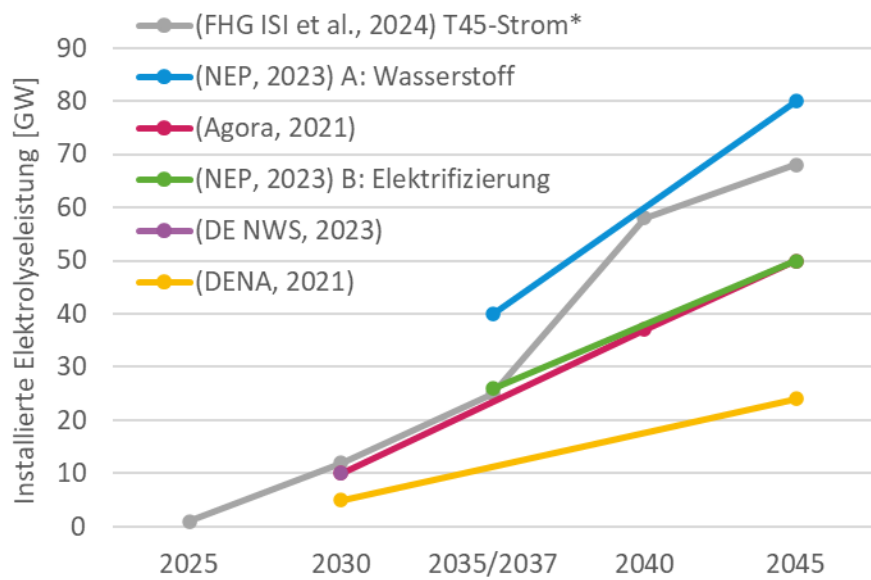


Abb. 8: Entwicklung der Elektrolyseleistung in Deutschland für verschiedene Studien und Szenarien

Die Installation der Elektrolyseleistung erfolgt nicht nach einer homogenen Verteilung innerhalb Deutschlands, sondern korreliert insbesondere mit dem Ausbau von Windenergie. Entsprechend wird in Studien oft ein starker Ausbau der Elektrolyseleistung in Norddeutschland gesehen (TransHyDE, 2024; FhG ISI et al., 2024) .

Tab. 6: Abgeleitetes Mengengerüst für Elektrolyseure in Deutschland auf Basis der durchgeführten Literatursauswertung (siehe Abb. 8)

		Installierte Leistung (GW _{el})			
		2024	2030	2035/2037	2045
Elektrolyse	Niedrig	< 1	5	10	25
	Hoch	< 1	12	40	80

Der politisch für 2030 gesetzte Zielwert liegt bei 10 GW_{el} (BMWK, 2023)

Der **Strombedarf zur Erzeugung und zur Bereitstellung des Wasserstoffs** an den Endverbraucher setzt sich zum einen aus dem Strombedarf für die Elektrolyse und zum anderen aus den Strombedarfen z.B. zur Speicherung, zur Reinigung, zum Transport, zur Distribution und zur Konditionierung des Wasserstoffs zusammen. Mit grob 50 kWh Strom pro Kilogramm Wasserstoff macht der Strombedarf für die H₂-Erzeugung per Elektrolyse jedoch den überwiegenden Teil des Strombedarfs aus. Weitere Strombedarfe liegen, abhängig von der genauen Umsetzung und den Randbedingungen bei ca. 0,6 bis 4 kWh_{el}/kg_{H₂} für die Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in eine Transportpipeline, bei ca. 0,5 bis 1 kWh_{el}/kg_{H₂} für die Einspeicherung in einen Untergrundspeicher, bei ca. 7,5 bis 12 kWh_{el}/kg_{H₂} für die Verflüssigung oder bei weniger als 1 kWh_{el}/kg_{H₂} für die Wasserversorgung der Elektrolyse via Meerwasserentsalzung. Wie relevant die künftigen Strombedarfe werden, lässt sich auf Basis der Szenarienauswertung nicht bestimmen. Es ist zu beachten, dass die zusätzlichen Strombedarfe, z.B. für Speicherung,

Transport und Konditionierung nicht für die gesamte Wasserstoffmenge, sondern jeweils nur für eine Teilmenge erforderlich sind. Dies gilt auch für einen Teil der importierten H₂-Mengen.

Der Strombedarf für die inländische H₂-Erzeugung per Elektrolyse sollte den weit überwiegenden Anteil des Strombedarfs für die H₂-Wirtschaft in Deutschland abdecken. Die meisten Szenarien gehen langfristig von einer inländischen Wasserstoffproduktion in einer Bandbreite von ca. 3 bis 5 Mt_{H₂}/a aus. Die hierfür erforderliche Strommenge kann mit etwa 150 bis 250 TWh_{el}/a abgeschätzt werden. Um diese Strommengen mit zusätzlichen Windenergie- und PV-Anlagen zu erzeugen, sind die in Tab. 7 gelisteten Leistungen erforderlich. Die Aufteilung auf PV- und Windenergieanlagen entspricht dabei dem Mittel der Technologieaufteilung der ausgewerteten Studien. Diese Werte dienen als Abschätzung. In der Realität ist eine direkte Zuteilung von erneuerbaren Energieanlagen und Elektrolyse oft nicht möglich. Aufgrund fehlender Netzkapazitäten abgeregelte EE-Strommengen können künftig teilweise in Elektrolyseanlagen genutzt werden und damit den erforderlichen EE-Zubau zur Wasserstoffproduktion geringfügig reduzieren. Basierend auf den heutigen Mengen — 2022 wurde ca. 8 TWh abgeregelt (Deutscher Bundestag, 2023) —, dem Netzausbau sowie der für Elektrolyse ungünstigen Leistungsverteilung der Überschüsse, ist der Beitrag allerdings als gering einzuschätzen.

Tab. 7: Eigene Abschätzung der erforderlichen Leistung an zusätzlichen Windenergie- und PV-Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse in Deutschland

H ₂ aus nationaler Elektrolyse			Installierte Leistung (GW _{el})			
			2030	2035	2045	
Zusätzliche Leistung Erneuerbare Energien	Niedrig (3 Mt/a)	PV	10	21	53	
		Wind (onshore)	5	10	23	
		Wind (offshore)	2	4	10	
		Gesamt:	17	25	83	
	Hoch (5 Mt/a)	PV	13	44	88	
		Wind (onshore)	7	21	36	
		Wind (offshore)	2	8	16	
		Gesamt:	22	73	140	
	Künftige Aufteilung fluktuierender Stromerzeugung aus Studienauswertung: PV 25-39 %, Wind onshore: 34-50 %, Wind offshore: 18-30 % jeweils bezogen auf die Energiemenge aus fluktuierender Erzeugung (PV & Wind)					

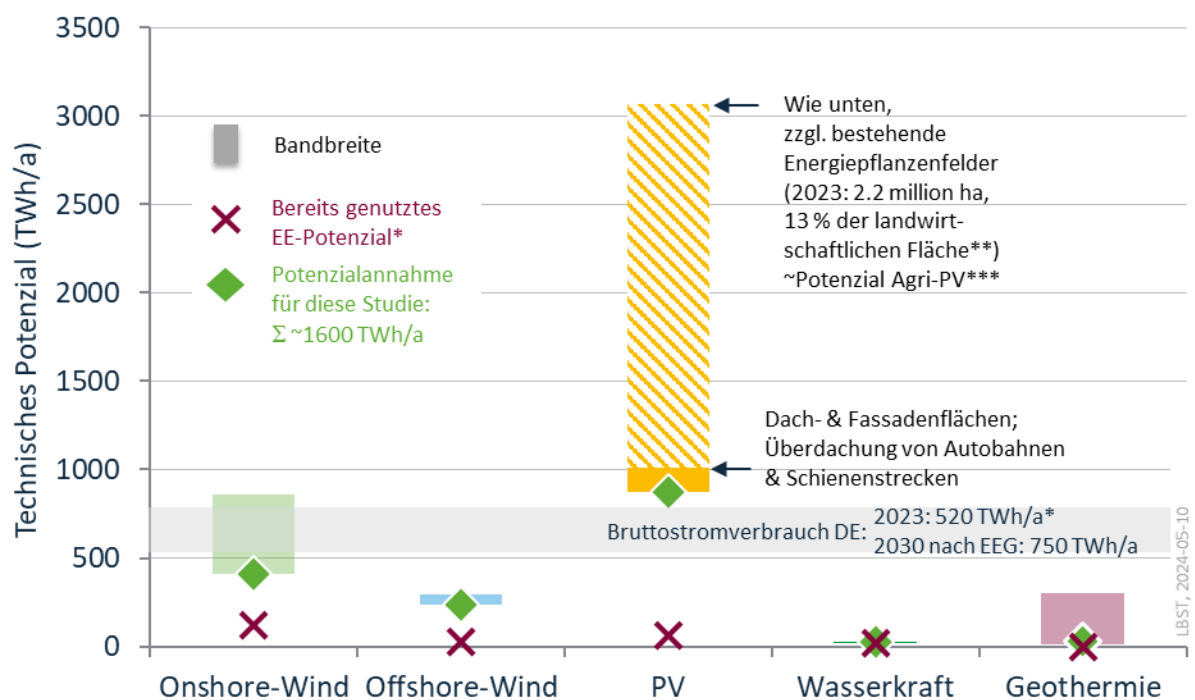
Exkurs: Technische Potenziale zur Erzeugung von erneuerbarem Strom in Deutschland

Um die Strombedarfe für die H₂-Produktion in Deutschland in den Kontext zu stellen, sind auf Basis von Literaturaussagen sowie eigenen Berechnungen in Abb. 9 die Bandbreiten der technischen **Stromerzeugungspotenziale** aus Wind und Solar in Deutschland zusammengefasst. Die Bandbreiten basieren auf unterschiedlichen Annahmen bezüglich Anlagen-Wirkungsgraden, Methoden zur Ermittlung technisch geeigneter Flächen sowie von Ausschlussflächen (u. a. aufgrund ökologischer Restriktionen).

Allein das Potenzial für Photovoltaikanlagen auf Dach- und Fassadenflächen liegt zwischen 550 und 670 TWh/a (Agora Energiewende, 2023; Wirth, 2022). Inklusive Photovoltaikanlagen auf Parkplätzen, Lärmschutzwänden, auf Dachflächen, über Autobahnen und Schienenwegen ergibt sich ein Stromerzeugungspotenzial von etwa 900 bis 1.000 TWh/a. Durch Photovoltaik-

anlagen auf Freiflächen (Freiflächen-PV sowie Agri-PV, siehe gelb-schraffierte Fläche im Sinne einer Sensitivitätsanalyse) steigt das Stromerzeugungspotenzial weitere 2000 TWh/a an. Im Falle von Agri-PV erfolgt dies auf Flächen, die bereits landwirtschaftlich genutzt werden; wo bislang Ackerflächen für den Anbau von Energiepflanzen (z.B. Energiemais) genutzt wurden, kann Freiflächen-PV die ökologische Situation durch z.B. Blühgrasmischungen und ggf. Kleintierbeweidung verbessern. Ein rein hypothetisches Beispiel zur Veranschaulichung der großen Solarpotenziale in Deutschland: Würde man die heute bestehenden Energiepflanzenfelder im Sinne eines ‚Fruchtwechsels‘ auf Freiflächen-PV umstellen, dann entspräche das rechnerisch mehr als der dreifachen Strommenge, die derzeit in Deutschland verbraucht wird.

Nach dem erneuerbaren Energien-Gesetz (EEG) sollen langfristig 70 GW offshore installierte Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee installiert werden, die etwa 240 TWh/a erzeugen können. Das EE-Ziel für die Windenergie an Land beträgt 160 GW, was einer Stromerzeugung von mehr als 320 TWh/a entspricht.



Daten: (Agora Energiewende, 2023), (Peters, et al., 2015), (Kigle, Jetter, Ebner, & Schmid, 2022), (Wirth, 2022), (Fraunhofer IWES, 2022), (Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, 2022), (Paschen, Oertel, & Grünwald, 2003)

* Daten für 2023: Stand 02/2024 (AGEB, 2024); ** (FNR, 2024); *** (Fraunhofer ISE, 2024): 1/3 der Ackerflächen ohne Energiemais und 100 % der Dauerkulturen

Abb. 9: Technisches Potenzial erneuerbarer Energien in Deutschland

Als Fazit lässt sich sagen, dass die heimischen EE-Stromerzeugungspotenziale aus Wind und Solar mindestens ein 3-faches gegenüber dem heutigen Stromverbrauch darstellen. Sie reichen rein rechnerisch aus, auch steigende Stromverbräuche mit heimischem erneuerbarem Strom abzudecken.¹ Laut EEG wird für 2030 ein Stromverbrauch von 750 TWh/a erwartet.

Der nationale und pan-europäische **Transport von Wasserstoff** soll künftig zu großen Teilen per Pipeline stattfinden. Hierzu soll, nach Plänen der heutigen Gasnetzbetreiber, bis 2050 ein sukzessiv wachsendes europäisches Pipelinennetz, das sogenannte „European Hydrogen Backbone“ (EHB), entstehen. Eine erste Ausbaustufe in Deutschland, das sogenannte „Wasserstoff-Kernnetz“, soll bis ca. 2032 entstehen und eine Länge von etwa 9.700 km aufweisen. Dieses soll zu ca. 60 % aus bestehenden Erdgasfernleitungen entstehen, die zum Transport von Wasserstoff umgerüstet werden (FNB Gas, 2023). In (EHB, 2022) wird langfristig eine Gesamtlänge für Deutschland von 13.300 km genannt, wovon ca. 11.000 km aus umgewidmeten Erdgasleitungen besteht (ca. 80 %). Diese Zahl ist gegenüber aktuellen Planungen evtl. veraltet. Einen etwas geringeren Bedarf an H₂-Pipelines ermitteln die Langfristszenarien (FhG ISI et al., 2024) mit ca. 7.000 km im Jahr 2030 und 7.600 km im Jahr 2045. Der Umwidmungsanteil wird hier langfristig auf ca. 90 % geschätzt. Die Anzahl der erforderlichen Verdichterstationen wird für 2045 mit 19 Stück angegeben.

Tab. 8: Mengengerüst H₂-Ferngasleitungen

		Installierte Länge (km)		
		2030	2032	2045
Ferngas- leitungen	Neubau	2.500	3.900 (+234 MW Verdichter)	
	Gesamtlänge	6.200	9.700	

Quelle: (FNB Gas, 2023)

Durch die Nutzung von (gespeichertem) **Wasserstoff in Gaskraftwerken** kann dem Stromsystem gesicherte Leistung bereitgestellt werden. Dies ist besonders in längeren Phasen mit zu geringer EE-Stromerzeugung von Bedeutung. Die im Energiesystem erforderliche Menge an gesicherter Leistung aus H₂-betriebenen Gaskraftwerken hängt von diversen Faktoren ab. Zu diesen Faktoren zählen beispielsweise die Höhe der unflexiblen Stromnachfrage sowie die durch andere Technologien bereitgestellte gesicherte Leistung im In- und Ausland.

¹ Zum Beispiel für Informationstechnologien (Clouddienste, Streaming, etc.), Wärmeerzeugung, Elektromobilität (direkt für Batteriefahrzeuge, indirekt als Power-to-Fuel) sowie Defossilisierung und Elektrifizierung von Industrieprozessen (Prozesswärme, „grüner Stahl“, Power-to-Chemicals, etc.)

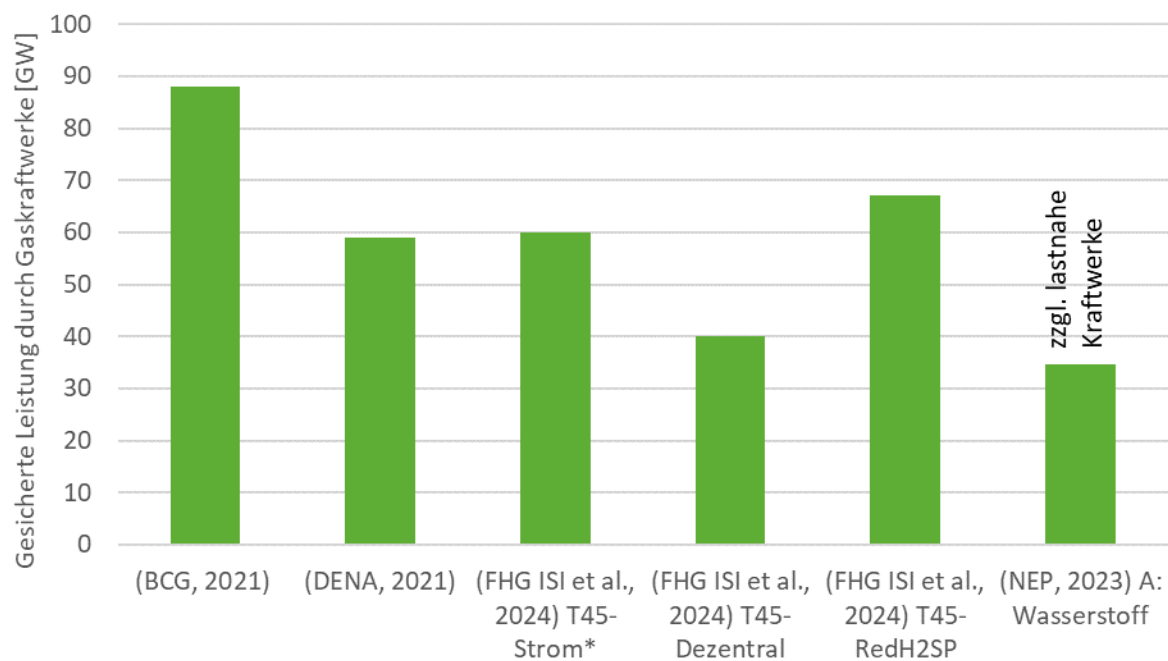


Abb. 10: Gesicherte Leistung aus Gaskraftwerken im Jahr 2045 für verschiedene Studien und Jahre

In den betrachteten Szenarien liegt die im Jahr 2045 erforderliche gesicherte Leistung, die durch (vor allem mit Wasserstoff betriebene) Gaskraftwerke bereitgestellt wird, zwischen 40 und knapp 90 GW. Es ist davon auszugehen, dass diese Leistung vor allem an Standorten bestehender Kraftwerke bereitgestellt wird, da dort bereits die erforderliche Strom- und/oder Gasinfrastruktur zur Verfügung steht.

4 Politische Strategien, regulatorische Grundlagen, Fördermaßnahmen und weitere Steuerungselemente für den Ausbau von Speichertechnologien

Dieses Kapitel umfasst das Arbeitspaket 3, welches sich an die Arbeiten aus den beiden vorherigen anschließt und den Zusammenhang zwischen den als relevant erachteten Speichertechnologien (AP1), den Bedarfen (AP2) und die zu ihrer Förderung und Umsetzung politischen Strategien und den Rechtsrahmen herstellt (siehe dazu auch die Übersicht in Abb. 1). Dabei wird, beginnend mit den politischen Strategien, die die Thematik berühren, eine Übersicht über die jeweiligen Richtungsziele und deren mögliche Wechselbeziehung herausgearbeitet.

Mittels Interviews mit Ansprechpersonen aus Unternehmen, Betreibern, Planern und Verbänden werden Erfahrungswerte aus der Praxis zu Umsetzungshemmnissen und Widersprüchen zu politischen Zielen und Gesetzeslagen einbezogen.

4.1 Auswahl an Referenzwerken und Vorgehensweise der Auswertung

In Tab. 9 sind die im Folgenden genauer betrachteten Referenzwerke zusammengestellt, differenziert nach politischen Strategien, Rechtsgrundlagen und ausgewählten Fördermaßnahmen.

Die Analyse und Auswertung erfolgt insbesondere anhand der Leitfragen:

- 1.** Welche Bezugspunkte bestehen zu Energiespeichern?
- 2.** Lassen sich daraus Folgen für den Naturschutz erschließen?

Hierzu werden die diesbezüglich wesentlichen Inhalte bzw. inhaltlichen Bezugspunkte der Dokumente extrahiert und zusammengefasst. Einige der Dokumente werden im Sinne des Projektziels als besonders relevant erachtet und daher vertieft analysiert. Dazu zählt z.B. die Stromspeicher-Strategie des BMWK (12/2023) – mit ihrem Schwerpunkt auf Kurzzeitspeicher (Batterien) oder die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS), in ihrer Aktualisierung bzw. Fortschreibung von 07/2023. Unter den Regelwerken ist v. a die EU-Erneuerbare Energien-Richtlinie (kurz RED III in der letzten Neufassung vom 11.07.2025) zu nennen, mit der die Einführung von Beschleunigungsgebieten für den Ausbau von erneuerbaren Energien wie auch Energiespeichern verbunden ist.

Tab. 9: Auswahl an politischen Strategien, Rechtsgrundlagen und Fördermaßnahmen zur Analyse und Auswertung

Politische Strategien: :	Rechtsgrundlagen:	Fördermaßnahmen:
• Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) • Stromspeicher-Strategie des BMWK (12/2023) • Kraftwerksstrategie der Bundesregierung (02/2024) • Photovoltaik-Strategie des BMWK • EU-Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa • Stellungnahmen des Nationalen Wasserstoffrates (NWR) • European Clean Hydrogen Alliance • Innovationspakt „Klimaschutz in der Industrie“ • Speicher für die Energiewende., Entwurf des BMWK	• Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) • EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) • REPowerEU • Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) §§ 28ff, §112), generell die Novellierung 2023 • Erneuerbare Energien Verordnung (EEV) §§12 • Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien u. weitere Maßnahmen im Stromsektor (07 2022) • EU-WiederherstellungsVO	• Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) • KfW Programm „Erneuerbare Energien – Standard (Kredit 270)“ • Innovationsförderung des EEG • Länderprogramm BaWü Förderung netzdienlicher PV-Batteriespeicher auch gewerblich; • Fortschreibung durch Programm "Wohnen in Zukunft" • Länderprogramm Bayern: 10.000 Häuser / EnergieBonusBayern • Fortschreibung durch Förderbank Bayern • Länderprogramm NRW „Förderinstrumente für die Energiewende" • kommunales Förderprogramm Stadt München (Li-Ionen-, Salz-batterien), • Richtlinie des Landes Schleswig-Holstein für die Gewährung von Zuwendungen zur Förderung von Stromspeichern • Klimaschutz-Förderrichtlinie Stromspeicher Mecklenburg-Vorpommern • Berliner Programm SolarPLUS • Diverse kommunale Förderprogramme

Zusammenstellung ifeu

4.1.1 Analyse der Referenzwerke Politische Strategien

Im Folgenden werden von der Bundesregierung bzw. von Bundesministerien ausgearbeitete Strategien vorgestellt und ausgewertet nach ihren zentralen Elementen, ihren Bezugspunkten zu Energiespeichern sowie dazu, welche Bezüge und Rückschlüsse sich für den Naturschutz daraus erschließen lassen. Der Reihenfolge nach werden zunächst strombezogene Strategien beschrieben, im Anschluss Wasserstoff und schließlich Wärme. Dabei ist zu beachten, dass sich diese Abgrenzung nicht überall sauber ziehen lässt (zumal elektrolytisch hergestellter Wasserstoff grundsätzlich als Speicher von Strom anzusehen ist) und manche Strategien noch nicht in einer final beschlossenen Form vorliegen.

4.1.1.1 Stromspeicherstrategie

Mit dieser im Dezember 2023 beschlossenen Strategie zielt die Bundesregierung darauf, den Ausbau und die Integration von Stromspeichern in das deutsche Stromsystem zu fördern und so die Energiewende voranzutreiben. Ziel ist es, den steigenden Anteil der oft schwankend produzierten erneuerbaren Energien durch flexible Stromspeicher auszugleichen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten (BMWK, 2023d).

Zentrale Elemente der Stromspeicherstrategie

Ziel der Strategie ist die Unterstützung des Hochlaufs von Stromspeichern und eine optimale Integration der Stromspeicher als Kurzzeitspeicher in das Stromsystem. Sie stellt die von Seiten des BMWK beabsichtigten Aktivitäten im Bereich der Stromspeicher dar, die teilweise bereits in Umsetzung sind oder umgesetzt werden sollen. Dies gilt v.a. für die Bereiche, in denen das BMWK selbst federführend ist. Darüber hinaus formuliert das Papier die Position des Ministeriums, um eine Debatte mit allen Beteiligten anzustoßen.

Das Papier gliedert sich in konkrete Handlungsfelder, wie z. B. eine Hemmnisanalyse, die Einordnung von Stromspeichern in den Kontext des EEG, sowie die Folgen für Netzentgelte oder Baukostenzuschüsse und Netzanschlusskostenbeiträge.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Da dem Stromsektor eine Schlüsselrolle auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität bis 2045 zukommt, stellt das Papier klar, dass mit dem noch notwendigen erheblichen Zubau von EE-Stromanlagen auch der Bedarf an Energiespeichern entsprechend wächst. Es wird für das Jahr 2030 ein Bedarf an 600 TWh grünem Strom gesehen – was sich aus dem Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen (siehe hierzu auch Kapitel 4.1.2.1) ableitet und was wiederum einen Gesamtbedarf von 750 TWh in 2030 voraussetzt. Nach den Langfristszenarien ist dieses Ziel erreichbar (Frömel, et al., 2024), wenngleich im Jahr 2024 erst von ca. 500 TWh Gesamtbruttostrom 284 TWh EE-Strom erzeugt wurde (das sind knapp 57 %) (UBA, 2025b). Der weitere Ausbau von Wind und PV wird in jedem Fall eine Steigerung der Flexibilität im Energiesystem erfordern.

Die Ist-Analyse des Papiers zur Anzahl, installierten Leistung und Speicherkapazität der Stromspeicher bezieht sich auf Zahlen aus dem Marktstammdatenregister der BNetzA. Somit korrespondieren die Zahlen mit den Erhebungen dieser Studie (siehe Kapitel 3.1). Die insgesamt 24 GWh in 2023 folgten einer Verdreifachung der installierten Kapazität seit 2021. Der größte Anteil fällt dabei mit Abstand auf Heimspeicher. Auch bestehen Pläne zum weiteren Ausbau von Pumpspeicherwerken (PSW), teilweise zum Ausbau bestehender Anlagen, teilweise zum

Neubau². Das Papier spricht die Hemmnisse bei Errichtung und Betrieb solcher Anlagen an und will diese Hemmnisse im Dialog mit der Branche erörtern. Das BMWK setzt dabei darauf, dass PSW auch künftig ihren Beitrag im Stromsystem leisten.

Die vorhandene Wirtschaftlichkeit von Stromspeichern sieht das Papier mit dem beobachtbaren Hochlauf bestätigt. Dieser hat sich marktgetrieben und praktisch ohne direkte Investitionsförderung finanziert. Auch wird ein weiterer Rückgang der Preise für Batterien erwartet.

Was den Rechtsrahmen angeht, so weist das BMWK in dem Papier auf die Verbesserungen durch bereits erfolgte Novellen hin – vor allem bezüglich Netzentgelten und Umlagen sowie der Aufnahme von Stromspeichern in das EEG mit Förderanspruch.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Es erfolgt keine direkte Adressierung von Naturschutz in der Stromspeicherstrategie. Indirekte Bezüge bestehen in dem Hinweis, dass mit dem Gesetz zur Änderung des Raumordnungsgesetzes und anderer Vorschriften (ROGÄndG) das überragende öffentliche Interesse für die Errichtung von Stromspeicheranlagen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgeschrieben wurde (siehe auch Kapitel 4.1.2.5). Damit werden Stromspeicherprojekte im Rahmen von Genehmigungsverfahren als privilegiert eingestuft.³

Weitere Naturschutzbezüge finden sich in Handlungsfeld 3.6 des Papiers, wonach von Speichern weniger einschneidende Eingriffe in das Landschaftsbild erwartet werden als durch die EE-Projekte selbst. Außerdem wird eine Verkürzung bzw. Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für Pumpspeicherwerke (PSW) und andere Großspeicher gefordert (Handlungsfeld 3.7).

Nach Einschätzung der Autor*innen sind im Übrigen direkte Folgen durch den Ausbau von Speichersystemen zu erwarten, die Fläche benötigen, was ggf. zu erheblicher Landnutzungsänderung führen kann.

4.1.1.2 Kraftwerksstrategie der Bundesregierung

Hiermit will die Bundesregierung den Neubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerke voranbringen und Anreize für entsprechende Investitionen setzen. Hintergrund ist die Annahme, dass diese Art Kraftwerke für die Abdeckung von Versorgungsengpässen und die Versorgungssicherheit mit Strom erforderlich sein werden. Die Speicherfrage ist dabei zum einen durch den Speicher Wasserstoff adressiert, der für den Einsatz in diesen Kraftwerken dort entsprechende Speichereinrichtungen bedarf. Zum anderen dient diese Art Kraftwerke wie Stromspeicher dem Zweck der Netzstabilität. Sie konkurrieren in gewisser Weise miteinander.

² z.B. durch Vattenfall in Saalfeld, Thüringen; <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2025/pumpspeicher-projekt-in-thuringen-erhalt-grunes-licht-fur-weitere-planung> z.B. durch Vattenfall in Saalfeld, Thüringen; <https://group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2025/pumpspeicher-projekt-in-thuringen-erhalt-grunes-licht-fur-weitere-planung>

³ Ein privilegiertes Bauvorhaben bedeutet Zulässigkeit im Außenbereich, d.h. auf Flächen, für die kein qualifizierter Bebauungsplan besteht und die außerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile liegen – sofern keine anderen öffentlichen Belange entgegenstehen. Für nicht privilegierte Bauvorhaben gilt der Grundsatz gemäß § 35 Baugesetzbuch (BauGB), dass der Außenbereich vor baulicher oder sonstiger Inanspruchnahme zum Beispiel durch Freizeitnutzungen und damit allgemein vor Zersiedelung geschützt werden soll.

Die Kraftwerksstrategie liegt zum jetzigen Zeitpunkt der Bearbeitung im Vorhaben (18.12.2024)⁴ nur in Form der Einigung seitens Bundeskanzler, Wirtschaftsminister und Finanzminister über die wesentlichen Elemente einer Kraftwerksstrategie sowie Festlegungen zu weiteren Vorhaben mit der am 05.02.2024 veröffentlichten Gemeinsamen Pressemitteilung vor (BMWK, 2024a). Dabei geht es vor allem darum, auch dann genügend Strom zu produzieren, wenn wenig Sonnen- und Windenergie zur Verfügung stehen.

Im Zentrum dieser wesentlichen Elemente stehen bislang:

- Bau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken, die nur noch übergangsweise mit Erdgas betrieben werden und ab 2035 bis 2040 auf grünen Wasserstoff umstellen sollen.
- Der Zubau soll über den Klima- und Transformationsfonds⁵ gefördert werden; Umfang der kurzfristigen Ausschreibung: bis zu 4 zusätzlichen Kraftwerken mit einer Leistung von jeweils 2,5 GW (in Summe max. 10 GW) als H₂-ready Gaskraftwerke (als „no regret Menge“)
- Die neuen Kraftwerke sollen an so genannten „systemdienlichen“ Standorten, also vor allem an Knotenpunkten zu energieintensiven großen Industriekomplexen entstehen.
- Über den Wasserstoff hinaus soll Forschung und Entwicklung zu weiteren Technologien unterstützt werden. Genannt werden CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage - CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung) sowie die Kernfusion.

4.1.1.3 Photovoltaik-Strategie des BMWK

Die Photovoltaikstrategie wurde am 5. Mai 2023 veröffentlicht. Sie fokussiert im Wesentlichen auf den (beschleunigten) Ausbau der PV (BMWK, 2023c). So soll bis Ende 2030 eine installierte PV-Leistung von 215 GW erreicht werden. Das bedeutet gegenüber dem Stand Ende 2024, als knapp 100 GW erreicht wurden (UBA, 2025a), dass in sechs Jahren etwas mehr als eine Verdopplung erforderlich ist.

Als Kernelemente werden elf Handlungsfelder in der PV-Strategie benannt, darunter der erleichterte Ausbau von Dach- und Freiflächenanlagen, Bürokratieabbau, Mieterstrommodelle und digitale Netzanschlüsse. Zentrale Instrumente zur Umsetzung sind die Solarpakete I und II, die rechtliche und technische Hemmnisse abbauen sollen.

Stromspeicher werden in der Strategie als zentrale Voraussetzung für die Integration von Photovoltaik in ein stabiles Stromsystem benannt, stehen jedoch nicht im Fokus⁶ der Strategie, da diese v. a. auf der kurz- und mittelfristigen Perspektive liegt. Speicher sollen dazu beitragen, Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich zu entkoppeln und die Netzstabilität bei zunehmenden Solarstromanteilen sicherzustellen. Sie werden aber nicht singulär, sondern vielmehr als Querschnittsaufgabe verschiedener Konzepte verstanden.

Zusammenfassend soll die PV-Strategie dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien dienen, um eine sichere, bezahlbare und klimaneutrale Stromversorgung zu gewährleisten (BMWK, 2023c).

⁴ Gemäß Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD vom 5.5.2025 soll die Kraftwerksstrategie „zügig überarbeitet werden“.

⁵ Aufgrund des BVerfG Urteil ist fraglich, ob dies Förderung möglich sein wird.

⁶ Die Thematik Speicher wird in der Photovoltaik-Strategie im Rahmen eines mehrseitigen Exkurses behandelt.

Zentrale Elemente der PV-Strategie

Neben Erleichterungen für PV auf dem Dach und auf Balkonen besteht das strategische Ziel vor allem im Zubau von rund elf GW PV-Freiflächenanlagen pro Jahr ab 2026 – wie im EEG 2023 angelegt – zuzüglich eines zunehmenden Teils von nicht geförderten Freiflächenanlagen.

Der erforderliche gesetzliche Anpassungsbedarf soll in zwei aufeinanderfolgenden Gesetzespaketen – Solarpaket I und II – umgesetzt werden.

Das **Solarpaket I** wurde am 26.4.2024 vom Bundestag beschlossen. Elemente davon wurden durch Neuregelung im EEG (BMWE, 2025) (siehe auch Kapitel 4.1.2.1) und Erleichterungen der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien im Baurecht umgesetzt⁷.

Es beinhaltet u. a. Folgendes:

- Förderung von PV auf **Dächern** von Gewerbe und Wohngebäuden durch höhere Förderbeträge, Flexibilisierung der Vergütung von Überschussmengen und diverse bürokratische Vereinfachungen (z.B. für Balkonkraftwerke).
- Ziel ist, dass **mindestens 50 %** der PV **auf, an oder in Gebäuden oder Lärmschutzwänden** errichtet werden soll.
- Stärkung des Ausbaus von PV-**Freiflächenanlagen** durch
 - Erhöhung der zugelassenen Gebotsmenge von 20 auf 50 MW,
 - Erweiterung der Flächenkulisse auf **benachteiligte Gebiete** auch für kleinere Anlagen, sowie die Erweiterung für Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen von 200 auf 500 Meter (nach BauGB § 35 (1) Nr.8); allerdings haben die Länder eine Opt-Out-Option, wenn ein Schwellenwert der Belegung landwirtschaftlich genutzter Flächen überschritten wird. Der Schwellenwert ist so angesetzt, dass der PV-Ausbau zielgerecht erfolgen kann, aber die Länder die Möglichkeit haben „weiche“ Schutzgebiete in den benachteiligten Gebieten auszuschließen.
 - Agri-PV-Anlagen und weitere besondere PV-Anlagen wie die oben genannten „Agri-PV“, „Parkplatz-PV“, „Floating-PV“ und „Moor-PV“ werden als eigenes Untersegment mit einem Höchstwert von 9,5 ct/kWh gefördert. Hierfür steht die beihilferechtliche Genehmigung der EU noch aus.
 - Zu Erleichterungen im **Baugesetzbuch** siehe Kapitel 4.1.2.3.

Die Länder behalten weiter die Entscheidungshoheit, in die kommunale Bauleitplanung wird nicht eingegriffen: die Flächen unterliegen weiterhin der kommunalen Planungshoheit – außer dem Außenbereich entlang Bundesautobahnen und Schienenwegen sowie bei hofnahen PV-Anlagen.

⁷ Mit dem Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 ist das Solarpaket I gesetzlich umgesetzt (<https://www.recht.bund.de/bgb1/1/2024/151/VO>).

Konkret für den **Natur- und Artenschutz** führt das Solarpaket I in der Verabschiedung **Mindestkriterien** ein, die bundesweit für alle geförderten PV-FFA-Anlagen gelten sollen. Ein hierzu erstellter Leitfaden enthält folgende fünf Kriterien und gibt Hinweise zu deren Erfüllung (BMWK, 2024c):

- Beanspruchte Grundfläche (die von den Modulen maximal in Anspruch genommene Grundfläche beträgt höchstens 60 % der Grundfläche des Gesamtvorhabens)
- Biodiversitätsförderndes Pflegekonzept (z.B. maximal zweischürige Mahd, Portionsweide)
- Durchgängigkeit für Tierarten (Wanderkorridore für Großsäuger, Durchlässigkeit auch für kleinere Tierarten)
- Biotop-elemente (auf mindestens 10 % der Fläche der Anlage werden standortangepasste Typen von Biotop-elementen angelegt)
- Bodenschonender Betrieb (keine Verwendung von Pflanzenschutz- oder Düngemittel, biologisch abbaubare Reinigungsmittel).

Anlagenbetreiber können daraus drei Kriterien auswählen, je nach den Gegebenheiten vor Ort. Die Erfüllung der Mindestkriterien können als Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen berücksichtigt werden, soweit sie naturschutzrechtlich hierzu geeignet sind.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Speicher werden in der PV-Strategie als Querschnittsaufgabe verstanden. Mit Bezug auf die BMWK-Langfristszenarien und andere Systemstudien werden vier Maßnahmen hervorgehoben:

- Herstellung eines ausgewogenen Verhältnisses von Wind- zu Solarstrom zur Minimierung des Speicherbedarfs,
- europaweiter Stromnetzausbau minimiert den Speicherbedarf,
- Deckung des verbleibenden Kurzzeitspeicherbedarfs insbesondere durch die smarte Einbindung von Elektromobilität, Wärmepumpen und Industrie,
- Deckung des verbleibenden Langzeitspeicherbedarfs insbesondere durch Wasserstoff-Elektrolyse, -Speicher und -Kraftwerke.

Batteriespeichersysteme werden zu einem großen Anteil im Heimbereich von PV-Anlagen installiert. Damit wird in der Regel der Anteil des PV-Stroms maximiert, der vor Ort selbst verbraucht wird.

Vor dem Hintergrund der Ausbauziele werden aber auch zahlreiche Batteriegroßspeicher zu-gebaut. Erwartet wird, dass diese zukünftig verstärkt marktgetrieben errichtet werden, indem sie beispielsweise die Marktwerte des PV-Stroms durch viertelstündliche Bewirtschaftung mit zeitlicher Verschiebung optimieren und zusätzlich Systemdienstleistungen (z. B. Regelenergie) erbringen.

Das verabschiedete Solarpaket I führt dazu folgende Regelungen ein:

- Ermöglichung von „Multi-Use“: Das bisherige Ausschließlichkeitsprinzip wird gelockert, d. h. auch wenn Großspeicher nunmehr z.B. in Zeiten geringer EE-Strom-Erzeugung auch „grauen“ Strom speichern, verlieren nicht mehr ihren gesamten EEG-Förderanspruch, sofern sie die jeweiligen Strommengen messtechnisch eindeutig trennen.
- Das Privileg auf einen bevorzugten Netzanschluss für erneuerbare Energien wird auch auf Speicher ausgeweitet.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Wie unter den zentralen Elementen bereits aufgeführt, stehen bezüglich des Naturschutzes zwei Seiten im Vordergrund.

- Einerseits die Erwartung, dass Freiflächenanlagen so gestaltet werden können, dass sie neue Lebensräume für die Tier- und Pflanzenwelt schaffen (Biodiversitäts-Solarparks, Biodiversitäts-PV). Von Agri-PV in der Landwirtschaft wird erwartet, dass sie Extensivierung fördert und damit auch den Naturschutzzielen dient. Biodiversitäts-PV gilt es dabei noch zu definieren.
- Andererseits werden Erleichterungen in der Baunutzungsverordnung sowie im Baugesetzbuch und eine Öffnung benachteiligter Gebiete gefordert.

Die PV-Strategie geht von der Vereinbarkeit des PV-Freiflächenausbaus mit dem Naturschutz aus. Die Kommunen können bei der finanziellen Beteiligung von geförderten wie auch bei nicht geförderten Freiflächenanlagen naturschutzfachliche Vorgaben machen.

Vor dem Hintergrund, dass PV-FFA im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien (abgesehen von Biomasse) hohe spezifische Flächenbedarfe aufweisen (siehe dazu auch in Kapitel 5.1.1.7), sind Anstrengungen, um diese Vereinbarkeit zu erfüllen, überaus gerechtfertigt.

Rückschlüsse für den Naturschutz bezüglich Speicherausbau finden sich nicht direkt. Er wird im Grunde als notwendige Begleitmaßnahme des Ausbaus von PV gesehen.

4.1.1.4 Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)

Mit dieser Strategie will die Bundesregierung den Einsatz klimafreundlicher Wasserstofftechnologien vorantreiben. Dabei steht auch die Diversifizierung der Energieimporte und Versorgungssicherheit Deutschlands im Vordergrund. Da Wasserstoff selbst ein relevanter Energiespeicher ist, ist diese Strategie im Kontext dieses Projekts von wesentlicher Bedeutung. Infrastrukturaufbau für die Speicherung von Wasserstoff ist gleichfalls ein wesentliches Ziel der NWS. Sie wird in der aktualisierten Fassung (07/2023) analysiert (BMWK, 2023b)..

Zentrale Elemente der NWS

Um den **Ausbau der Erzeugung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten** in Deutschland voranzubringen, setzt die NWS auf folgende Elemente:

- Das Förderbudget für Wasserstoffprojekte im Rahmen des IPCEI-Programms („Important Project of Common European Interest“) wird aufgestockt,
- Mit dem Erlass zur Verordnung nach § 96 Nr. 9 des Windenergie-auf-See-Gesetzes werden 500 MW/Jahr installierter Elektrolyseleistung zur Erzeugung von systemdienlich erzeugtem grünem Wasserstoff ausgeschrieben.

- Es werden Anreize für Investitionen in Elektrolyseure im Umfang von mindestens 2 GW für Anwendungen im Verkehrsbereich und Bewilligung von dezentralen Vorhaben im Umfang von 60 MW gesetzt sowie durch einen zusätzlichen Förderaufruf im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 40 MW an weiterer Kapazität geplant.

Bezüglich des **Imports von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten** wird die Wasserstoff-Importstrategie implementiert (siehe hierzu Kapitel 4.1.1.5). Außerdem sollen im Rahmen von IPCEI Wasserstoff Projekte zur Erforschung der Wirtschaftlichkeit von längeren Schiffstransporten von flüssigen organischen Trägermaterialien gefördert werden.

Ein weiteres Kernelement ist der **Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffinfrastruktur**. Hierzu sollen folgende Aufgaben in Angriff genommen werden:

- Aufbau einer Terminal-, Netz-, Tank- und Speicherinfrastruktur für Wasserstoff mit dem Ziel eines Wasserstoffnetzes bis 2030 von mehr als 1.800 km umgestellter und neu gebauter Wasserstoffleitungen in Deutschland.
- Für die nationalen Wasserstoffinfrastruktur soll die Netzplanung nach strukturpolitischen Erwägungen und Anforderungen des Verkehrssektors erfolgen.
- Es wird ein europäisches Wasserstoff-Backbone-Netz entwickelt, das eine Verbindung der nationalen Netze herstellt.
- Als Infrastruktur zur Erleichterung der Importe aus Drittstaaten werden für Schiffstransporte bis 2030 ausreichend Importterminals an deutschen Küsten aufgebaut. Mit dem Netz sind ferner Wasserstoffspeicher verbunden und ggf. bereits eine bedarfsgerechte nationale Wasserstoffreserve angelegt, um unabhängiger von Erzeugungs- oder Importausfällen zu werden (eine vorgesehene Wasserstoffspeicherstrategie liegt bei Bearbeitungsende der Studie noch nicht vor).

Insgesamt zielt die NWS auf die Etablierung der Anwendung, die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen, Beschleunigung des Markthochlaufs, auf Deutschland als Leitanbieter für Wasserstofftechnologien. An dieser Stelle sei auf den Entwurf zum Wasserstoffbeschleunigungsgesetz des BMWi als Bestandteil des Sofortprogramms der Bundesregierung verwiesen. Es zielt darauf den Ausbau von Infrastruktur für Wasserstoff als überragendes öffentliches Interesse mit entsprechenden Beschleunigungen bei Planung und Genehmigung einzustufen (Siehe auch Kapitel 4.1.2.7).

Bezugspunkte zu Energiespeichern

- Wasserstoff ist als Tages- sowie Saisonspeicher von elektrischer Energie geeignet.
- Die Rückverstromung von Wasserstoff soll der Deckung des Strombedarfs und Stabilisierung des Marktes dienen.
- Die Speicherung von Wasserstoff wird erst in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre als notwendig erachtet und dann auch erst möglich sein.
- Bis zum Jahr 2030 sollen alle Erzeuger und Speicherzentren mit relevanten Abnehmern über neue bzw. umgerüstete Infrastruktur verbunden sein (gefördert über IPCEI). Ein Schlüsselement davon bildet das Wasserstoff-Kernnetz.
- Wasserstoff soll dezentral an systemdienlichen Standorten in Norddeutschland in Küstennähe erzeugt und auch gespeichert werden (siehe Langfristszenarien).

- Deutschland weist mit seinem umfangreichen Erdgasnetz das größte bestehende Gasspeicherpotenzial in Europa auf und nimmt damit auch eine zentrale Rolle im europäischen Wasserstoffnetz ein.
- Bestehende Gasspeicher sollen umgerüstet oder, sofern notwendig, auch neu gebaut werden.
- Eine Speicherung in Form von Derivaten soll, wenn möglich, vermieden werden, da hier eine geringere Effizienz (Umwandlungsverluste) und damit auch hohe Kosten bestehen.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Es erfolgt **keine direkte Adressierung** von Naturschutz in der NWS.

Indirekt ist die Thematik folgendermaßen betroffen:

- Durch das Umnutzungspotenzial vorhandener Infrastruktur besteht die Chance auf Verringerung von Eingriffen in Natur und Landschaft.
- Der Neubau von Pipelines bzw. Speichern benötigt grundsätzlich zusätzliche Fläche, soweit diese nicht unterirdisch verlegt werden; doch auch dann können durch Baumaßnahmen erheblich Eingriffe erfolgen.
- Schiffstransporte von importiertem Wasserstoff sind noch nicht emissionsfrei und erhöhen weiter die Lasten durch maritimen Schiffsverkehr, und bergen das Risiko von Havarien.

Gemäß der NWS bestehen folgende Ansatzpunkte zur Reduktion möglicher Konflikte:

- Einführung von einheitlichen Nachhaltigkeitsstandards für die Produktion und den Transport von Wasserstoff. Diese sollen insbesondere Biodiversität, Wasser- und Landnutzung sowie Schutz von Menschenrechten in Lieferketten beinhalten. Bestehende Nachhaltigkeitskriterien (z. B. bei H2Global) können als Ausgangspunkt dienen und sind zu evaluieren und ggf. anzupassen.
- Systematisierung, umweltwirksame Einordnung und Klassifizierung von Strom, Wasserstoff und seinen synthetischen Folgeprodukten (Derivaten).

4.1.1.5 Wasserstoffimportstrategie

Im Kern dieser Strategie der Bundesregierung steht der voraussichtlich hohe Anteil an importiertem Wasserstoff zur Deckung des Bedarfs, da die heimische Produktion nicht ausreichend sein wird. Im Vordergrund steht eine Diversifizierung der Produktpalette und der Lieferquellen, der Ausbau der Transportinfrastruktur sowie die Förderung der Nachfrage und des Angebots von Wasserstoff (BMWK, 2024b).

Zentrale Elemente der Importstrategie

Es wird erwartet, dass bis zum Jahr 2030 50 bis 70 % des Bedarfs an Wasserstoff und seiner Derivate über Importe gedeckt werden müssen. Um die Anlieferung und Verteilung zu den relevanten Abnehmern zu ermöglichen, muss kurzfristig das Wasserstoff-Kernnetz ausgebaut vorliegen, dass die Verbindung von Erzeugern und Speicherzentren mit relevanten Abnehmern ermöglicht. Dazu sind erforderlich:

- eine enge Anbindung an das transeuropäische Wasserstoffnetz (15 Interkonnektoren, Infrastrukturprojekte im IPCEI Wasserstoff (Hy2Infra-Welle)),

- der Ausbau des Wasserstoffnetzes bis zum Jahr 2032 auf eine Länge von etwa 9.700 km, wobei etwa 60 % durch umgewidmete Erdgas-Leitungen erreicht werden soll,
- die Sicherstellung einer konstanten Versorgung durch Speicherung von Wasserstoff in Untergrund- und Kavernenspeichern oder in Form von Derivaten.

Die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur stellt dabei einen wesentlichen Faktor zur Verringerung von Kosten und damit zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffprojekten dar. Insbesondere soll darüber der Import aus Nord-, Ostsee und Mittelmeerraum abgedeckt werden.

Durch Schiffstransporte von Wasserstoffderivaten und Trägermaterialien soll eine Diversifizierung des Importmixes erreicht werden. Nachhaltige Transportwege sollen in Form sogenannter „grüner Korridore“ etabliert werden, d.h. Schifffahrtsrouten, die über die gesamte Strecke emissionsfrei sind, werden ebenfalls mit den Wasserstoffderivaten angetrieben. Konkret werden Ammoniak und Methanol genannt. Der Transport von (flüssigem) Wasserstoff wird aufgrund hoher Energieverluste und der geringen Energiedichte ökonomisch als nicht wettbewerbsfähig eingestuft.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Diese gleichen denen zur Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) in Kapitel 4.1.1.4 beschriebenen Bezugspunkten.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Es erfolgt **keine direkte Adressierung** von Naturschutz in der Wasserstoffimportstrategie. Ansatzpunkte finden sich in folgenden Zielen und Forderungen:

- Es sollen ambitionierte (aber auch praktikable) Nachhaltigkeitsstandards entwickelt werden die sich an den SDG orientieren und auch ökologische und soziale Kriterien enthalten sollen.
- Es muss Transparenz über die Eigenschaften der gehandelten Wasserstoffprodukte geschaffen werden, wofür eine international anerkannte Zertifizierung mit Mindeststandards gemeinsam mit Exportländern entwickelt werden soll. In dem Zusammenhang werden technische Aspekte genannt, inwieweit sich die Transparenz auch auf Nachhaltigkeits-eigenschaften bezieht, bleibt unklar.
- Als klimaschutzbezogene Produktanforderungen gelten in Deutschland:
 - die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (REDII/III; siehe Kapitel 4.1.2.2) und deren Nachhaltigkeitsanforderungen an Wasserstoff und Derivaten (dort als „erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ bezeichnet),
 - die Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktrichtlinie, die jedoch in Punkten der Klimaschutz- und Nachhaltigkeitsanforderungen auf die RED und deren Durchführungsverordnung (Europäische Kommission, 2022a) Bezug nimmt.

4.1.1.6 EU-Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa

Die EU-Wasserstoffstrategie verfolgt das Ziel, erneuerbaren Wasserstoff als zentrale Säule für ein klimaneutrales Europa bis 2050 zu etablieren (Europäische Kommission, 2020a). Sie setzt auf einen stufenweisen – dreigliedrigen – Ausbau von Elektrolysekapazitäten zur Bereitstellung und Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff: zunächst 6 GW bis 2024, dann 40 GW bis 2030 und schließlich ab 2030 sektorübergreifend großflächiger Einsatz erneuerbaren Wasser-

stoffs, v.a. in schwer dekarbonisierbaren Sektoren. Gefördert werden dafür Produktion, Infrastruktur, Marktregeln und grenzüberschreitende Zusammenarbeit. Als Teil des europäischen Green-Deal-Pakets soll erneuerbarer Wasserstoff helfen, fossile Brennstoffe in Industrie, Energie und Verkehr zu ersetzen und die Versorgungssicherheit Europas zu stärken.

Zentrale Elemente der EU-Wasserstoffstrategie

Diese Strategie soll in drei Phasen umgesetzt werden.

Phase 1 (2020-2024): Installation einer Elektrolyseleistung von mindestens 6 GW und Produktion von bis zu 1 Mio. t erneuerbaren Wasserstoff, um

- die bestehende Wasserstofferzeugung, v.a. im Chemiesektor zu dekarbonisieren,
- den Einsatz von Wasserstoff für andere Industrieverfahren und ggf. den Schwerlastverkehr zu erleichtern.

Außerdem sollen bestehende Wasserstofferzeugungsanlagen durch Nachrüstung mit Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung dekarbonisiert werden, Stichwort „blauer“ Wasserstoff!

Phase 2 (2025-2030): Wasserstoff soll wesentlicher Bestandteil eines integrierten Energiesystems werden. Das Ziel ist die Installation einer Elektrolyseleistung von mindestens 40 GW und einer Produktion von bis zu 10 Mio. t erneuerbarem Wasserstoff.

In dieser Phase soll Wasserstoff kostenmäßig allmählich wettbewerbsfähig werden (mit Unterstützung gezielter nachfrageseitiger Maßnahmen) für die Nachfrage in

- Stahlerzeugung
- Schwerlastverkehr
- Schienenverkehr
- einigen Anwendungen im Seeverkehr und anderen Verkehrsträgern
- sowie beim Ausgleich eines auf erneuerbaren Energieträgern beruhenden Stromversorgungssystems.

Außerdem soll Wasserstoff der Versorgungssicherheit für die tägliche oder saisonale Speicherung und als Reserve mit Pufferfunktion dienen.

Das bestehende Gasnetz könnte teilweise für den Transport von erneuerbarem Wasserstoff über längere Entfernungen umgewidmet werden und es müssten größere Wasserstoffspeichereinrichtungen entwickelt werden.

Phase 3 (2030-2050): Technologien für erneuerbaren Wasserstoff sind ausgereift und werden in großem Maßstab eingesetzt, sodass alle Sektoren ausreichend versorgt werden können, in denen eine Dekarbonisierung schwierig ist und alternative Lösungen möglicherweise nicht umsetzbar sind oder höhere Kosten verursachen. Bis zu einem Viertel des EE-Stroms in der EU könnte dann zur Produktion von Wasserstoff dienen.

Zuletzt bringt die EU-Wasserstoffstrategie auch Biogas ins Spiel, welches offenbar in konventionelle Wasserstofferzeugungsanlagen mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung („blauer“ Wasserstoff) Erdgas ersetzen soll, um negative Emissionen zu erzielen. Als Bedingung wird dabei genannt, dass dies neben der Vermeidung von Biomethanleckagen im Einklang mit den Biodiversitätszielen und den Grundsätzen der EU-Biodiversitätsstrategie für 2030 erfolgen

soll.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Auch hier gleichen sich die Bezugspunkte der bisher beschriebenen wasserstoffbezogenen Strategien.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Auch in der EU- Wasserstoffstrategie werden Naturschutzbelange **nicht direkt adressiert** – mit Ausnahme des oben erwähnten Punktes aus der dritten Phase, in welcher Biogas als Option zum Ersatz von Erdgas aufgegriffen wird. Nach Einschätzung der Autor*innen sind die Potenziale an Wasserstoff aus Biogas im Verhältnis zu den Wasserstoffbedarfen als sehr gering einzuschätzen. Biogas aus Anbaubiomasse sollte aus Gründen des Schutzes für die Natur und Biodiversität nicht weiter ausgebaut werden. Abfälle und Reststoffe stehen nur begrenzt zu Verfügung.

4.1.1.7 „Speicher für die Energiewende“ - Wärmespeicher

In dem als Speicherstrategie bezeichneten und kontinuierlich weiterentwickelten Entwurf des BMWK vom 13.3.2024 werden Bedeutung, Handlungsfelder und Maßnahmen für Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher beschrieben (BMWK 2024). Da bislang keine auf Wärmespeicher bezogene Strategie vorliegt, sei dieser Entwurf hier mit Blick auf **Wärmespeicher** aufgegriffen. Im Unterschied zu Strom und Wasserstoff wird hier räumliche Nähe von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch als Ausgangsvoraussetzung für eine wirtschaftlich tragfähige Umsetzung gesehen. Auf der anderen Seite werden Wärmespeicher als kostengünstige Flexibilisierungsoptionen für den Stromsektor verstanden. Für die Wirtschaftlichkeit sind verschiedene lokale und auch technikabhängige Faktoren ausschlaggebend. Der Entwurf zielt daher auf eine technologieneutrale Gleichbehandlung aller Wärmespeicheroptionen bei Abgaben, Umlagen und Netzentgelten.

Der derzeitige Rechts- und Förderrahmen für Wärmespeicher ist weitgehend mit der Regelung und Förderung zu Wärmenetzen gekoppelt. Er wird durch folgende Regel- und Rahmenwerke beschrieben:

- **Gesetz zur Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen** (siehe hierzu unter Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).
- **Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW):**
Wärmespeicher sind als Teil eines umfassenden Transformationsplans bei Neubau und Bestandsnetzen auf Basis einer Machbarkeitsstudie förderbar. 40 % der förderfähigen Ausgaben des Netzes werden mit einem Investitionszuschuss in Erzeugungsanlagen und Infrastruktur unterstützt.
- **Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW);**
Wärmespeicher für beantragte Wärmeerzeuger gelten als förderfähige Investitionskosten. Die maximale Förderung beträgt 15 Mio. € pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von bis zu 65 % der förderfähigen Investitionskosten.
- **Förderung über das Gesetz zur Kraft-Wärmekopplung (KWKG)**, z.B. für die Installation von Wärmespeichern im Rahmen des Baus von Wärmenetzen.

Handlungsfelder werden in dem Entwurf nur mit Blick auf Wärmespeicher in Wärmenetzen beschrieben, jedoch noch nicht für Wärmespeicher in Gebäuden und für Industrie. Genannt werden:

- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern,
- Förderung der Marktreife und Erhöhung der Praxiserfahrung durch die Installation von Reallaboren,
- Flächenbereitstellung sowie Planungs- und Genehmigungsrecht,
- Standardisierung von Genehmigungsverfahren.

Mit den letzten beiden Punkten kommen auch Naturschutzbelange ins Spiel. Der Entwurf verweist im Übrigen auf mögliche Naturschutzkonflikte bei der Errichtung von Wärmespeichern, insbesondere bei Erdbeckenspeichern (hohe Flächenverbräuche) und bei Aquiferspeichern (Erwärmungen von Grundwasser).

Der Entwurf weist im Handlungsfeld zur Standardisierung von Genehmigungsverfahren darauf hin, dass angesichts sehr aufwendiger, zeitintensiver und mit einer Vielzahl von Unsicherheiten verbundener Genehmigungsverfahren v.a. für Erdbecken- und Aquiferspeicher eine abwägungslenkende Unterstützung der beteiligten Behörden sichergestellt sein muss. Um möglichst objektiv getroffene Entscheidungen zu gewährleisten, die die Bedeutung des Klimaschutzes und das überragende öffentliche Interesse für Erneuerbare-Energien-Anlagen würdigt, soll ein Leitfaden erstellt werden. Dieser soll das Verfahren vereinheitlichen, Standards setzen und Ermessensspielräume der Verwaltung reduzieren.

Die Veröffentlichung der auf diesem Entwurf aufbauenden Wärmespeicherstrategie war für September 2024 angekündigt. Sie liegt bislang nicht vor.

4.1.2 Rechtsgrundlagen mit Bezug zu Energiespeichern

Auf Energiespeicher nehmen bereits zahlreiche Regelwerke Bezug. Einige davon enthalten explizit Vorgaben für Speicher. In anderen wiederum ist der Zusammenhang mehr auf indirekte Weise gegeben, wenn erneuerbare Energie im Vordergrund stehen und ihre Speicherung als eine damit verbundene technische Option einhergeht.

Ganz besonders im Vordergrund steht hier das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als zentrales Regelwerk (zu erneuerbaren Energien in Deutschland (Kapitel 4.1.2.1)). Eine herausragende Bedeutung hat auch die EU-Richtlinie zu erneuerbaren Energien (in englischer Schreibweise kurz RED und in der letzten Neufassung als RED III bezeichnet, siehe Kapitel 4.1.2.2). Sie ist in besonderer Weise wichtig, da sie in vielerlei Hinsicht Änderungen in deutschen Gesetzeswerken zur Folge hatte und hat. Dies wird insbesondere deutlich im Gesetz zur Umsetzung von Vorgaben der RED III (Kapitel 4.1.2.3). In diesem Kontext sind Änderungen in einigen weiteren Gesetzen zu nennen, die relevant sind für die „Beschleunigung“ und die genehmigungsrechtlichen Belange (Raumordnungsrecht, Baurecht, BImSchG, WHG, WindBG). Als erster Ausgangspunkt dieser Änderung wird auch das Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor beschrieben (Kapitel 4.1.2.4). Ebenso werden die Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), in welches zentrale Grundsätze eingeflossen sind, wie „das überragende öffentliche Interesse für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“, zusammengefasst (Kapitel 4.1.2.5).

Es sei darauf hingewiesen, dass der Gesetzgebungsprozess gerade im Verlauf der Projektbearbeitung zum Teil sehr dynamisch, z.T. auch verzögert durch den vorzeitigen Regierungswechsel, verlaufen ist. Die folgenden Beschreibungen stellen damit den Versuch einer Ist-Analyse zur Mitte des Jahres 2025 dar. Sie folgen jeweils der gleichen Untergliederung wie die Ausführungen zu den Strategien, d. h. mit einem Einstieg zum Ziel des jeweiligen Regelwerks, den zentralen Elementen, den Bezug zum Energiespeicher sowie zuletzt den Rückschlüssen zum Naturschutz, bzw. inwieweit dieser durch die Regelungen betroffen ist.

4.1.2.1 EEG – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) 2023

Das EEG 2023 zielt insbesondere auf die Transformation der Deutschen Stromversorgung ab – hin zu einer nachhaltigen und THG-neutralen sowie vollständig auf erneuerbaren Quellen beruhenden Stromversorgung der Zukunft. Bis zum Jahr 2030 sollen somit 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen, wobei der Ausbau kosteneffizient, sowie umwelt- und netzverträglich gestaltet werden soll.

Mit Bezug auf Stromspeicher enthält das EEG 2023 zahlreiche Regelungen und setzt europäische Vorgaben aus der RED um – etwa in Bezug auf potenzielle Doppelbelastungen durch Netzentgelte und anderer Abgaben, die sich aus der Funktionalität von Speichern ergeben können. Ansonsten werden Speicher im EEG 2023 als zentrale Flexibilitätsoption anerkannt, insbesondere zur Netzstabilität und zur besseren Integration fluktuierender erneuerbarer Energien. Wesentliche Stellen im EEG 2023 in Hinblick auf Speicher sind u.a. §19, Absatz 3 (Zahlungsanspruch) sowie §39o.

Zentrale Elemente des EEG

Hauptelement des EEG ist es, die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung und die damit erwartete Reduktion der THG-Emissionen bei gleichzeitiger Sicherung der Energieversorgung durch **finanzielle Förderung** von technologischen Entwicklungen mittels Investitionsanreize zu erreichen. Wesentliche Instrumente sind dabei Regelungen zum Einspeisevorrang oder zur Einspeisevergütung und den damit verbundenen Marktprämien. Insgesamt beziehen sich die maßgeblichen Regeln auf die Finanzierung, was Elemente wie die EEG-Umlage betrifft, oder auch in welchem Volumen Ausschreibungen durchgeführt werden, die in den Genuss der Förderungen kommen können.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Einrichtungen, die erneuerbare Energien zwischenspeichern und in elektrische Energie umwandeln, fallen im Sinne des EEG unter den Begriff einer Anlage. Nach §2 liegen die Errichtung und der Betrieb von Anlagen in diesem Sinne (auch dazugehörige Nebenanlagen) **im überragenden öffentlichen Interesse** und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit.

Dass Stromspeicher dazu beitragen können, die Stromversorgung zu stabilisieren und flexibel zu gestalten, wird dabei, ohne dass dies im EEG extra erläutert wird, vorausgesetzt. Dies zeigt sich auch in den vielfachen Gleichstellungen von Stromspeichern mit EE-Stromerzeugung bei der Einräumung von Rechten und Zahlungsansprüchen.

Eine wesentliche Neuerung ist dabei, dass gespeicherter Strom nicht mehr zwingend ausschließlich EE-Strom sein muss, damit der Betreiber des Speichers einen Zahlungsanspruch hat (siehe auch Umsetzung des Solarpakets I in Kapitel 4.1.1.3).

Der Schwerpunkt von Regelungen zu Stromspeichern im EEG liegt bei wasserstoffbasierten

Stromspeichern. So steigern sich die Ausschreibungsvolumina für innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung (nach §28f) in den Jahren 2025 bis 2028 von 700 bis auf 1.000 MW zu installierender Leistung. In § 39o wird als Förder-Bedingung für den Wasserstoff u. a. formuliert, dass seine Herstellung aus Elektrolyse und Anlagenkombination aus Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen stammt und über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt Strom einspeist.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Der Fokus des EEG liegt auf Erzeugungsanlagen und nur am Rande auf Regelungen der Speichersysteme, wobei, wie oben erläutert, die zentralen Aspekte in der Förderung und beispielsweise Ausschreibungsvolumina liegen.

Aufgrund des sich aus technischer Sicht ergebenden Bedarfs von Stromspeichern für die Ziele des EEG und des geförderten Hochlaufs lässt sich jedoch indirekt ableiten, dass zusätzlich Fläche benötigt wird und dies ggf. zu erheblicher Landnutzungsänderung führen kann.

Allerdings ist die Förderfähigkeit auch an die oben erwähnte Anlagegebundenheit und die damit verbundene Verhältnismäßigkeit der Erzeugungs- zur Speicherleistung geknüpft. Dies bedeutet, dass Speicher, die z. B. aufgrund ihrer Größe nur eine geringe Auslastung und vergleichsweise wenige Ladezyklen aufweisen nicht unter diese Förderfähigkeit fallen.

4.1.2.2 EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III)

Die Richtlinie (EU) 2018/2001 geändert durch Richtlinie (EU) 2023/2413 (und in dieser geänderten Fassung als RED III bezeichnet) bildet den EU-weiten Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen mit verbindlichen Unionszielen für den Gesamtanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen für 2030 für die Sektoren Elektrizität, Wärme und Kälte sowie Verkehr (Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2023).

Speicher werden in der RED III gegenüber früheren Iterationen stärker akzentuiert, etwa in Bezug auf den Abbau von Hürden oder der Förderung ihres Ausbaus. Dazu wird insbesondere im unten ausgeführten Punkt zu Beschleunigungsgebieten genauer eingegangen.

Zentrale Elemente der RED III

Zwei Elemente der RED III sind für das vorliegende Vorhaben von zentraler Bedeutung:

1. Einführung von Beschleunigungsgebieten (acceleration areas, vormals als „go-areas“ bezeichnet/ Art. 15a-e, Art. 16a) und
2. Nachhaltigkeitskriterien für grünen Wasserstoff, bzw. erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs⁸.

Das Element der **Beschleunigungsgebiete** nimmt im Zusammenhang mit Speicherausbau und Naturschutzbelangen eine zentrale Rolle ein. Es gilt mit Blick auf den notwendigen und schnellen Ausbau der erneuerbaren Energie und dem Erreichen der Klimaschutzziele als eine der grundlegenden Maßnahmen. Seine Umsetzung in nationales Recht spielt in zahlreiche Regelwerke hinein, wie weiter unten ausgeführt wird. Die Mitgliedsstaaten sollen für eine oder mehrere Arten erneuerbarer Energiequellen Beschleunigungsgebiete ausweisen, wobei sie Biomasse und Wasserkraft ausnehmen können. Diese Gebiete stellen in gewisser Weise eine

⁸ Im Englischen als RFNBO abgekürzt: Renewable fuel of non-biogenic origin; der Begriff beinhaltet per Definition der RED III sowohl grünen Wasserstoff als auch seine Derivate.

Untergruppe der „Gebiete dar, die für die nationalen Beiträge zum Gesamtziel der Union für Energie aus erneuerbaren Quellen für 2030 notwendig sind“ (Artikel 15b). Von der Nutzung von erneuerbaren Energien in Beschleunigungsgebieten sollen voraussichtlich keine erheblichen Umweltauswirkungen ausgehen, da insbesondere Natura 2000-Gebiete und Gebiete, die im Rahmen nationaler Programme zum Schutz der Natur und der biologischen Vielfalt ausgewiesen sind, sowie Hauptvogelzugrouten und Meeressäuger-Hauptzugrouten ausgeschlossen sind. Dazuhin muss im Zuge der Gebietsausweisung eine Strategische Umweltprüfung durchgeführt werden, die verbleibende negative Auswirkungen adressiert, z.B. Regeln für Minderungsmaßnahmen festlegt.

Das Wesen der Beschleunigung liegt in der Vereinfachung des Genehmigungsverfahrens in diesen Gebieten. Die Regelung der RED III selbst schreibt dazu vor, dass in Genehmigungsverfahren für Anlagen zur EE-Produktion – inklusive Energiespeicheranlagen - projektspezifische Prüfpflichten aus dem EU-Umweltrecht entfallen. Das Prozedere ist:

- Umwelt- und FFH-Verträglichkeitsprüfungen sowie die Arten- und Gewässerschutzprüfungen samt diesbezüglicher Gutachten und Kartierungen entfallen.
- Stattdessen wird ein Screening auf Basis vorhandener Daten durchgeführt.
- Bei Feststellung „höchstwahrscheinlich erheblicher unvorhergesehener nachteiliger Auswirkungen“ soll eine Nachprüfung (inkl. UVP) innerhalb von sechs Monaten stattfinden.
- Wenn dadurch ein Konflikt mit dem europäischen Umweltrecht bestätigt wird, kann dies zur Versagung der Genehmigung führen.

Das zweite Element, die **Nachhaltigkeitskriterien für grünen Wasserstoff und Derivate**, besteht gemäß RED III im Grunde aus den folgenden zwei Anforderungen:

- Der Wasserstoff ist auf Basis von „grünem“ Strom mittels Elektrolyse zu erzeugen und der Strom muss eine Reihe von Grün-Stromkriterien erfüllen, die in der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 definiert sind. Ein wesentliches Kriterium ist dabei die Zusätzlichkeit, aber auch, dass Biomasse als Stromquelle ausgeschlossen ist (daher: „nicht-biogener Ursprung“). Die Kriterien sowie die aus deren Anwendung entstehenden Mehrkosten für die Produktion von Wasserstoff sind in Kapitel 4.1.6 beschrieben.
- Als einziges weiteres Kriterium müssen der Wasserstoff bzw. die Derivate eine Mindesteinsparung an Treibhausgasemissionen gegenüber der fossilen Referenz erfüllen (Art. 29a). Die Regeln für die Berechnung der Treibhausgasemissionseinsparungen sind in der Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 festgelegt.

Weitere Nachhaltigkeitskriterien, z.B. Einschränkungen bezüglich des Schutzcharakters der bebauten Fläche oder der Wasserherkunft, gibt die RED III nicht vor. Des Weiteren in Artikel 16 und 16 b der RL auch außerhalb dieser Beschleunigungsgebiete Genehmigungsverfahren – auch für Speicheranlagen – angepasst und beschleunigt.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

In Artikel 15a (3) nimmt die RED III Bezug auf Anlagen der lokalen Energiespeicherung und schließt sie in die förderfähigen Maßnahmen in ihre nationalen Regelungen und Bauvorschriften ein. Bei der bis zum 21. Mai 2025 durchzuführenden Erfassung der Gebiete, die für die nationalen Beiträge zum Gesamtziel der Union für Energie aus erneuerbaren Quellen für 2030 notwendig sind (Artikel 15b), sind auch Speicheranlagen inklusive Wärmespeichern zu ermit-

teln.⁹ Speziell in Artikel 15e wird dabei auf Gebiete für Netz- und Speicherinfrastruktur, die für die Integration von erneuerbarer Energie in das Stromsystem erforderlich sind, fokussiert. Aus diesen Flächen sind Natura 2000-Flächen und Gebiete, die im Rahmen nationaler Programme zum Schutz der Natur und der biologischen Vielfalt ausgewiesen sind:

- im Fall von Netzprojekten zu „meiden“ (es sei denn, es gibt unter Berücksichtigung der mit dem Gebiet verbundenen Ziele keine verhältnismäßige Alternative für den Ausbau)
- im Fall von Speicherprojekten ausgeschlossen.

Pläne zur Ausweisung solcher Gebiete sind einer SUP (und ggf. auch UVP) zu unterziehen und müssen „verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen“ gegen mögliche nachteilige Umweltauswirkungen festlegen.

Wasserstoff bzw. erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs werden nach der RED III als unmittelbare Energieträger verstanden. Ihre Rolle als Speicher wird nicht gesondert adressiert, sie fallen jedoch, so sie als Speicher in Verbindung mit konkreten Anlagen (z.B. Röhrenspeicher) oder auch als Netzinfrastruktur ausgebildet sind (Wasserstoffnetz), grundsätzlich unter die gleichen Regelungen.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Wie aus den vorangehenden Ausführungen hervorgeht, betrifft das Prinzip der Beschleunigungsgebiete konkret Vereinfachungen bezüglich naturschutzfachlicher Vorgaben. So erfolgt die Prüfung naturschutzrelevanter Aspekte anhand eines Screenings auf Basis vorhandener Daten. Damit wird die Verantwortung sehr weit in die Prüfbehörde verlagert, die beurteilen muss, ob die vorhandenen Daten ausreichend und aussagekräftig sind. Dabei stellt sich die Frage, wie gut eine vorhandene Datengrundlage sein kann angesichts von nicht unbedingt vorhersehbarer anlagen- und lokal-spezifischer Auswirkungen durch bestimmte Anlagen.

Nach den Vorgaben der RED III besteht die Möglichkeit der EU-Mitgliedsstaaten, Projekte aus der Nachprüfung auszunehmen und vereinfachte bzw. eine „modifizierte Umweltschutzprüfung“ durchzuführen – vergleichbar zur modifizierten Artenschutzprüfung nach Art. 6 der EU-Notfall-Verordnung (EU) 2022/2577. Diese Prüfbefreiung ist auch möglich, wenn direkt Minderungs- oder Ausgleichsmaßnahmen/-zahlungen ergriffen werden.

Die Nachhaltigkeitskriterien für grünen Wasserstoff bzw. erneuerbare Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs adressieren ausschließlich grünen Strom für die Elektrolyse und THG-Emissionen; Aspekte des Naturschutzes (z.B. über Landnutzung wie bei Bioenergie) finden in der RED III keine Beachtung.

Weitere Analysen rechtlicher Fragen zur RED III in diesem Kontext finden sich u. a. bei Lau et al. (2024) und KNE (2024).

⁹ Im Zuge der Umsetzung wurde in Deutschland hierfür z.B. das Windenergieflächenbedarfsgesetz verabschiedet (siehe auch Kapitel 4.1.2.3)

4.1.2.3 Gesetz zur Umsetzung von Vorgaben der Richtlinie (EU) 2023/2413 (RED III)

Die **nationale Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413** erfolgt u.a. durch das „Gesetz zur Umsetzung von Vorgaben der Richtlinie (EU) 2023/2413 für Zulassungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz und dem Wasserhaushaltsgesetz sowie für Planverfahren nach dem Baugesetzbuch und dem Raumordnungsgesetz zur Änderung des Bundeswasserstraßengesetzes und zur Änderung des Windenergieflächenbedarfsgesetzes“ vom 10. Juli 2025 (Deutscher Bundestag, 2025). In diesen wird eine Reihe von Änderungen hinsichtlich der Thematik Strom- bzw. Energiespeicherung in bestehenden Gesetzen beschlossen. Die betroffenen wesentlichen Gesetze sind die folgenden und werden kurz dargestellt:

- Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) (BMJV, 2022)
- Baugesetzbuch (BauGB)
- Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG):

Nach Artikel 4 wird die Zielsetzung (§1) des Gesetzes durch die explizite Nennung von Windenergieanlagen an Land in Kombination mit Speichern ergänzt. § 2 wird ferner erweitert um eine entsprechende Definition¹⁰. Wesentlich ist darüber hinaus auch § 6b (3), welcher Genehmigungserleichterungen im Sinne des Gesetzes auch für Energiespeicheranlagen am selben Standort aufführt. Überdies wird hinsichtlich Minderungs- bzw. Ausgleichsmaßnahmen zum Schutz von Arten eine Geldzahlung spezifiziert, falls (Ausgleichs-)Maßnahmen zwar erforderlich wären, aber eine Umsetzung nicht möglich ist. Die gilt ebenso für Speichereinrichtungen. Die Geldzahlung beträgt zwischen 60 € (keine Datengrundlage zur Beurteilung der Auswirkungen im Sinne von § 6 (3) Satz 1 vorhanden) und 160 € (Datengrundlage vorhanden) je m² versiegelter Fläche. Die Zahlung ist jährlich über die Betriebsdauer des Speichers zu entrichten.

Aus Naturschutzsicht bedeutet dies, dass eine zeitliche und räumliche Entkopplung des realen Ausgleichs vom Eingriff noch stärker etabliert wird.

Zum WindBG ist ferner anzumerken, dass die in § 6 beschriebenen Verfahrenserleichterungen in Windenergiegebieten im Sinne der Beschleunigungsgebiete von der Pflicht zu einer UVP sowie einer artenschutzrechtlichen Prüfung befreit sind. Bedingung ist, dass bei der Ausweisung des Windenergiegebietes eine Umweltprüfung nach Raumordnungsgesetz (ROG) oder BauGB durchgeführt wurde und das nicht in einem Natura 2000-Gebiet, einem Naturschutzgebiet oder einem Nationalpark liegt.

Baugesetzbuch (BauGB):

Aus Artikel 5 ist hier insbesondere der geänderte § 249 Sonderregelungen für Windenergieanlagen an Land zu nennen, welcher um Absatz 6a ergänzt wird, welcher explizit auf Vorhaben zur Speicherung von Strom oder Wärme abhebt und diese Windenergieanlagen an Land im Sinne des Gesetzes faktisch gleichsetzt, wenn diese im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit der WEA stehen und dieser dienen. Dies bedeutet eine Integration von Speichern und Netzanschlüssen sowie sonstiger Nebenanlagen in Beschleunigungsgebieten im o.g. Kontext. Analog ist dazu die entsprechende Änderung im Raumordnungsgesetz (ROG), welches unter I.2 nun ebenfalls „die im Plan bestimmten zulässigen Anlagen zur Speicherung von Strom oder

¹⁰ Per Definition verstanden als Energiespeicheranlage am selben Standort

Wärme und Nebenanlagen unter der Art der vorrangigen Erneuerbare-Energien-Technologie“ führt.

Nach § 249c Beschleunigungsgebiete für die Windenergie an Land gelten im Flächennutzungsplan ausgewiesene Windenergiegebiete gemäß § 2 Nr. 1 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes als Beschleunigungsgebiete für die Windenergie, sofern sie außerhalb von

- Natura 2000-Gebieten, Naturschutzgebieten, Nationalparks oder Kern- und Pflegezonen von Biosphärenreservaten,
- Gebieten mit landesweit bedeutendem Vorkommen mindestens einer durch den Ausbau der Windenergie betroffenen europäischen Vogelart nach § 7 (2) Nr. 12 BNatSchG, oder Arten auf Anhang IV der FFH-Richtlinie oder einer gemäß Rechtsverordnung nach BNatSchG §54 (1) Nr. 2 geschützten Art.

In der neuen Anlage 3 werden „geeignete Regeln für wirksame Minderungsmaßnahmen durch die Gemeinde“ aufgestellt. Schließlich besteht das Prinzip Beschleunigungsgebiets im Kern darin, dass die Prüfung der Umweltbelange auf der Ebene der unteren Naturschutzbehörde (UNB), das ist in der Regel die Ebene der (Land-)Kreise und kreisfreien Städte, erfolgt, auf der Basis eines „Screenings“, welches anhand von vorhandenen Daten ohne zusätzliche Erhebungen erfolgen soll, binnen 30 Tagen die Vollständigkeit des Antrags prüfen muss. Anlage 3 ist als Orientierungshilfe für diese Prüfung zu verstehen. Sie benennt u. a. grundsätzliche Umweltauswirkungen, wie z.B.

- erhebliche Beeinträchtigung eines in der Nähe des Beschleunigungsgebiets gelegenen Natura 2000-Gebiets oder
- betriebsbedingte Störung von europäischen Vogelarten und Arten, die im Anhang IV der FFH-Richtlinie 92/43 EWG von 1992 aufgeführt sind, einschließlich Fledermäusen.

Insbesondere werden auch Minderungsmaßnahmen gegen mögliche Umweltauswirkungen durch Anlagen zur Speicherung von Strom oder Wärme aufgelistet. In nachfolgender Textbox sind die Kategorien dieser Minderungsmaßnahmen aufgeführt. Die Anwendung der Anlage 3 ist für die Gemeinden nicht verbindlich; sie können auch abweichende Konzepte zur Aufstellung von Regeln für Minderungsmaßnahmen anwenden.

Textbox: Auszug aus Anlage 3: II.2 Darstellung von geeigneten Regeln für wirksame Minderungsmaßnahmen durch die Gemeinde

Kategorien von Minderungsmaßnahmen für im Plan bestimmte zulässige Anlagen zur Speicherung von Strom oder Wärme und Nebenanlagen

a) baubedingte Maßnahmen, insbesondere

- aa) ökologische Baubegleitung und zeitliche Beschränkung der Baufeldfreimachung,
- bb) Vermeidung der Inanspruchnahme sensibler Bereiche wie gesetzlich geschützter Biotope nach § 30 des Bundesnaturschutzgesetzes,
- cc) boden- und grundwasserschonender und rückstandsloser Rückbau;

b) anlagenbedingte Maßnahmen, insbesondere

- aa) Begrenzung der maximal versiegelten Fläche,
- bb) Integration von standortangepassten Typen von Biotopoelementen,
- cc) Dachbegrünung,
- dd) Sicherstellung, dass bei thermischer Beeinflussung des Grundwassers und von Oberflächengewässern diese gering gehalten wird;

c) betriebsbedingte Maßnahmen, insbesondere Pflegekonzept zur Förderung und Entwicklung autochthoner, standorttypischer, artenreicher Pflanzengesellschaften.“

Anhang zu § 249c Absatz 3 Satz 3 BauGB

Erwähnt sei an dieser Stelle, dass nach bestehenden Anforderungen im BauGB an besondere PV-Anlagen wie z.B. Agri-PV (nach EEG § 48 (1) Nr. 5,) bezüglich der Privilegierung im Außenbereich gilt, dass deren Grundfläche 25.000 m² nicht überschreitet und je Hofstelle oder Betriebsstandort nur eine Anlage betrieben wird. Dies schließt Speicher ein, die in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit der PV-Anlage (co-location) stehen müssen (BauGB § 35 /1) Nr.9).

Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)

Mit Blick auf Speicher spielt die in Artikel 1 enthaltene Ergänzung um §10a eine entscheidende Rolle: Sie werden hiermit ebenfalls Gegenstand einer beschleunigten Entscheidung über einen Genehmigungsantrag von innerhalb sechs bzw. – im vereinfachten Verfahren drei – Monaten, und somit gesetzlichen Verkürzungen und Verfahrensvereinfachungen.

Naturschutzfachliche Aspekte sind hier berührt durch die mehrfach beschriebenen gesetzlichen Verkürzungen und Verfahrensvereinfachungen.

Wasserhaushaltsgesetz (WHG)

Entsprechende Regelungen zur Beschleunigung wurden auch im Wasserhaushaltsgesetz (§ 11 a WHG) verankert, z. B. für Pumpspeicherkraftwerke, Nutzung des Untergrunds als Wärmespeicher und Erbecken-Wärmespeicher.

4.1.2.4 Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor

Das Gesetz zu Sofortmaßnahmen vom 20.07.2022 dient im Wesentlichen dem beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien und beinhaltet grundlegende Überarbeitungen und Änderungen zu bestehenden Gesetzen, etwa der vormals geltenden Version des EEG (2021) (Deutscher Bundestag, 2022). Darüber hinaus werden mit diesem Gesetz 18 weitere Gesetze und Verordnungen geändert – darunter auch das weiter unten besprochene Energiewirtschaftsgesetz (EnWG, Kapitel 4.1.2.5).

Hinsichtlich Speicher wird v.a. eine lokale wasserstoffbasierte Stromspeicherung adressiert. So wird beispielsweise durch den neu hinzugefügten § 39o die Thematik *"innovative Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung"* in das EEG verankert.

Zentrale Elemente des Gesetzes

Um die sowohl verbindlichen als auch ambitionierten Klimaschutzziele zu erfüllen, werden massive Anstrengungen in allen Rechts- und Wirtschaftsbereichen als erforderlich gesehen. Anpassungen zielen daher (neben der umfassenden Änderung im EEG) insbesondere auf das Planungs-, Bau-, Genehmigungs-, Natur- und Artenschutzrecht.

Mit dem Schlagwort Beschleunigung greift das Gesetz von 2022 bereits der erst 2023 beschlossenen RED III (siehe Kapitel 4.1.2.2), wie auch der EU-Notfall-Verordnung (EU) 2022/2577 vom Dezember 2022 (Rat der Europäischen Union, 2022) vor.

Im Vordergrund steht, durch Sofortmaßnahmen das Ziel einer Treibhausgasneutralität in der Stromerzeugung um den Kohleausstieg zu ermöglichen.¹¹ Damit verbunden ist eine Anhebung des Ausbauziels von EE-Strom für das Jahr 2030 auf 80 Prozent des Stromverbrauchs.

Das Gesetz betont die Nutzung erneuerbarer Energien als überragendes öffentliches Interesse und Teil der öffentlichen Sicherheit. Es leitet damit eine umfassende Anpassung des Fördersystems ein, um diesen schnellen Ausbau zu ermöglichen.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Im Gesetz zu Sofortmaßnahmen ist das Thema Energiespeicher fast ausschließlich auf die wasserstoffbasierte Stromspeicherung fokussiert. Insbesondere die Förderung innovativer Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung wurde hierzu als Änderung in das EEG aufgenommen.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Naturschutz ist durch die Sofortmaßnahmen konkret durch die Erweiterung des Regelungsbereichs für PV-Anlagen berührt. Die Flächenkulisse wird bei Freiflächenanlagen erweitert, und zwar durch

- den Wegfall der bisher freizuhaltenden Seitenrandsteifen von mindestens 15 m an Verkehrswegen. In der Begründung zur Änderung wird angeführt, dass der erhoffte naturschutzfachliche Nutzen der Einschränkung nicht im Verhältnis zu den damit verbundenen Hindernissen für den Ausbau von PV-FFA steht.

¹¹ Das ist nach Kohleverstromungsbeendigungsgesetz im Jahr 2038 beschlossen – nach dem Koalitionsvertrag der Vorgängerregierung aus dem Jahr 2021 idealerweise bereits 2030 (SPD, Bündnis 90/ DIE GRÜNEN, FDP, 2021).

- die Integration der bisherigen besonderen Solaranlagen (sog. "Agri-PV", "Floating-PV" und "Parkplatz-PV") in das EEG,
- die Aufnahme von entwässerten Moorböden in die Freiflächenausschreibung. Für Solaranlagen auf wiedervernässten Moorböden ist ein Bonus in Höhe von 0,5 Cent/kWh vorgesehen.

4.1.2.5 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das EnWG liegt in seiner novellierten Fassung von 2024 vor. Das vorrangige Ziel des Gesetzes ist nach wie vor die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des leitungsgebundenen Versorgungssystems für Elektrizität, Gas und Wasserstoff. Dies soll zunehmend auf erneuerbaren Energien beruhen. Hierzu sollen die Erzeugungsanlagen möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und flexibel eingesetzt werden.

Der Ausbau der Netze hin zu einer Optimierung beinhaltet deren Digitalisierung, die Flexibilisierung im Elektrizitätssystem, einschließlich der Nutzung von Energiespeichern sowie eine angemessene Verteilung der Netzkosten im Zusammenhang mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Außerdem ist eine Stärkung der freien Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen und der Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten Ziel des EnWG.

Zentrale Elemente des Gesetzes

Hierbei handelt es sich v.a. um die Gestaltung der Rahmenbedingungen für den Strommarkt. Verpflichtungen von Netzbetreibern stehen im Vordergrund, sowie Fragen zur Zertifizierung von Transportnetzbetreibern.

Eine zentrale Neuerung ist die Aufnahme des Artikels 6 der EU-Notfall-Verordnung¹², die sich in § 43m niederschlägt und für die Beschleunigung von Genehmigungsverfahren relevant ist. Der Punkt wird unten im Absatz zu Rückschlüssen für den Naturschutz angesprochen.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Das EnWG definiert Energiespeicheranlagen als „Anlage in einem Elektrizitätsnetz, mit der die endgültige Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung verschoben wird oder mit der die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger erfolgt“ (§3, 15d.)

Für Anlagen zur Stromspeicherung besteht mit der Novellierung ein **überragendes öffentliches Interesse** (§ 11c). Die Errichtung und der Betrieb solcher Anlagen dienen demnach der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit.

Insgesamt regelt das EnWG umfassend und detailreich Fragen der Ausschreibung und Pflichten für den Betrieb von Energiespeicheranlagen.

Die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Großspeicheranlagen mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt können auf Antrag von Seiten des Vorhabens durch Planfeststellung

¹² Die Verordnung (EU) 2022/2577 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien bestimmt: Mit der Beschleunigung des Verfahrens zur Genehmigungserteilung für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien und für die damit verbundenen Netzinfrastuktur, die für die Integration erneuerbarer Energien in das System erforderlich ist.

durch die nach Landesrecht zuständige Behörde zugelassen werden, soweit sie nicht unter § 126 des Bundesberggesetzes fallen (§43 (2) 8.)

Rückschlüsse für den Naturschutz

Die Umsetzung der EU-Notfall-Verordnung führt dazu, dass für Vorhaben, die nach Bundesfachplanung abgeschlossen wurden und die in einem für sie vorgesehenen Gebiet liegen, für das eine Strategische Umweltprüfung durchgeführt wurde, **keine Umweltverträglichkeitsprüfung und keine Prüfung des Artenschutzes** durchzuführen sind. Das Verfahren ist hierbei soweit vereinfacht, dass die **zuständige Behörde auf Grundlage der vorhandenen Daten** sicherstellt, dass geeignete und verhältnismäßige Minderungsmaßnahmen ergriffen werden, um ggf. zu erwartende Eingriffe vermeiden oder auszugleichen. Voraussetzung ist allerdings, dass solche Maßnahmen verfügbar und geeignete Daten vorhanden sind. Von Seiten der Betreibenden ist ungeachtet dessen ein finanzieller Ausgleich für nationale Artenhilfsprogramme nach § 45d Absatz 1 des Bundesnaturschutzgesetzes zu zahlen, um den Erhaltungszustand von betroffenen Arten zu sichern oder zu verbessern.

Erwähnt sei außerdem, dass sich **Pumpspeicherwerke** gemäß § 118 Absatz 6 für zehn Jahre von den Netzentgelten freistellen lassen. Bedingung: Ihre elektrische Pump- oder Turbinenleistung wurde um mindestens 7,5 % oder die speicherbare Energiemenge um mindestens 5 % seit dem 4. August 2011 erhöht.

4.1.2.6 Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG)

Das Wärmeplanungsgesetz (WPG) vom Januar 2024 hat zum Ziel, wesentlich zur Umstellung der Wärmeerzeugung und -versorgung auf erneuerbare Energien beizutragen. Dabei geht es gleichermaßen um Raumwärme und Warmwasser (Haushalte, Gewerbe) wie auch um Prozesswärme für die Industrie. Außerdem geht es um die Nutzung unvermeidbarer Abwärme.

Die Wärmeversorgung soll bis spätestens zum Zieljahr 2045 insbesondere kosteneffizient, resilient sowie treibhausgasneutral werden.

Zentrale Elemente des Gesetzes

Im Kern geht es in dem Gesetz um die Aufstellung von Wärmeplänen, zu denen die Bundesländer verpflichtet sind. Das Gesetz soll dazu einen einheitlichen Rahmen liefern. Geregelt werden darin Verantwortlichkeiten, Zeitpläne, Fristen und auch die Mindestanteile an Erneuerbaren in der Nettowärmeerzeugung in Wärmenetzen. Dabei sind Wärmespeicher ein wesentliches technisches Element, um diese Ziele zu erreichen.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Wärmespeicher spielen nach dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) eine zentrale Rolle für die Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung in Deutschland. Sie werden im WPG definiert (§3) als *“Vorrichtung zur zeitlich begrenzten Speicherung von Wärme einschließlich aller technischen Vorrichtungen zur Be- und Entladung”*. Daneben spielen sie eine Rolle bei der Definition von *“Wärme aus erneuerbaren Energien”* im Sinne des Gesetzes: So gilt Wärme als *“erneuerbar”*, falls sie aus einem Wärmespeicher kommt und entweder einer der aufgezählten erneuerbaren Quellen entspringt oder *“unvermeidbare Abwärme”* darstellt.

Wärmespeicher als wesentliches Element der Wärmeplanung werden sowohl bei der Bestandsaufnahme (§15 WPG) als auch darüber hinaus in § 16 - Potenzialanalyse adressiert: Während § 15 diese nur implizit erwähnt bzw. unter dem Begriff der "relevanten Energieinfrastrukturanlagen" subsummiert, wird §16 konkreter: Im Zuge einer generellen Potenzialanalyse sollen durch "die planungsverantwortliche Stelle quantitativ und räumlich differenziert" unter anderem Potenziale "zur zentralen Wärmespeicherung" festgestellt werden. Die Paragraphen 15 und 16 sollen Grundlage für ein Zielszenario in § 17 sein.

Ebenfalls kann davon ausgegangen werden, dass Wärmespeicher Teil der Wärmepläne nach § 23 WPG sind. Zwar werden diese hier nicht explizit aufgeführt, jedoch wird hier u.a. auf Bestands- und Potenzialanalysen abgehoben sowie die Wärmeversorgungsarten im Zieljahr nebst Umsetzungsmaßnahmen adressiert. Anlage 2 nimmt Bezug zum Wärmeplan nach § 23 und schreibt u.a. eine kartografische Darstellung der Bestandsanalyse vor. Hinsichtlich dieser kartografischen Darstellung werden jedoch – neben Bestandsbauten – ebenfalls geplante oder genehmigte Wärmespeicher genannt.

Im Weiteren gelten nach Teil 3 WPG ebenfalls Vorgaben für Betreibende von Wärmenetzen mit Bezug zu Wärmespeichern. So werden diese nach § 32 verpflichtet, Wärmenetzausbau- und Dekarbonisierungsfahrpläne zu erstellen. Ferner erklärt Anlage 3 WPG bezüglich Wärmespeicher den Bedarf nach einer räumlich aufgelösten Darstellung des Potenzials, einer Integration von Kurzfristspeichern sowie saisonalen Wärmespeichern in Wärmenetzausbau- und Dekarbonisierungsfahrplänen als einen Teil von insgesamt fünf Mindestanforderungen. Diese sollen der Entkopplung von Wärmebedarf und -erzeugung dienen.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Das WPG enthält kaum direkte Anknüpfungspunkte an Naturschutzbelange. Relevant sind jedoch die Regelungen zur Gebietsausweisung für den Neu- oder Ausbau von Wärmenetzen oder als Wasserstoffnetzausbaubereich (§ 26). Nach Absatz 3 ist die UVP-Pflicht für die Errichtung von Wärmenetzen unberührt, ebenso wie die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung für übergreifende Planungen.

4.1.2.7 Entwurf eines Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes

Der seit Juli 2025 vorliegende Entwurf des Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (kurz: Wasserstoffbeschleunigungsgesetz), ist Bestandteil des Sofortprogramms der Bundesregierung. Bei Abschluss der Arbeiten zu dieser Studie war, der Entwurf noch nicht im Ressortkreis final abgestimmt.

Mit diesem Gesetz sollen Genehmigungsverfahren für die Wasserstoffinfrastruktur über die gesamte Wasserstoff-Lieferkette schneller, einfacher und digitaler gemacht werden. Die Produktion von Wasserstoff und dessen Derivaten, der Import sowie die Speicherung und der Transport von Wasserstoff stehen im Kern des Entwurfs.

Zentrale Elemente des Gesetzesentwurfs

Allem voran geht die Erklärung, dass die Errichtung, der Betriebs oder die Änderung einer der im Anwendungsbereich stehenden Anlagen bis zum Erreichen der Netto-Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 im überragenden öffentlichen Interesse stehen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Sie sollen als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden.

Im Wesentlichen werden Verfahrensverkürzungen vorgegeben, wie z.B.:

- Im Genehmigungsverfahren endet die Einwendungsfrist zwei Wochen nach Ablauf der Frist für die Auslegung der Unterlagen (§5).
- Gleiches gilt für die Äußerungsfrist zur Auslegung der Unterlagen zur UVP-Prüfung.
- der Vorhabenträger hat den UVP-Bericht ausschließlich elektronisch vorzulegen (Maßgabe zu § 16 Absatz 9 UVPG).
- verschiedene beschleunigende Änderungen zu Vergabe- und Nachprüfungsverfahren.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Wasserstoff als solcher und auch seine Speicherung stehen im Kern des Gesetzesentwurfs

Rückschlüsse für den Naturschutz

Relevant ist die vorrangige Einstufung der Vorhaben für die Wasserstoffinfrastruktur bei der durchzuführenden Schutzgüterabwägungen, somit auch der Abwägung gegenüber dem Naturschutz. Die im Entwurf enthaltenen Fristverkürzungen können in entsprechenden Fällen die Belange des Naturschutzes weiter einschränken, wenn die Einwender ihre Belange nicht zeitlich auereichend einbringen können.

4.1.2.8 REPowerEU

Das 2022 verabschiedete REPowerEU Legislativpaket der EU entstand im Wesentlichen, um den Herausforderungen einer Substitution russischer Energielieferungen zu begegnen – etwa durch Beschleunigung der europäischen Energiewende oder einer diversifizierten Energieeinfuhr (Europäische Kommission, 2022b). Sie sei an dieser Stelle nur kurz erwähnt.

Der Schwerpunkt der Regelung liegt auf der Gasspeicherung. Um die Entwicklung von Stromspeicherkapazitäten zu fördern, schlägt die Kommission vor, Speichieranlagen als im überwiegenden öffentlichen Interesse liegend zu betrachten und die Genehmigung ihres Einsatzes zu erleichtern. Dies hat sich bereits weitgehend in den europäischen und nationalen Gesetzgebungen umgesetzt.

Die erforderlichen Gesamtinvestitionen für wichtige Wasserstoffinfrastrukturen werden auf 28-38 Mrd. EUR für EU-interne Pipelines und 6-11 Mrd. EUR für die Speicherung geschätzt.

4.1.2.9 EU-Verordnung zur Wiederherstellung der Natur und zur Änderung der Verordnung (WiederherstellungsVO)

Abschließend sei hier auch auf die Verordnung (EU) 2022/869 eingegangen, die im Juni 2024 durch Verordnung (EU) 2024/1991 novelliert wurde. Sie verpflichtet Mitgliedsstaaten in allen Lebensräumen Wiederherstellungsmaßnahmen zu ergreifen und diese mittels eines nationalen Wiederherstellungsplans verbindlich zu planen. Ziel der Verordnung ist es, die biologische Vielfalt in Europa langfristig zu erhalten und geschädigte Ökosysteme wiederherzustellen bzw. in einen guten Zustand zu versetzen. Außerdem soll die Resilienz der natürlichen Systeme gegenüber dem Klimawandel gesteigert werden ebenso wie ihr Beitrag zum Klimaschutz. Für die Vorbereitung des nationalen Wiederherstellungsplans und der Erhebung und Analyse der erforderlichen Daten in Deutschland ist das BfN zuständig.

Bezugspunkte zu Energiespeichern

Ein Bezug zu Energiespeichern besteht insofern, als der Ausbau der erneuerbaren Energien (und damit einbezogen auch der Speicher) als im überragenden öffentlichen Interesse steht.

Dieser darf von den Anforderungen der WiederherstellungsVO nicht behindert werden (Artikel 6 Absatz 1). Das bedeutet, Mitgliedstaaten können sie von der Prüfanforderung nach weniger schädlichen Alternativlösungen ausnehmen, vorausgesetzt, dass eine Strategische Umweltprüfung (SUP) oder eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchgeführt wurde.

Die nationalen Wiederherstellungspläne sollen nach Artikel 14, Absatz 13 für Synergien zwischen dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energie und der bereits ausgewiesenen Energieinfrastruktur (insbesondere in Beschleunigungsgebieten) sorgen und sicherstellen, dass die Funktionsweise dieser Gebiete und die in diesen Gebieten geltenden unverändert bleiben.

Gemäß Artikel 15 Absatz 3, Nr. 3 iv enthält der nationale Wiederherstellungsplan einen Überblick über die Wechselwirkungen zwischen den im nationalen Wiederherstellungsplan und im nationalen Energie- und Klimaplan enthaltenen Maßnahmen.

Rückschlüsse für den Naturschutz

Ausbauprojekte von erneuerbaren Energien Erzeugungsanlagen und Energiespeichern dürfen die Ziele der WiederherstellungsVO nicht unterlaufen und müssen negative Auswirkungen auf zu schützende oder wiederherzustellende Ökosysteme vermeiden, minimieren oder durch Ausgleichs- und Kompensationsmaßnahmen adressieren. Sektorale Ausbaupläne müssen mit den Wiederherstellungszielen abgestimmt werden, was letztlich auch für Genehmigungsentscheidungen für Speicherinfrastruktur gilt. Konkret sollen Wiederherstellungspläne früh im Planungsprozess integriert werden und Projektträger müssen Folgenabschätzungen auf Ebene der Wiederherstellungsziele liefern und Maßnahmen zur Kompensation, zur begleitenden Renaturierung sowie einer Nettonull-Bilanz bezüglich der biologischen Vielfalt vorsehen.

Die Umsetzung des Wiederherstellungsplans ist mit einem Monitoring des Fortschritts verbunden, was in die Zuständigkeit des BfN fällt. Hier besteht die Möglichkeit, die Gesamtentwicklung durch den Ausbau und den tatsächlichen und potenziellen Konfliktlinien mit den Planzielen bundesweit zu analysieren und zu bewerten. Insbesondere soll geprüft werden, inwieweit sich gegenläufige Entwicklungen wie Versiegelung (sowie mit Projekten verbundenen Kompensationen) und die effektive Wiederherstellung von Ökosysteme in Einklang bringen lassen.

4.1.3 Grundlagen des Genehmigungsrechts für Speichieranlagen

Im Zuge einer Genehmigung von Projekten, die in Natur und Landschaft eingreifen, müssen grundsätzlich die gesetzlichen Vorgaben nach dem Bundesnaturschutzgesetz beachtet werden. Zu berücksichtigen sind dabei die Belange des Gebiets- und Artenschutzes.

Zudem ist die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung, die den Eingriff bewertet, Vermeidungsmaßnahmen abprüft und einen ggf. erforderlichen Ausgleich festlegt, im Zuge des jeweiligen Genehmigungsrechts abzuprüfen (BImSchG, BauGB). Eine UVP bzw. UVP-Vorprüfung ist abhängig von der Speicherart und Anlagengröße ggf. ebenfalls durchzuführen. Je nach Technik und Bauart können weitere Regelwerke wie z. B. das Wasserrecht oder Raumordnungsrecht relevant sein (beispielsweise bei Pumpspeicherwerken).

Wie vorausgehend analysiert wurde, erleichtern Beschleunigungen und Privilegierungen im Bereich der erneuerbaren Energie die Vorgaben für die Anlagengenehmigung. Dies gilt z. B. für Batteriespeichieranlagen in den sogenannten Beschleunigungsgebieten. Dort können UVP-Prüfpflicht und artenschutzrechtliche Prüfungen entfallen. Solche Anlagen bedürfen in der Re-

gel nur einer Baugenehmigung, somit gelten für sie die niedrigsten Anforderungen. Diese Art der Genehmigung benötigen alle baulichen Anlagen im Sinne der Landes-Bauordnungen.

Die Frage dabei ist, welche Arten von Speichertechnologien jeweils in welcher Weise unter die bestehenden und geänderten Genehmigungsbedingungen fallen. Dazu werden die verschiedenen Definitionen von Energiespeicheranlagen aus den Regelwerken in Tab. 10 zusammengestellt. Daraus ergibt sich, dass auf spezielle Speichertechnologien nur wenig Hinweise gegeben werden. Die Differenzierung begrenzt sich im Wesentlichen auf:

- die meist zusammengefassten Strom- und Wärmespeicher einerseits und Wasserstoffspeicher auf der anderen Seite.
- Speicher in räumlich-funktionalem Zusammenhang mit den EE-Erzeugungsanlagen (co-location)
- Die Anlagengröße.

Im Folgenden werden die genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen, differenziert nach den großen Speichertypologien – Batterie(groß)speicher, Pumpspeicherwerke, Wärmespeicher und Wasserstoffspeicher – nochmals genauer beschrieben. Dabei wird v.a. auf die Frage eingegangen, wie hier die Eingriffsregelung zu handhaben ist und wo bzw. wie die Belange des Artenschutzes zu prüfen sind.

Tab. 10: Zusammenstellung der Definitionsbereiche für Energiespeicher in verschiedenen Regelwerken

Regelwerk	Speicherbezug bzw. Speicherdefinition	Gültig für
RED III	Mit Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen zusammenhängende Infrastruktur wie Netz- und Speicheranlagen einschließlich Wärmespeichern	Strom- und Wärmespeicher
Gesetz zur Umsetzung von Vorgaben der Richtlinie (EU) 2023/2413*	Keine explizite Definition. Mehrfache Bezüge auf Anlagen zur Speicherung von Strom oder Wärme.	Strom- und Wärmespeicher
EEG	Keine spezifische Definition, Hauptbezug: Wasserstoffbasierte Stromspeicherung, „Grüner Wasserstoff“	v.a. Wasserstoff
EnWG	Energiespeicher: Aufnahme von Strom in eine speicherbare Energieform mit Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger Aufnahme von Strom in eine speicherbare Energieform.	Strom- und Wärmespeicher
	Wasserstoffspeicheranlagen: außerhalb von für den Betrieb von Wasserstoffnetzen notwendigen Anlagen.	Wasserstoff
	Genehmigung von Großspeicher (>50 MW) können Planfeststellungsverfahren unterliegen	Großspeicher

Regelwerk	Speicherbezug bzw. Speicherdefinition	Gültig für
BlmSchG, ROG, BauGB, WindBG	Speicher in räumlich-funktionalem Zusammenhang mit Windenergieanlagen an Land; Sie sind diesen genehmigungsrechtlich faktisch gleichgesetzt. Weder planfeststellungsbedürftig noch plan-genehmigungsbedürftig – außer Pumpspei-cherkraftwerken	Strom- und Wärmespeicher Pumpspeicherkraftwerke.
BauGB	In Flächennutzungs- und Bebauungsplänen können seitens der Gemeinden Flächen für Anlagen zur Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus EE festgesetzt werden Sonderregelung (§ 249a) zur Speicherung von Wasserstoff aus Windenergie oder Solarener-gie in räumlich-funktionalem Zusammenhang Größe der Baugrundfläche max. 100 m ² , Höhe max. 3,5m Kapazität von max. 5.000 kg.	Strom, Wärme, Kälte Wasserstoff
Baunutzungsverordnung	Im Bebauungsplan als Sondergebiete (SO) aus-gewiesene Flächen sind Anlagen, die der Nut-zung solarer Strahlungsenergie dienen sowie Anlagen zur Herstellung oder Speicherung von Wasserstoff zulässig	
WHG	Vereinfachungen und Beschleunigung im Ge-nehmigungsverfahren für Wasserkraftwerke gelten nicht für Pumpspeicherkraftwerke	Pumpspeicherkraftwerke Nutzung des Untergrunds als Wärmespeicher, Erdbe-cken-Wärmespeicher
BergR	Untergrundspeicher (behälterlos für Gase, Flüssigkeiten und feste Stoffe mit Ausnahme von Wasser).	Kavernenspeicher

* Vollständiger Titel: “Gesetz zur Umsetzung von Vorgaben der Richtlinie (EU) 2023/2413 für Zulassungsverfahren nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz und dem Wasserhaushaltsgesetz sowie für Planverfahren nach dem Baugesetzbuch und dem Raumordnungsgesetz, zur Änderung des Bundeswasserstraßengesetzes und zur Änderung des Windenergieflächenbedarfsgesetzes“

4.1.3.1 Batteriegroßspeicher und Nebenanlagen

In der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BlmSchV) sind Batteriespeicher oder analoge Anlagen nicht aufgelistet. Sie fallen daher nicht unter das BlmSchG (BMJV, 2013).

Allerdings ist die Vielfalt von Energiespeicheranlagen groß und die konkreten Regularien bei der Genehmigung sind entsprechend differenziert zu betrachten. Zunächst fallen bei Batterie-speichern die Heimspeicheranlagen aus dem Regelungsregime. Sie unterliegen, so sie in ei-nem Wohngebäude installiert sind, in der Regel keiner Genehmigungspflicht¹³ und sind für die Fragestellung dieser Studie auch nicht relevant.

Im Vordergrund stehen Speicheranlagen im Außenbereich und die Frage, ob diese als privile-giert gelten. Dies scheint von Juristinnen und Juristen unterschiedlich beurteilt zu werden (BBH, 2025) (Burrack, 2025). So werden, wie in Kapitel 4.1.2.3 erläutert, in § 35 Abs. 1 BauGB

¹³ Sie sollten in der Regel jedoch beim zuständigen Netzbetreiber angemeldet sein.

Windenergie- oder Solaranlagen genannt, Speicher jedoch nicht. Eine entsprechende Regelung wurde für die Speicherung von Wasserstoff in § 249a Abs. 3 BauGB eingeführt. Eine solche liegt bisher nicht für Stromspeicher (bzw. Batteriespeicher) vor. Viele Genehmigungsbehörden zählen Batteriespeicher als Anlagen der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität oder als ortsgebundenen gewerblichen Betrieb nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB. Genehmigungsentscheidungen fallen jedoch je nach Bundesland und Landkreis unterschiedlich aus (Burrack, 2025). Werden Speicheranlagen als nicht privilegiert angesehen, bedarf es eines Bebauungsplans. Im Außenbereich wären sie dann nicht zulassungsfähig. Für diese Auffassung spricht bereits der Umfang, den Speicheranlagen einnehmen. Ihre möglichen Auswirkungen auf Raumordnungsziele, wie bspw. der Schutz von Natur und Landschaft, lassen sich somit kaum von vornherein ausschließen.

Somit liegen unterschiedliche Rechtsauffassungen dazu vor, ob Batteriespeicher a.) unmittelbar privilegiert sind (nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB), was für „Stand-alone-Anlagen“ relevant ist oder b.) als Nebenanlagen zu privilegierten EE-Anlagen mitgezogen werden oder c.) keine Privilegierung vorliegt.

Eine Klärung dieser offenbar unsicheren Regelungslage im BauGB ist dringend zu fordern. Allgemein geltende Kriterien an die Größe für die Einstufung als Nebenanlage gibt es nicht¹⁴. Doch stellen zwei Hektar typischerweise eine Flächenschwelle in der Rechtspraxis von Ländern und Kommunen zur Abgrenzung kleinflächiger Anlagen von großflächigen Inanspruchnahmen dar. Außerdem wird häufig eine Bauhöhengrenze von 8 m als bauordnungs- oder planungsrechtliche Vorgabe in Landesbauordnungen und örtlichen Bebauungsplänen herangezogen.¹⁵

Gemäß der Begründung der Beschleunigungsgesetze muss ein Energiespeicher im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit der Windenergieanlage stehen, sowie eine dienende Funktion aufweisen. Die Regelung ist auf nicht-planfeststellungsbedürftige und nicht plangenehmigkeitsbedürftige Speicheranlagen begrenzt¹⁶.

Die Frage der Privilegierung ist vor allem auch für die Frage, in welcher Form die Eingriffsregelung gilt, von entscheidender Bedeutung. Sie ist rechtlich primär im BNatSchG verankert, findet sich aber auch im BauGB. Wie sich dies unterscheidet, ist in Tab. 11 zusammengestellt.

¹⁴ Nach § 35 (1) 9c BauGB gelten als Schwelle zur Zulässigkeit im Außenbereich für besondere Solaranlagen 25.000 m, bzw. 2,5 ha.

¹⁵ <https://oklp.de/2024/10/neues-bauplanungsrecht-fuer-pv-freiflaechenanlagen-und-batterie-speicher/>

¹⁶ Siehe in Teil B besonderer Teil, zu Nummer 3. Im Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 in den Bereichen Windenergie an Land und Solarenergie sowie für Energiespeicheranlagen am selben Standort

Tab. 11: Unterschiede in der Eingriffsregelung zwischen privilegierten und nicht-privilegierten Anlagen in Genehmigungsverfahren

	Privilegierte Anlagen	Nicht-privilegierte Anlagen
Eingriffsregelung	Naturschutzrechtlich nach dem BNatSchG im Rahmen der Baugenehmigung	Baurechtlich nach dem BauGB im Rahmen der Bauleitplanung Ausgenommen: beschleunigtes Verfahren nach § 13a BauGB): Wiedernutzbarmachung von Flächen oder Nachverdichtung
Vermeidungs-, Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen	Wiederherstellung der durch das Bauvorhaben beeinträchtigten Funktionen des Naturhaushalts und des Landschaftsbildes (§ 15 Absatz 2 BNatSchG), Eingriffs-Ausgleichs-Bilanzierung	Unter dem einheitlichen Begriff des Ausgleichs zusammengefasst (§ 200a BauGB) Erhebliche Umweltauswirkungen werden im Rahmen der Umweltprüfung ermittelt, im Umweltbericht beschrieben und bewertet (§ 2 Absatz 4 BauGB).
Zuständige Behörde	i.d.R. die untere Naturschutzbehörde oder bei größeren Projekten die höhere Naturschutzbehörde (Regierungspräsidien)	Bauordnungsbehörde (z.B. Stadtplanungsamt) in Abstimmung mit der unteren Naturschutzbehörde

Quelle: (KNE, 2024)

Wie oben erläutert, ist bei Anlagen im Außenbereich ein entscheidender Punkt, ob es sich um isoliert stehende Anlagen („stand alone“) oder um in EE-Erzeugungsanlagen integrierte Nebenanlagen („co-location“) handelt (KNE, 2025). Voraussetzung dafür ist, dass der Batteriespeicher am selben Netzverknüpfungspunkt angeschlossen ist wie die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarer Energie. Liegt diese in einem Beschleunigungsgebiet, erstrecken sich die Erleichterungen im Genehmigungsverfahren auch auf die mit ausgewiesenem Batteriespeicher.

Schließlich stellt die Größe der Anlage ein maßgebliches Kriterium dar. So gilt die oben genannte grundsätzliche Befreiung von einer UVP nur für Batteriespeicher bis zu einer Größe von 50 MW. Während ein Planfeststellungsverfahren grundsätzlich für den Betrieb von Energieleitungen notwendigen Anlagen gilt (z.B. Konverter, Verdichter, Umspannwerke), trifft dies für Speicher erst für Anlagen größer 50 MW zu. So kann nach § 43 Abs. 2 Nr. 8 EnWG auf Antrag des Vorhabensträgers die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Großspeicheranlagen mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt durch Planfeststellung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde zugelassen werden, soweit sie nicht § 126 des Bundesberggesetzes unterfallen“ (Schmidt, 2023). Dies bedeutet, dass für Anlagen dieser Größenklasse eine Vorprüfung nach dem UVPG durchzuführen ist. Ist die Anlage größer als 200 MW, ist zwingend eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchzuführen (KNE, 2025).

Auch der Flächenbedarf der Anlage spielt dabei eine Rolle: nach UVPG Anlage 1 Nr. 18.7 besteht Pflicht zur UVP-Vorprüfung des Einzelfalls ab 20.000 m², eine UVP ist ab 100.000 m² durchzuführen (okl & partner, 2024).

Abb. 11 fasst die verschiedenen Kriterien zur Bestimmung des Genehmigungsverfahrens in einem Entscheidungsbaum zusammen. Dieser folgt der Auffassung, dass Nebenanlagen von Windenergie- oder PV-Anlagen (co-location), sofern sie eine bestimmte Größe nicht über-

schreiten, genehmigungsrechtlich „mitgezogen“ werden. Dies ist, wie erläutert, nicht einheitliche Meinung über die Bundesländerbehörden hinweg. Als Beispiel kann Bayern dienen, wo nunmehr Speicheranlagen ohne Maßbegrenzung verfahrensfrei zulässig sein sollen (nach Art. 57 Abs. 1 Nr. 4 Buchst. c BayBO) (Burrack, 2025).

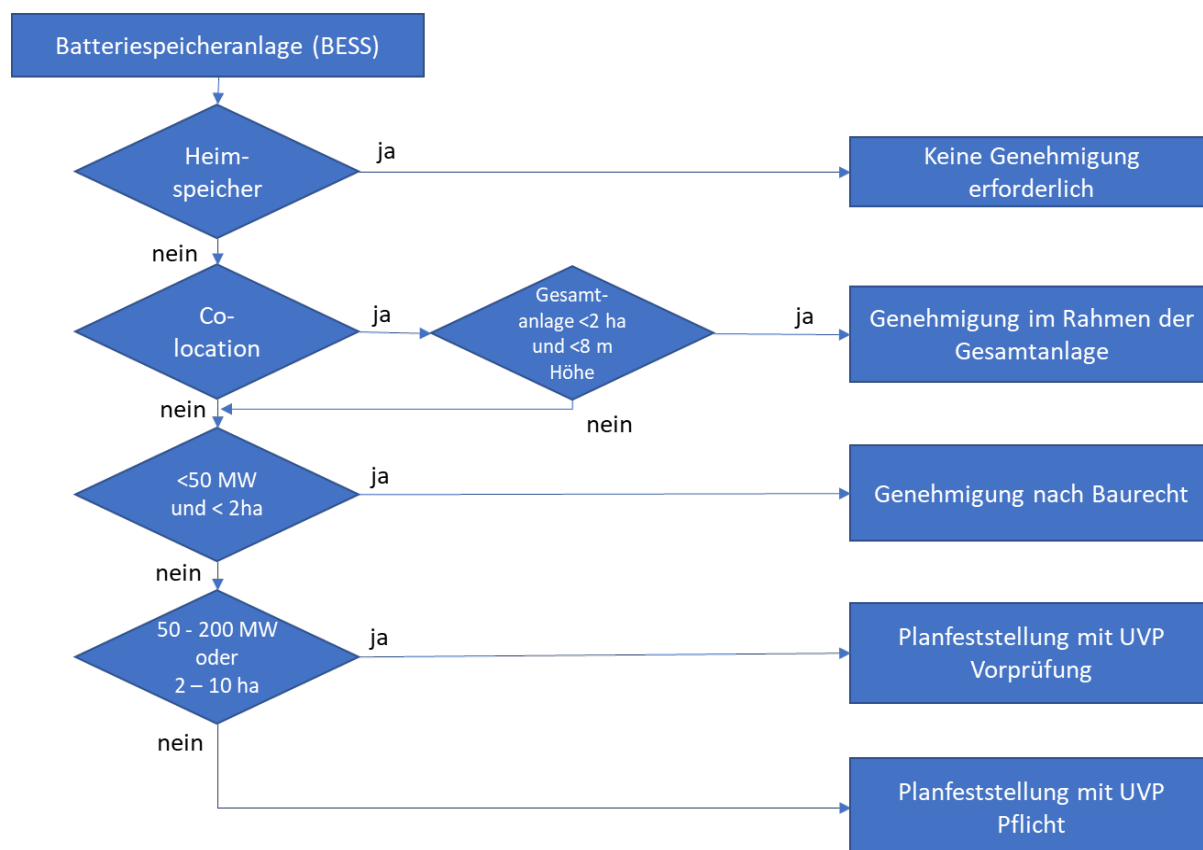


Abb. 11: Entscheidungsbaum zur Genehmigung von Batteriespeicheranlagen; Darstellung: ifeu

4.1.3.2 Pumpspeicheranlagen (PSW)

Pumpspeicherwerke sind in aller Regel große, raumgreifende Anlagen, die bis zu 10 Mio. m³ Wasser fassen und Flächen von bis zu 50 Hektar einnehmen können.¹⁷ Dementsprechend groß können die potenziellen Eingriffe in den Naturhaushalt sein. Für die Genehmigung von PSW ist daher grundsätzlich von einem Planfeststellungsverfahren auszugehen. Da in aller Regel der Bau eines PSW mit einem UVP-pflichtigen Gewässerausbau verbunden ist, ist eine Planfeststellung nach § 68 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) erforderlich.

Die konkrete Ausgestaltung des Genehmigungsverfahrens ist abhängig von den örtlichen Standortbedingungen und auch der Größe des Vorhabens. Die üblicherweise gewählte Lage in siedlungsfernen Mittel- oder Hochgebirgslagen führt nahezu zwangsläufig zu Konflikten mit Natur und Landschaft. Dazu kommen weitere Konfliktpotenziale durch konkurrierende Raumnutzungsansprüche. Vor allem der Schutz von Oberflächen- und Grundwasser ist von großem Belang. Die Genehmigungsverfahren sind aus diesen Gründen komplex. Es liegt kein einheitlicher Genehmigungstatbestand vor, die Verfahren sind „tätigkeitsbezogen“ (Sailer, 2014), d. h.

¹⁷ Orientiert an der großen PSW-Anlage in Goldisthal, Thüringen;
<https://powerplants.vattenfall.com/de/goldisthal/>

jeder Antrag ist jeweils als Einzelfall zu behandeln. Es ist davon auszugehen, dass die Belange des Arten-, Natur- und Landschaftsschutzes darin eine zentrale Rolle einnehmen.

Die Vereinfachungen durch das Gesetz zur Umsetzung von Vorgaben der RED III (siehe Kapitel 4.1.2.3) schließt Pumpspeicherwerke bei den Änderungen zum Wasserhaushaltsgesetz bezüglich der Erteilung einer Erlaubnis oder Bewilligung explizit aus (WHG, § 11a).

4.1.3.3 Wärmespeicher

Großwärmespeicher und ihre Nebenanlagen werden in der Regel nach § 29 ff. BauGB genehmigt. Im unbeplanten Außenbereich sind Großwärmespeicher nur genehmigungsfähig, wenn ein entsprechender Bebauungsplan aufgestellt wurde oder zumindest eine Anschlussplanung erfolgt ist.

Nach dem Wärmeplanungsgesetz sind Wärmeerzeuger, Wärmenetze und Nebenanlagen von „überragendem öffentlichen Interesse“ und haben damit Vorrang bei der Abwägung von Schutzgütern. Gemäß dem Entwurf zur Speicherstrategie (siehe Kapitel 4.1.1.7) gilt es zu klären, ob Wärmespeicher als Nebenanlagen einzustufen sind. Als Kriterium dafür gilt grundsätzlich, dass die Anlage einer Hauptanlage zugeordnet ist und der Hauptanlage auch in räumlich-gegenständlicher Hinsicht untergeordnet sein muss, wofür gemäß optischem Eindruck der Wärmespeicher als Nebenanlage nicht größer als die Hauptanlage sein darf (Schwarzer-Geraedts & Stamme, 2025). Nach dem Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 in den Bereichen Windenergie an Land und Solarenergie sowie für Energiespeichieranlagen am selben Standort ist bei Erdbeckenspeichern „spätestens ab einer Flächenausdehnung von einem Hektar und bei Behälterspeichern ab einer Höhe von 25 Metern davon auszugehen, dass die Kriterien des räumlich-funktionalen Zusammenhangs und der dienenden Funktion nicht mehr erfüllt sind und es sich vielmehr um eine eigenständige Speicherinfrastruktur handelt.“

4.1.3.4 Wasserstoffspeicher

Für **oberirdische Wasserstoffspeichieranlagen** besteht eine Genehmigungspflicht, entweder durch ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren oder durch ein Planfeststellungsverfahren nach EnWG. In der Regel ist ein BImSchG-Verfahren verpflichtend. Abhängig von der Größe der Anlage gemessen an den Wasserstofflagerkapazitäten ist ein förmliches Verfahren erforderlich oder ein vereinfachtes Verfahren ausreichend, wenn die Mengenschwellen der 4. BImSchV unter- oder überschritten werden:¹⁸

- Vereinfachtes Verfahren: ab einer Wasserstofflagerkapazität von drei bis 30 Tonnen
- Förmliches Verfahren: ab einer Kapazität von 30 Tonnen.

Unterhalb drei Tonnen ist lediglich eine baurechtliche Genehmigung erforderlich. Stehen die Anlagen im räumlich funktionalen Zusammenhang mit Anlagen zur Nutzung von Wind oder Solaranlagen, so gelten diese nach BauGB 249 a (Absatz 1 bzw. Absatz 2) als privilegierte Vorhaben (nach § 35 Abs.1 BauGB), sofern die Speichieranlagen gemäß § 249 a Abs. 4 eine Fläche von 100 m² und eine bauliche Höhe von 3,5 m nicht überschreitet.

¹⁸ 14. BImSchV Anhangs 1 Ziffer 9.3 in Verbindung mit Ziffer 17 des Anhangs 2

Ein Planfeststellungsverfahren kann gemäß § 43 Abs. 2 Nr. 8 EnWG wie bei den Batteriespeichern für Großspeicheranlagen mit einer Nennleistung ab 50 MW erforderlich sein, wenn die nach Landesrecht zuständige Behörde dies für erforderlich hält. Ebenso sind die Bestimmungen zur UVP an die Wasserstofflagerkapazität gebunden. Ab einer Kapazität von drei Tonnen ist eine standortbezogene Vorprüfung und ab einer Kapazität von 30 Tonnen eine allgemeine Vorprüfung erforderlich. Ab einer Kapazität von 200.000 Tonnen besteht eine UVP-Pflicht (Planhof Akademie 2025).

Unterirdische Speicheranlagen fallen in den Anwendungsbereich des Bundesberggesetzes (BBergG). Für sogenannte „behälterlose“ Untergrundspeicher (z.B. Salzkavernen oder Porenspeicher) ist die Aufstellung eines Rahmenbetriebsplans vorgeschrieben. Für dessen Zulassung bedarf es der Genehmigung durch ein Planfeststellungsverfahren – sofern das Vorhaben einer UVP nach der UVP-Verordnung Bergbau bedarf. Auch hier greift das Mengenkriterium:

- eine standortbezogene Vorprüfung ist nötig ab einem Fassungsvermögen von 100 Mio. m³ bis weniger als 1.000 Mio. m³,
- eine allgemeine Vorprüfung ist nötig ab einem Fassungsvermögen von 1.000 Mio. m³ und mehr.

Bei der Umnutzung von unterirdischen Erdgasspeichern für Wasserstoff oder Wasserstoff-Erdgas-Gemischen bedarf es der Änderung des Betriebsplans. Dafür kann Planfeststellungspflicht bestehen und UVP-Pflicht, sofern für den Erdgasspeicher eine UVP durchgeführt wurde (Kapellmann, 2022).

Für unterirdische Speicheranlagen mit einer Nennleistung ab 50 MW, die nicht unter das Bergrecht fallen, gilt wie für Batteriespeicher ein fakultatives Planfeststellungsverfahren nach EnWG (Planhof Akademie, 2025).

4.1.3.5 Genehmigung von Anlagen zur Herstellung, Verdichtung und Transport von Wasserstoff

Was die **Herstellung von Wasserstoff** betrifft, kann zunächst unabhängig von der Art der Technik festgestellt werden, dass es sich in aller Regel um große industrielle Anlagen handelt, deren Errichtung und Betrieb gemäß Rechtslage nach BImSchG genehmigungspflichtig sind.

Die Herstellungstechniken sind jedoch sehr unterschiedlich. Wenn von Wasserstoff im Rahmen dieser Studie die Rede ist, so wird darunter „grüner“ Wasserstoff verstanden, d. h. solcher, der mittels Elektrolyse und erneuerbarem Strom erzeugt wird. Der Großteil des Wasserstoffs wird über Dampfreformierung von Erdgas erzeugt, der sogenannte „graue“ Wasserstoff. Wird das bei diesem Prozess erzeugte CO₂ unterirdisch sequestriert (CCS-Verfahren), spricht man von „blauem“ Wasserstoff.

Nach 4. BImSchV Anhang 1 fallen die beiden letztgenannten Wasserstofferzeugungsarten unter Nr. 4.1.12: Anlagen zur Herstellung von Gasen wie Wasserstoff (sofern die Herstellung nicht durch die Elektrolyse von Wasser erfolgt). Für diese sind Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich. Für Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser (grüner Wasserstoff) gilt dies für Anlagen mit einer Produktionskapazität von ≥ 50 t pro Tag ebenso. Für Anlagen mit geringerer Produktionskapazität aber einer elektrischen Nennleistung von ≥ 5 MW gilt das vereinfachte Verfahren ohne Öffentlichkeitsbeteiligung.

Elektrolyseanlagen mit weniger als 5 MW Nennleistung benötigen dagegen keine BlmSchG-Genehmigung. Stattdessen ist regelmäßig primär eine Baugenehmigung nach der einschlägigen Landesbauordnung erforderlich.

Bezüglich des Zulassungsverfahrens soll im Übrigen nach der 9. BlmSchV § 16 (1) auf einen Erörterungstermin verzichtet werden bei

- der Errichtung oder Änderung von Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien und
- der Errichtung oder Änderung von Anlagen zur Speicherung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien, die im unmittelbar räumlichen Zusammenhang mit Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien stehen.

Für Elektrolyseure ist bezüglich der Pflicht zur Durchführung einer UVP sowohl die Nennleistung als auch das Ergebnis einer etwaigen Vorprüfung entscheidend. Für Anlagen mit einer Nennleistung von <5 MW entfällt die Pflicht zur Vorprüfung – und somit UVP. Für Anlagen zwischen 5 und 50 MW gilt eine standortbezogene Vorprüfung. Kommt diese zum Ergebnis, dass eine UVP erforderlich ist („erhebliche nachteilige Umweltauswirkungen“), muss eine umfassende UVP durchgeführt werden. Für Anlagen ab 50 MW Nennleistung ist eine allgemeine Vorprüfung erforderlich. Eine vollständige UVP ist nur erforderlich, wenn die Behörde auf der Grundlage der standortspezifischen oder allgemeinen Vorprüfung des Einzelfalls zu dem Schluss kommt, dass das Projekt erhebliche nachteilige Auswirkungen auf die Umwelt haben kann. In Einzelfällen kann auch eine UVP bzw. Vorprüfung erforderlich sein, beispielsweise aufgrund des Umfangs der geplanten Grundwasserentnahme.

Nach Baurecht sind Elektrolyseure im Außenbereich nur dann zulässig, wenn sie in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer im Außenbereich privilegierten Wind- oder PV-Stromerzeugungsanlage stehen (siehe auch § 249a BauGB).

Umfassende Einblick in die Verfahren gibt außerdem der Vollzugsleitfaden „Genehmigung und Überwachung von Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser („Elektrolyseure“)“ des Länderimmissionsausschusses (LAI, 2024).

Erfolgt der **Transport von Wasserstoff** über eine Hochdruckleitung (Pipeline), dann gilt die Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtGV) für deren Errichtung und Betrieb. Anlagen zur Verdichtung von Wasserstoff zählen zu den „dienenden Einrichtungen“ der Hochdruckleitung. Genehmigungsrechtlich fallen Wasserstoffleitungen ebenfalls unter das BlmSchG. Was die UVP-Pflicht betrifft, bedürfen Errichtung, Betrieb und Änderungen von Wasserstoffleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm der Planfeststellung. Anlage 1 Nr. 19.2 des UVPG ist entsprechend anzuwenden.

4.1.3.6 Speicher für Wasserstoffderivate

Die Speicherung bzw. Lagerung von Ammoniak und Methanol unterliegen der immissionschutzrechtlichen Genehmigungspflicht nach der 4. BlmSchV. Für Ammoniak liegt die Mengenschwelle nach Nr. 9.3.1, Anhang 1 bei 30 t. Bei Methanol liegt die Schwelle bei 10 t.

Für die Genehmigung sind in der Regel die örtlichen Gewerbeaufsichtsämter oder Immissionschutzbehörden zuständig.

4.1.3.7 Zusammenfassung rechtlicher Unklarheiten

Zur Frage, ob Batteriespeicher im Außenbereich baurechtlich privilegiert sind oder nicht, liegen unterschiedliche rechtliche Auffassungen vor, was dazu führt, dass dies je nach Bundesland oder je nach Landkreis unterschiedlich gehandhabt wird. Aus Sicht des Naturschutzes wäre im Sinne einer optimierten Standortplanung von einer grundsätzlichen Privilegierung abzugehen. Dies wäre v.a. als Unterstützung der zuständigen Behörden vor Ort zu verstehen.

Uneinheitlich geregelt ist außerdem, wann für die Genehmigung von Großspeichern eine Planfeststellung nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erforderlich ist.

Bezüglich der Verfahrensvereinfachung in Beschleunigungsgebieten stellt sich die Frage, ob die vorausgehende SUP ausreicht, um sicher relevante Auswirkungen auf Natur und Umwelt auszuschließen. Hierfür gibt es keine Festlegungen zur Prüfungstiefe oder dem Prüfungsumfang sowie zur Datengrundlage. Vor allem ist nicht konkretisiert, wo Schwellen für eine erhebliche Umweltauswirkung liegen. Die Feststellung einer Nachteiligkeit der Auswirkungen an sich ist nicht ausreichend. Es muss schließlich eine Erheblichkeit festgestellt werden (Deutinger & Sailer, 2024).

Offen ist damit auch, wie sichergestellt werden kann, dass durch das Screening eine fachgerechte Prüfung von tatsächlich relevanten Naturschutzbelangen stattfindet. Dies gilt insbesondere im Licht der extrem kurzen Prüfzeiten für die Genehmigungsunterlagen (45 Tage) und dem meist begrenzten Personal in den zuständigen Behörden.

Hier sollten daher unterstützenden Leitfäden an die Hand gegeben werden.

4.1.4 Förderprogramme

Bis Ende 2018 gab es mit dem KfW-Förderprogramm 275 noch eine bundesweite Förderung für Stromspeicher. Seither läuft die Förderung über das Programm 270 auf Landes- und Kommunalebene. Die aktuellen Förderprogramme auf Länderebene beziehen sich überwiegend auf den Bereich der Heimspeicher als Zusatzmodul im Rahmen der Förderung von PV-Anlagen (siehe auch dazu die Übersicht in Tab. 12). Das einzige Bundesland mit Förderung größerer Batteriespeicher ist Schleswig-Holstein mit der Richtlinie des Landes Schleswig-Holstein für die Gewährung von Zuwendungen zur Förderung von Stromspeichern (vom 7.06.2024). (MEKUN, 2024)

Eine bundesweite, direkte Förderung für Großspeicher im Strombereich gibt es derzeit nicht. Allerdings lassen sich heute solche Anlagen dank des Preisrückgangs bei Lithium-Ionen-Batterien um mehr als 75 % seit 2010 wirtschaftlich skalierbar und ohne Förderbedarf umsetzen (Ingenieur.de, 2025) (Frontier Economics, 2023).

Tab. 12 gibt die Auswahl an Förderprogrammen wieder, die analysiert und ausgewertet wurden. Außerdem finden sich in Anhang A.1 in den Technologiesteckbriefen jeweils spezifische Hinweise zu betreffenden Förderprogrammen. Darüber hinaus sei auf die umfassende Zusammenstellung aller aktuellen Förderprogramme für **Batteriespeicher** von Ländern und Kommunen bei co2online (2024a) hingewiesen.

Tab. 12: Zusammenstellung einer Auswahl an aktuellen und ausgelaufenen Förderprogrammen für Batteriespeicher

Programm	Kommentar	Zentrale Elemente	Bezugspunkte zu Energiespeicher	Rückschlüsse für den Naturschutz	Quelle
„Erneuerbare Energien – Standard (Kredit 270)“ KfW Programm		Förderkredit für Investitionen in erneuerbare Energieanlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energiequellen	Förderung der Installation neuer Speicher sowie Ergänzung bestehender Anlagen	keine	(KfW, 2025)
Innovationsförderung nach EEG	jährlich zwei Gebotsrunden nach der Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (InnAusV)	Förderfähig sind Anlagenkombinationen, mit >1 MW Anspruch auf Vergütung nach EEG §19 (1) Nr.1	Förderfähig sind Anlagen zur Speicherung von Strom. Vergütet wird die Strommenge, die aus dem Stromspeicher in das Netz eingespeist wird (Mindestspeicherzeit 2 h)	keine	(Bundesnetzagentur, 2025)
Länderprogramm BaWü Förderung netzdienlicher PV-Batteriespeicher auch gewerblich	Seit Mai 2021 geschlossen (nach Ausschöpfung der Fördermittel)			keine	(Rechnungshof Baden-Württemberg, 2024)
Programm "Wohnen in Zukunft"	Aktuelle Förderung in BaWü	zinsgünstige Darlehen für PV Anlagen auf Wohnhäusern	Förderung auch für Speicher	Keine (→ Heimspeicher)	(L-Bank, o. D.)
Länderprogramm Bayern: 10.000 Häuser / EnergieBonus-Bayern	Seit 2022 eingestellt	Gefördert werden: energetische Modernisierungsmaßnahmen an bestehenden Wohngebäuden und den Bau energieeffizienter Neubauten	Gefördert werden Installationen neuer Batteriespeicher in Kombination mit neuen Photovoltaik-Anlagen (min. 5 kWh)	keine	(Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2019) (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwickl

Programm	Kommentar	Zentrale Elemente	Bezugspunkte zu Energiespeicher	Rückschlüsse für den Naturschutz	Quelle
	Aktuelle Förderung in Bayern	zinsverbilligte Darlehen für Unternehmen und Freiberufler bei der Finanzierung von Vorhaben der EE-Erzeugung	einschließlich Speicherung und Integration von PV-Strom ins Stromnetz.	Keine (→ Heimspeicher)	ung und Energie, 2019) (Förderbank Bayern, o. D.)
„Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energie und Energiesparen“ (progres.nrw)		Förderung zur Nutzung erneuerbaren Energien und zum effizienten Energieeinsatz (Fokus liegt auf Wärmequellen)	Förderung von stationären wasserstoffbasierten Energiesystemen in Verbindung mit Photovoltaikanlagen	Die Förderung beinhaltet die Unterstützung für Planungs- und Beratungsleistungen, einschließlich der Erstellung von Umweltgutachten für PV-Projekte	(Bezirksregierung Arnsberg, 2025) (Bezirksregierung Arnsberg, 2025)
Richtlinie des Landes Schleswig-Holstein für die Gewährung von Zuwendungen zur Förderung von Stromspeichern		Gesamtkosten des Vorhabens muss zwischen 200.000 € und 10 Mio. € liegen	Förderung von Investitionen in gewerbliche Stromspeicher. Für kleine und mittlere Unternehmen. Bedingung: mind. 75 % des Stroms aus direkt angeschlossenen EE-Anlagen	Relevant, da Großspeicher	(MEKUN, 2024)
Klimaschutz-Förderrichtlinie Stromspeicher Mecklenburg-Vorpommern		Förderung mit bis zu 20.000€ für Stromspeicher mit EE-Strom	Für gewerbliche Wirtschaft einschließlich Genossenschaften und Contracting-Unternehmen	keine	(Landesförder-Institut Mecklenburg-Vorpommern, 2024)
Berliner Programm Solar-PLUS		Förderung von Steckersolargeräten	Zusätzlich: Fördermodule, die Stromspeicher unterstützen	Keine (→ Heimspeicher)	(Land Berlin, o. D.)

Programm	Kommentar	Zentrale Elemente	Bezugspunkte zu Energiespeicher	Rückschlüsse für den Naturschutz	Quelle
kommunales Förderprogramm Stadt München (Li-Ionen, Salz Batterien)	Laut Stadtratsbeschluss vom 18.12.2024 ist die Förderung für PV-Anlagen außer Kraft gesetzt			keine	(Landeshauptstadt München, 2025)

Zusammenstellung ifeu

Eine Förderung von **Wärmespeichern** gibt es seitens der Freien und Hansestadt Hamburg auf Grundlage der „Förderrichtlinie Erneuerbare Energien“. Darin wird der Neubau von Wärmespeichern mit einem Speichervolumen von mindestens 4 m³ gefördert? Bedingung: mindestens 75 % der Wärme werden aus direkt angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie bezogen. Der maximale Förderbetrag je Vorhaben beträgt 500.000 €.

Auch die KfW fördert im Kreditprogramm „Erneuerbare Energien – Standard“ weiterhin Investitionen in Wärmespeicher. Das vorherige Programm „Erneuerbare Energien – Premium“ wonach mit aus erneuerbarer Energie gespeisten Wärmespeichern von mehr als 10 m³ zinsgünstige Darlehen sowie Tilgungszuschüsse gewährt werden, ist ausgelaufen.

Zur Förderung von **Wasserstoffspeicherung** ist der Förderaufruf „Innovative Wasserstoff-Demonstrationsregion Rheinisches Revier“ zu nennen. Mittelgeber ist das BMBF (inzwischen BMFTR). Der Fokus der geförderten Maßnahmen liegt auf existierenden oder schnell und günstig installierbaren Infrastrukturen für die Lagerung und den Transport von Wasserstoff. Das zielt u.a. auf die Potenziale der Region mit bergbaulichen Hohlräumen (Kavernenspeichern) aber auch auf die Nutzung des Erdgasnetzes sowie die chemische Wasserstoffstoffspeicherung unter Nutzung der Infrastruktur für flüssige Energieträger (Methanol, LOHC-Technologie, Ammoniak).

Die Förderung als Zuschuss beträgt für Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft bis zu 50 % bzw. 80 % der beihilfefähigen Kosten (BMWE, 2025).

Auf das EU-Programm IPCEI (Important Projects of Common European Interest) mit dem Schwerpunkt Wasserstoff wurde bereits im Kontext der NWS (Kapitel 4.1.1.4) und der Wasserstoff-Importstrategie (Kapitel 4.1.1.5) hingewiesen. Gefördert werden darin u.a. Großprojekte zur Erforschung der Speicher- und Transporttechnologie von Wasserstoff.

Folgendes lässt sich zu den Förderprogrammen zusammenfassen:

Die Mehrzahl an einzelnen Förderprogrammen hat bzw. hatte einen Bezug zur Stromspeicherung. Viele regionale oder kommunale Programme, die v.a. auf Heimspeicher bei PV-Anlagen zielen, wurden eingestellt oder werden in reduzierter Form fortgeführt. Zu den aus Naturschutzsicht relevanteren Großspeichern wurden staatliche Förderungen, nicht in Anspruch genommen und sind, wie beschrieben, inzwischen wirtschaftlich tragfähig. Es ist nicht zu erwarten, dass sich dieser Trend umkehrt. Es bestehen aber weiterhin Fördermöglichkeiten wie z.B. durch die Innovationsausschreibungen der Bundesnetzagentur für kombinierte große PV- und Speicheranlagen. Einzelne Länder wie Schleswig-Holstein fördern weiterhin Stromspeicher gezielt, da diese dort aufgrund des hohen Bestands an Windenergieanlagen von besonderer Be-

deutung für die Netzintegration sind. Die Förderbedingungen der Innovationsausschreibungen setzen ein hohes Maß an Netzdienlichkeit voraus. Dies begünstigt für die im Rahmen dieses Programms geförderten Projekte Standorte, die nachweislich zur Netzstabilität beitragen. Spezielle Anforderungen an die Speichertechnik (außer z.B. der Leistungsanforderung von mindestens 25 % der Gesamtleistung der Anlagenkombination) oder den Standort (außer die Nähe zum Netzverknüpfungspunkt) sind nicht gegeben.

Förderungen zu Wasserstoff und Wasserstoffspeicherung gibt es auf Ebene der EU, des Bundes und einzelner Länder. Spezielle Anforderungen, aus denen sich bevorzugte Technologien oder Standorte ableiten lassen, sind nicht zu erkennen.

4.1.5 Wesentliche Akteure und Gremien im Bereich Wasserstoff

4.1.5.1 Übersicht

Eine Zusammenstellung findet sich in Tab. 13. Diese erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit, da der Aktionskreis im Bereich Wasserstoff groß ist und sich vor allem auch sehr dynamisch entwickelt.

Tab. 13: Akteure und Gremien auf wissenschaftlicher, administrativer, politischer und wirtschaftlicher Ebene zum Thema Wasserstoff

Akteure	Bereiche
Wissenschaftlicher Ebene	
Helmholtz-Forschungszentrum Jülich	Forschung zu Elektrolyse und Brennstoffzellen
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und Fraunhofer IFF	Entwicklung von Systemkomponenten und Materialien
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) – Institute für neue Energiesysteme und Wasserstoffanwendungen	Technische und naturwissenschaftliche Forschung zu Wasserstoffanwendungen
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	Technische und naturwissenschaftliche Forschung zu Wasserstoffspeicherung
PtXLab	Praxislabor für Power-to-X, entwickelt die wissenschaftlichen und methodischen Grundlagen für den Markthochlauf strombasierter Kraft- und Grundstoffe
DECHEMA e. V.	Arbeitskreise der chemischen Industrie zu chemischen Prozessen und Wasserstofftechnologien
DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)	Technisch-wissenschaftliche Ausschüsse der Energiewirtschaft für Gas und Wasserstoff
VDI-GVC (Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen im VDI)	Fachgremien der Industrie für Wasserstoffverfahren
Administrative Ebene	
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE)	Herausgeber der Nationalen Wasserstoffstrategie und Fördergeber für Infrastruktur und Forschung
Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW GmbH)	Operative Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie

Akteure	Bereiche
Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR)	Förderung von Verbundforschungsprojekten zu grünem Wasserstoff
Bundesministerium für Verkehr (BMV)	Regulierung der Verkehrsinfrastruktur für Brennstoffzellenfahrzeuge
Bundesnetzagentur (BNA)	Genehmigung und Regulierung von Wasserstoffnetzen
Deutsche Energie-Agentur (dena)	Koordination von Studien, Pilotprojekten und Förderprogrammen
Politische Ebene	
Staatssekretariatsausschuss Wasserstoff	Koordinierung aller Ressorts auf Staatssekretärsbene
Nationaler Wasserstoffrat	Unabhängiges, überparteiliches Beratungsgremium mit 26 Expertinnen und Experten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft; unterstützt und berät den Staatssekretariatsausschuss Wasserstoff in sechs Arbeitsgruppen
Bundestagsausschuss für Klimaschutz und Energie	Gesetzgebung und parlamentarische Kontrolle im Energiebereich
Bundestagsausschuss Verkehr und digitale Infrastruktur	Politik für Mobilitätsanwendungen von Wasserstoff
International PtXHub	Initiiert von der GIZ, arbeitet PtXHub v.a. in der Vernetzung von Akteuren und Ermöglichung von Projekten v.a. im globalen Süden.
Europäische Clean Hydrogen Partnership	Public-Private-Partnership der EU für Forschung, Innovation und Markteinführung von Wasserstofftechnologien
Wirtschaftliche Ebene	
H2 MOBILITY Deutschland	Aufbau und Betrieb der Wasserstoff-Tankstelleninfrastruktur
Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Verband (DWV)	Interessenvertretung der Industrie und Betreiber
Hydrogen Europe	Dachverband der europäischen Wasserstoff- und Brennstoffzellenindustrie
Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI)	Politikberatung und Positionspapiere zu Wasserstoff als Industrieenergieträger
Branchenverband Zukunft Gas e. V.	Engagement für Wasserstoff im Gasnetz
Energieunternehmen: RWE, Uniper, E.ON und Vattenfall	Projekte zu Erzeugung, Transport und Handel mit grünem Wasserstoff
Chemie- und Gaskonzerne: Linde, Air Liquide, Air Products	Produktion, Verflüssigung und Logistik
BMW, Daimler, Volkswagen, Toyota	OEMs und Automobilzulieferer mit Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen

Akteure	Bereiche
Thyssenkrupp Nucera, Nel Hydrogen, ITM Power, Siemens Energy	Anlagenbauer und Elektrolysehersteller mit Entwicklung von Groß-Elektrolyseuren
KfW, Landesförderbanken	Finanzinstitute und Förderbanken zur Finanzierung von Wasserstoff-Infrastruktur und Großprojekten

Zusammenstellung: ifeu

Neben der Liste an Akteuren in Tab. 13 finden sich weitere relevante Akteure auf Landesebene wie die Wasserstoff-Netzwerke der Bundesländer (z. B. Wasserstoffbündnis Baden-Württemberg, HyLand-Regionen), deren Innovationszentren sowie die diversen Cluster für regionale Projektkoordination. Derzeit gewinnt auch das europäische Clean Hydrogen Alliance Forum als Diskussionsplattform für grenzüberschreitende Wertschöpfungsketten zunehmend an Bedeutung.

4.1.5.2 Vernetzung

Im Bereich Wasserstoff ist eine hochgradige Vernetzung mit zahlreichen Gremien und Plattformen (z.T. in Tab. 13 genannt) festzustellen. Die strategische Koordination auf politischer Ebene in Deutschland erfolgt über die Staatssekretariatsausschüsse, in welchen sich die Ressortkompetenzen von BMWi, BMFT, BMV und weiteren Ministerien bündeln, sowie über den Nationalen Wasserstoffrat (NWR). Sie definieren Ziele, priorisieren Projekte und stimmen nationale Förderprogramme ab.

Bezüglich der operativen Umsetzung und Finanzierung sind v.a. NOW GmbH und die Deutsche Energie-Agentur (dena) zu nennen, die Programme der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) umsetzen. KfW und Landesförderbanken ergänzen die Förderung mit Investitionskrediten und speziellen Programmen wie dem PtX-Entwicklungsfonds.

Im Bereich der Forschung und des Wissensaustauschs finden sich mehrere Konsortien, wie der Zusammenschluss der Fraunhofer-, Helmholtz- und DLR-Institute zu Projekten wie z.B. HYPAT, um globale Lieferketten und Infrastrukturpotenziale zu analysieren.

DEHEMA-Arbeitskreise und VDI-Fachgremien erarbeiten gemeinsam mit Universitäten und Industrie Zulassungsstandards und Sicherheitsrichtlinien. Im Deutschen Institut für Normung (DIN) erarbeitet ein Arbeitskreis eine Norm zu Nachhaltigkeitskriterien für Wasserstoff und Wasserstoffderivaten. In dem Arbeitskreis sind der oben genannten Akteure, unter Einbeziehung von Umweltorganisationen wie dem WWF, vertreten.

Hervorgehoben sei das internationale PtXHub, das in Infrastruktur- und Netzarbeitskreise der Bundesnetzagentur sowie in das European Hydrogen Backbone eingebunden ist und Standort- und Netzausbaupläne gemeinsam mit Industrievertretern und Forschungseinrichtungen koordiniert. Es unterstützt dabei u.a. die bilateralen Kooperationen mit Partnerländern (z. B. Marokko, Brasilien) und begleitet Know-how-Transfer und Infrastrukturvorhaben.

Zu Public-Private Partnerships und Industrieallianzen seien die EU-weit aktive Clean Hydrogen Partnership genannt. Sie fördert gemeinsame Forschungs- und Demonstrationsvorhaben von Unternehmen und Forschungseinrichtungen. Auf nationaler Ebene verknüpft die Unternehmensallianz Grüner Wasserstoff über 100 Firmen, Verbände und Behörden, indem sie Dialogformate, Projektförderung und Marktanalysen organisiert und Finanzierungsmechanismen entwickelt.

Im Bereich der Infrastruktur- und Projektkoordination bündelt H2 MOBILITY Energieversorger, Tankstellenbetreiber und OEM für den flächendeckenden Ausbau von Wasserstoffstationen. Der European Hydrogen Backbone und nationale Netzpläne werden in Arbeitsgruppen von Bundesnetzagentur, Industrievertretern und Forschungsinstituten abgestimmt.

Bereits oben genannt wurde auch die regionalen Netzwerke in Baden-Württemberg HyLand-Regionen und das Wasserstoffbündnis, die lokale Leuchtturmprojekte koordinieren.

Neben den zahlreich aktiven Arbeitsgruppen und regelmäßigen Fachveranstaltungen erfolgen diverse kontinuierliche Stakeholder-Dialoge mit dem Ziel der Verzahnung von politische Rahmensetzungen, technologische Entwicklungen und Marktinteressen.

4.1.6 Rechtliche Auflagen für grünen Wasserstoff und erwartete Mehrkosten

Gemäß der in Kapitel 4.1.2.2 bereits angeführten Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 zur Erneuerbaren-Energien Richtlinie (RED III) ist grüner Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom mittels Elektrolyse zu erzeugen. Dafür muss der Strom eine Reihe von Kriterien erfüllen. In der deutschen Rechtsprechung sind die Durchführungsbestimmungen für die Anrechnung strombasierter Energieträger in der 37. BImSchV geregelt. Die Kriterien seien im Folgenden kurz zusammengefasst.

Das zentrale Kriterium stellt die Bedingungen für einen Strom der als **vollständig erneuerbar** gilt in Verbindung mit dem Nachweis seiner **Zusätzlichkeit**. Diese Anforderungen sind unter Artikel 4 der Delegierten Verordnung formuliert und lauten wie folgt:¹⁹

- Bei Direktanschluss an eine Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom, wobei die Stromerzeugungsanlage:
 - über eine Direktleitung mit der RFNBO-Anlage verbunden ist oder sich innerhalb derselben Anlage befindet und
 - frühestens 36 Monate bevor die RFNBO-Anlage in Betrieb genommen wurde und
 - nicht an das Netz angeschlossen ist, oder wenn sie an das Netz angeschlossen ist, über ein intelligentes Messsystem (Smart-Metering) verfügt, mit dem nachgewiesen wird, dass für die RFNBO Produktion bilanziell kein Strom aus dem Netz entnommen wurde.
- Bei Bezug von Strom aus dem Netz:
 - Der Strommix in der Gebotszone enthält im Vorjahr einen Anteil von über 90 % erneuerbaren Strom (kann dann für fünf Jahre geltend gemacht werden),
 - oder die Emissionsintensität von Strom liegt in der Gebotszone im Vorjahr unter 18 g CO₂-Äq./MJ (gilt ebenfalls für fünf Jahre), wenn außerdem
 - der RFNBO Produzent über Power Purchase Agreements (PPA) Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom in einer Menge geschlossen hat, die mindestens der Menge an Strom entspricht, die er für die Produktion einsetzt.
 - die Bedingungen für die zeitliche und geografische Korrelation erfüllt sind:
 - Zeitliche Korrelation heißt: RFNBO wird in demselben Kalendermonat (Regel bis Ende 2029, ab 1.1.2030 innerhalb derselben Stunde) erzeugt wie der

¹⁹ Im Verordnungstext sind weitere Details geregelt, die hier nicht vollständig wiedergegeben werden. Insbesondere verschiedene Ausnahmefälle

erneuerbare Strom, der über Stromlieferverträge (PPA) bezogen wird.

- Geografische Korrelation heißt: die Anlage, die im Rahmen des „Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom“ erneuerbaren Strom erzeugt, befindet sich in derselben Gebotszone²⁰, einer verbundenen Gebotszone oder einer verbundenen Offshore-Gebotszone wie der Elektrolyseur, welcher diesen erneuerbaren Strom nutzt.
- oder der verwendete Strom wird während eines Bilanzkreisabrechnungszeitintervalls verbraucht, für den nachweislich ein abwärts gerichteter Redispatch von EE-Stromerzeugungsanlagen (Abregelung von EE-Anlagen) existiert, in denen erneuerbare Energiequellen genutzt werden oder der für die Erzeugung von RFNBO verbrauchte Strom die Notwendigkeit des Redispatch um eine entsprechende Menge verringert hat.

Für beide Fälle, Direktanschluss wie Netzbezug, gilt der Nachweis der Zusätzlichkeit des bezogenen erneuerbarem Stroms. Dies wird zum einen Teil durch die Erfüllung oben angeführter Anforderungen sichergestellt. Zum anderen dadurch, dass die Anlage zur Erzeugung von erneuerbarem Strom keine Förderung in Form von Betriebs- oder Investitionsbeihilfen erhalten hat, mit Ausnahme von Förderung, die die Anlagen vor einem Repowering erhalten haben.

Zwei konträre Positionen stehen sich hier gegenüber: Von der einen Seite wird kritisiert, dass durch die Möglichkeit des Erwerbs von PPA und des Betriebs der Speicheranlage mit Netzstrom (und somit nicht zwangsläufig mit erneuerbaren Energien) eine tatsächliche Zusätzlichkeit (an erneuerbarer Stromerzeugung) nicht sichergestellt ist (FÖS, 2025). Die andere Seite beklagt, dass die Erfüllung der existierenden Kriterien die Produktion von grünem Wasserstoff bereits massiv erschwert und dauerhaft hohe Kosten bedeutet (BDEW, 2025).

In einer Kurzstudie wurden von (Frontier Economics, 2021) die Auswirkungen der RED Kriterien auf **Kosten** und Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff untersucht.²¹ Danach errechnen sich die Gestehungskosten für Wasserstoff durch die Erfüllung der rechtlichen Auflagen in sehr unterschiedlicher Höhe in Abhängigkeit von den Randbedingungen. Ausgehend von einem Vergleichswert für strombasierten Wasserstoff ohne Auflagen (d.h. üblicher Netzstrom) von 2,6 € pro kg Wasserstoff ergeben sich folgende Kostenwerte:

- mindestens plus 0,6 € bei Wind-Bestandsanlagen und monatlichem Bilanzzeitraum bis
- höchstens plus 3,6 € bei PV-Neuanlagen und viertelstündlichem Bilanzzeitraum.

Die Auflagen führen somit je nach Randbedingung zu einer Erhöhung der Gestehungskosten um 25 % im besten Fall und bis zum 2,4-fachen im ungünstigsten Fall. Der wahrscheinliche Bereich liegt nach den Daten der Studie zwischen 50 % und 100 % Erhöhung.

Eine neuere vom BWE geförderte Studie kommt zum Ergebnis, dass mit einer realistischen Berechnungsweise für Wasserstoff insgesamt deutlich höhere Gestehungskosten anfallen (FfE, 2025). Bereits mit einer Aktualisierung der Kostengrundlagen kommt FfE für den idealisierten Fall auf 4,1 € pro kg Wasserstoff für das Jahr 2025. Durch darin nicht eingerechnete

²⁰ Gebotszone“ bezeichnet das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können; <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=HR>

²¹ Zum Zeitpunkt der Studie waren die Kernelemente der danach erst verabschiedeten Delegierten Verordnung – der Zusätzlichkeit, der zeitlichen und geografischen Korrelation – bereits definiert.

Systemkosten kommen 2,5 € hinzu. Die Reinvestition in zentrale Bestandteile des Elektrolyseurs (Stack) fordert außerdem 1 € zusätzlich.

Die Kosten für die Erfüllung der Auflagen der Delegierten Verordnung werden in der Studie über ein Marktwertmodell geschätzt und werden mit 2,1 € pro kg Wasserstoff angegeben. Die Studie summiert die Gestehungskosten somit auf insgesamt 9,8 € pro kg Wasserstoff. Die Auflagen nehmen davon etwa ein Fünftel ein. Die Prognose für das Jahr 2040 sieht in allen Komponenten nur eine leichte Kostenreduktion vor. In einer Summe von 7,4 € pro kg Wasserstoff gehen dann 1,9 € auf die Erfüllung der rechtlichen Anforderungen und machen dann rund ein Viertel aus. Eine Zusammenstellung der Zahlen ist Tab. 14 zu entnehmen.

Tab. 14: Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten aus typischen Kostenannahmen und unter Berücksichtigung realistischer Investitions- und Strombezugskosten für die Jahre 2025 und 2040 in Deutschland

Kosten für	2025		2040	
	idealisiert	realistisch	idealisiert	realistisch
Investition	1,2	3,3	1,1	3,1
Stack-Austausch		1,0		
Wartung und Instandhaltung	0,2	0,7	0,2	0,5
Strombezug	2,7	2,7	1,9	1,9
Zusatzkosten durch Grünstrom-Auflagen		2,1		1,9
Summe	4,1	9,8	3,2	7,4

Quelle: (FfE, 2025)

4.1.7 Zusammenschau der Auswertungen und Fazit

In Tab. 15 werden die Auswertungen der politischen Strategien, Rechtsgrundlagen sowie der Fördermaßnahmen zusammengestellt.

Zusammenfassend lässt sich schließen:

- Außer der Stromspeicher-Strategie des BMWK (aus dem Jahr 2023) und der bereits aktualisierten Nationalen Wasserstoffstrategie liegen zentrale Strategien bisher nur im Entwurf oder noch gar nicht vor. Dies spiegelt einerseits wider, wie dynamisch sich dieser Bereich entwickelt hat und weiterentwickelt und andererseits, wie sich Veränderungen in der politischen Landschaft (Stichwort vorzeitiger Regierungswechsel) auf die strategischen Ausrichtungen niederschlagen.
- Generell ist das zentrale Anliegen aller aufgeführten Strategien, Hochläufe – wie in diesem Fall für Energiespeicher – zu erleichtern. Das übergeordnete Ziel der Transformation hin zur dekarbonisierten Energiewirtschaft steht klar im Vordergrund. Die Strategien beschreiben hierzu die Handlungsfelder, teilweise auch konkrete Maßnahmen, um diese Ziele, zu denen auch der Speicherausbau beitragen muss, zu erreichen. Handlungsfelder sind dabei vielfach gesetzliche Anpassungen.
- Das Energiespeicher betreffende gesetzliche Regelwerk ist sehr komplex und vielfach nehmen auch die Regelungen wechselseitig Bezug. Erleichterungen und Beschleunigungen im

Rahmen von Genehmigungen stehen zumeist im Vordergrund. Dazu kommen die Erfordernisse zur Umsetzung von EU-Recht in nationales Recht.

- Naturschutzbelange sind selten direkt adressiert und wenn, dann grundsätzlich im Zusammenhang mit Ausweitungen von Potenzialen und Räumen für Speicher sowie – wie genannt – Erleichterungen und Beschleunigungen von Genehmigungsverfahren.
- Quantitative Ziele der Hochläufe von Energiespeichern liegen nicht vor. Zwar setzt die Nationale Wasserstoffstrategie Ziele für die Wasserstoffproduktion bzw. die Wasserstoffnutzung, jedoch nicht für den Aspekt des Speicherns. Dies gilt auch für Strom- und Wärmespeicher – wo zwar für EE-Strom und EE-Wärme gesetzliche bzw. strategische Ziele bestehen, nicht aber für das Volumen an Speichern.
- Aus den Strategien und Regelwerken gehen keine speziellen Bevorzugungen bestimmter Techniken hervor. Sprich, keiner Technik wird eine Vorrangigkeit beigemessen.
- Auch lässt sich anhand der Regelungen nicht direkt ableiten, welche Standorte bevorzugt ausgewählt werden – was im Kontext des Naturschutzes eine zentrale Frage ist. Selbst wenn Projekte Flächen außerhalb von Beschleunigungsgebieten meiden sollten, blieben noch immer umfangreiche Gebiete im Außenbereich mit naturschutzfachlichem Wert betroffen.
- Inwieweit eine Prüfung der Naturschutzbelange im Rahmen einer UVP verpflichtend ist, hängt dabei von der Größe der Speicheranlage ab – oder sie werden als Nebenanlagen im Rahmen größerer EE-Projekte (z.B. PV-Freiflächenanlagen) gemeinsam mit dem Gesamtprojekt geprüft. Die Größenschwellen gelten auch für den Fall einer Nachrüstung von EE-Anlagen mit Stromspeicheranlagen.

Erfahrungen und Auswertungen der Auswirkungen auf die Umwelt und insbesondere die Natur liegen bisher nur ansatzweise vor. Bezüglich Batteriespeichern beziehen sich entsprechende Aussagen auf die Produktion bzw. die Rohstoffvorkette und die Entsorgung. Die Folgen für natürliche Systeme durch Pumpspeicherwerke dagegen sind ebenso erheblich wie auch bekannt und beschrieben (LANUV, 2016), (Kobler, Wüest, & Schmid, 2018). Sie werden projektbezogen in UVP-Verfahren abgeschätzt und bewertet und sind gemäß Eingriffsregelung auszugleichen. Für die Vielzahl an weiteren Technologien liegen jedoch kaum fachliche Erfahrungen zu Wechselwirkungen mit den Schutzgütern Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt vor.

Tab. 15: Auswahl an Politischen Strategien, Rechtsgrundlagen und Fördermaßnahmen zur Analyse und Auswertung

Referenzwerk	Welche Bezugspunkte bestehen zu Energiespeichern?	Lassen sich daraus Folgen für den Naturschutz erschließen?
Nationale Wasserstoffstrategie (NWS)	Wasserstoff als Tages- sowie Saisonspeicher von elektrischer Energie	Nur indirekt adressiert: Umnutzungspotenzial vorhandener Infrastruktur → reduzierte Eingriffe Pipelines/ Speicher → zusätzliche Fläche
Stromspeicher-Strategie des BMWK (12/2023)	Zentrales Ziel, zahlreiche Bezugspunkte in den Handlungsfeldern	Nur indirekt adressiert:

Referenzwerk	Welche Bezugspunkte bestehen zu Energiespeichern?	Lassen sich daraus Folgen für den Naturschutz erschließen?
		weniger einschneidender Eingriff in das Landschaftsbild als EE-Projekte Verkürzung/Vereinfachung Genehmigungsverfahren für PSW, andere Großspeicher → Risiko? Indirekte Folgen durch Ausbau von Speichersystemen benötigt Fläche und führt ggf. zu erheblicher Landnutzungsänderung
Kraftwerksstrategie der Bundesregierung (02/2024)	Strategie liegt noch nicht vor, nur in ersten beschlossenen Elementen, die sich vor allem auf H ₂ -readiness von Gaskraftwerken beziehen	Bisher keinerlei Hinweise
Photovoltaik-Strategie des BMWK	Speicher ist Querschnittsthema: ausgewogenes Verhältnis von Wind- zu Solarstrom und Stromnetzausbau minimiert Speicherbedarf, Kurzzeitspeicher durch die smarte Einbindung von Elektromobilität u.a. Langzeitspeicher v.a. durch H ₂	Freiflächenanlagen vorrangig als Biodiversitäts-PV bzw. Biodiversitäts-Solarparks gestalten. Erleichterungen in der Baunutzungsverordnung sowie im Baugesetzbuch und eine Öffnung benachteiligter Gebiete
EU-Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa	Wasserstoff soll wesentlicher Bestandteil eines integrierten Energiesystems werden. Dabei soll Wasserstoff auch der Versorgungssicherheit für die tägliche oder saisonale Speicherung und als Reserve mit Pufferfunktion dienen.	Naturschutz wird nicht adressiert, nur im Zusammenhang mit der Substitution von Erdgas (→ blauer Wasserstoff) mit Biogas.
Stellungnahmen des Nationalen Wasserstoffrat (NWR)	Moniert das Fehlen einer Konkretisierung einer Wasserstoffspeicherstrategie	Betont die Wichtigkeit der Vereinfachung von Genehmigungsverfahren von Transport-, Import- und Speicherinfrastrukturen.
EEG 2023	Speicher für Netzstabilität und Flexibilisierung notwendig	Nur indirekt adressiert: Ausbau von Speichersystemen benötigt Fläche → Landnutzungsänderung Speichersysteme zur Eigennutzung können dezentrale Versorgung unterstützen und Flächenbedarfe eindämmen.
RED III	Speicher als notwendiger Infrastrukturbestandteil für erneuerbare Energie, auch für Beschleunigungsgebiete vorgesehen.	Ausgeschlossen sind Natura 2000-Flächen und Gebiete im Rahmen nationaler Programme zum Schutz der Natur und der biologischen Vielfalt – ansonsten nur

Referenzwerk	Welche Bezugspunkte bestehen zu Energiespeichern?	Lassen sich daraus Folgen für den Naturschutz erschließen?
		Screening auf existierenden Daten.
REPowerEU	Speicheranlagen sind als im überwiegenden öffentlichen Interesse liegend zu betrachten und die Genehmigung ihres Einsatzes zu erleichtern.	Keine Adressierung
EnWG (Energiewirtschaftsgesetz §§ 28ff, § 112), generell die Novellierung 2024	Energiespeicheranlage wird definiert. Es besteht ein überragendes öffentliches Interesse für Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie.	Bei Vorhaben, für die eine Strategische Umweltprüfung durchgeführt wurde, ist von der Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung und einer Prüfung des Artenschutzes nach den Vorschriften des § 44 Absatz 1 des Bundesnaturschutzgesetzes abzu- sehen. Zuständige Behörde prüft auf vorhandener Datenlage (siehe auch nationale Umsetzung RED III)
Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weitere Maßnahmen im Stromsektor (07 2022) à §26 Energie-Umlagen-Gesetz EnUG	Im Vordergrund: die wasserstoffbasierte Stromspeicherung: Förderung innovativer Konzepte mit wasserstoffbasierter Stromspeicherung; (als Änderung im EEG aufgenommen	Erweiterung der Flächenkulisse bei Freiflächenanlagen (Wegfall 15 m Randsteifen) und Integration der bisherigen besonderen Solaranlagen (sog. "Agri-PV", "Floating-PV" und "Parkplatz-PV") und entwässerte Moorböden in die Freiflächenausschreibung

Zusammenstellung: ifeu

Insgesamt zeigt die Analyse allein schon aufgrund der Vielzahl an Strategien und Regelwerken, die das Thema Energiespeicher teils direkt, teils indirekt adressieren, wie komplex diese mit den Entwicklungszielen der Energiewirtschaft verflochten sind. Der Ausbau der erneuerbaren Energien selbst mag die primäre Aufgabe sein, doch wird Speichern darin eine zentrale Rolle zugewiesen. In den Rechtswerken sind die Ebenen der Energieerzeugung und der Speicher daher auch – wie in der technischen Umsetzung – oft gekoppelt. Die Regelungslage verteilt sich somit über die diversen Gesetzeswerke, was die Analyse z.T. schwer überschaubar gestaltet. Die vorliegenden Ausführungen erheben daher auch nicht den Anspruch der Vollständigkeit und stehen unter dem Vorbehalt einer dynamischen Weiterentwicklung von Strategien und Gesetzen. So ist ein Fazit der Analyse, dass im Regelungsbereich noch verschiedentliche offene Fragen bestehen. Dies gilt u. a. mit Blick auf die fehlende Einheitlichkeit der Genehmigungspraxis, was die Prüfung der Naturschutzbelange in Beschleunigungsgebieten betrifft, als auch bezüglich fachlicher Erfahrungen bzw. Grundlagen zu den Auswirkungen verschiedener Arten von Speichern auf Belange des Naturschutzes.

Wünschenswert wäre eine baldige und vollständige Finalisierung aller Entwurfsstrategien mit klaren Zeitplänen und Verantwortlichkeiten. Auch wäre eine konkretere Festlegung quantitativer Ausbauziele für Energiespeicher zumindest in den entsprechenden Strategien geboten, sodass auch eine transparente Erfolgskontrolle möglich wird. Neben anderen Umweltbelan-

gen sollten auch naturschutzfachliche Kriterien in die strategischen Handlungsfelder und Genehmigungsprozesse integriert werden. Kriterien für Standortwahl und Technikpräferenzen können im Übrigen Planungssicherheit für Akteure schaffen.

4.2 Erkenntnisse aus Interviews

4.2.1 Auswahl und Fragebogen

Mit Vertreter*innen von Stadtwerken, Energiekonzernen, Industrie und Unternehmen mit Bezug zu Energiespeichern, Infrastrukturbetreibern, Verbänden, Politik, Behörden, Institutionen des Bundes sowie des Wasserstoffrats wurden Interviews durchgeführt. Ziel war es dabei, die jeweiligen Positionen zu folgenden Punkten zu erfahren:

- Wo werden aktuelle und zukünftige Speicherbedarfe (Strom, Wärme, H₂) und die Verbreitung verschiedener Speichertechnologien sowie zugehöriger Infrastrukturen in Deutschland gesehen?
- Worin werden Hemmnisse und rechtliche Unklarheiten wahrgenommen und welche Forderungen sind an die Politik zu stellen? Ein besonderer Fokus liegt dabei auf naturschutzfachlichen Belangen, raumplanerischen und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen und ggf. daraus resultierenden Konflikten zu den politischen Zielsetzungen.
- Unter welchen Voraussetzungen sind Unternehmen bereit, in einen Speicher zu investieren? Der Fokus hier liegt auf den Kosten, die evtl. durch Auflagen entstehen.

Der Interviewfragebogen wurde an ca. 20 unterschiedliche Institutionen aus den oben genannten Bereichen versandt werden. Nach Rücklauf der Fragebogen wurden mit zehn Institutionen vertiefende Interviews zur Untersetzung und Konkretisierung der Fragebogen geführt.

Der vollständige Fragebogen ist in Anhang A.2 beigelegt. Er beinhaltet folgende mit dem BfN abgestimmte Themenblöcke:

- Einschätzung der aktuellen Situation
 - zum Ausbau von Energiespeichern, Geschwindigkeit, Rolle und Systemrelevanz sowie welche Speichertechnologie am stärksten vertreten ist;
 - zu rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie denn größten Hemmnissen für den Ausbau von Energiespeichern.
- Einschätzungen zum Ausbau (Szenarien):
 - Welche Speicherkapazitäten sind zu erwarten?
 - Welche Technologien werden bis 2040 voraussichtlich am meisten Speicherkapazität zur Verfügung stellen?
 - Welche Rahmenbedingungen müssen zukünftig für den angestrebten Ausbau von Energiespeichern erreicht werden?
- Einschätzung der naturschutzfachlichen Aspekte:
 - Welche Rahmenbedingungen spielen für die Standortwahl die größte Rolle?
 - Welche Art Standort werden ausgewählt?
 - Welche Auswirkungen können Energiespeicher auf die Belange von Natur- und Artenschutz sowie Landschaftsplanung haben?

- Einschätzungen zu Wasserstoff:
 - Welche Rolle spielt Wasserstoff im gesamten Energiesystem?
 - Welchen Anteil am künftigen Verbrauch kann Deutschland selbst erzeugen?
 - Welche Auswirkungen können Wasserstoffspeicher auf die Belange von Naturschutz und Landschaftsplanung, Artenschutz haben?
- Einschätzungen zu Kosten des Speicherausbaus im Gesamtkontext Energiewende:
 - Was sind die größten Kostentreiber?

4.2.2 Wesentliche Ergebnisse der Interviews

4.2.2.1 Einschätzung der aktuellen Situation

Zur Frage, wie die aktuelle **Situation zum Ausbau** von Energiespeichern, die Geschwindigkeit des Ausbaus und die Bedeutung ihres Beitrags zur Systemrelevanz gesehen wird, zeigten sich folgende Einschätzungen (siehe auch die Grafik in Abb. 12):

- Dass der Ausbau zügig vorstangeht, wird breit befürwortet – mit verteilter Zustimmung zwischen „überwiegend“ und „nicht zu sehr“.
- Die Meinung, dass die Geschwindigkeit des Ausbaus überraschend schnell erfolgt, wird von einem höheren Anteil der Befragten geteilt, von einem kleineren Anteil eher nicht.
- Die Systemrelevanz sieht die Mehrzahl der Befragten sehr hoch, es gibt jedoch auch Einzelpositionen.
- Die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden im Schnitt eher als mittelmäßig eingeschätzt, nur wenige Stimmen sehen diese als ausreichend an.

Stimmen Sie zu?	vollkommen								überhaupt nicht	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Der Ausbau von Energiespeichern läuft auf Hochtouren.			2	3	3	3	2	2		
Die Geschwindigkeit des Ausbaus von Speichern ist überraschend schnell.		2	2	3	2	1	2	2		
Die Rolle von Speichern im Energiesystem ist systemrelevant.	3	5	5							2
Die rechtl. u. wirtschaftl. Rahmenbedingungen fördern den Ausbau im richtigen Maß.		2			3	2	2			

Abb. 12: Umfrageergebnis zur Einschätzung der aktuellen Situation von Energiespeichern (n = 18)

Zur Frage, **welche Prioritäten** gesetzt werden sollen, welche Maßnahmen als am wichtigsten gesehen werden, gibt Abb. 13 Aufschluss:

- Der Ausbau des Strom- und Wärmenetzes sowie der von EE-Anlagen wird deutlich am stärksten priorisiert, sowohl kurz-, mittel- wie langfristig.
- Dahinter folgt der Ausbau von Speichern, ebenfalls mit überwiegender Einschätzung als „wichtig“.

- Der Import grüner Energie (v.a. Wasserstoff) wird zumindest kurz- und mittelfristig von mittlerer Wichtigkeit gesehen – langfristig spaltet sich die Auffassung von sehr bis gar nicht wichtig.
- Gespalten ist auch das Ergebnis bezüglich der Frage, ob neue Kraftwerke mit fossiler oder nuklearer Energie erforderlich sind, wenngleich die überwiegende Zahl der Befragten deren Wichtigkeit eher verneint.

Wie setzen Sie Prioritäten?		am wichtigsten		am wenigsten wichtig		
		1	2	3	4	5
Ausbau des Strom- und Wärmenetzes						
	Kurzfristig	6	5	3		
	mittelfristig	7	6			
	langfristig	6	3	2	2	
Ausbau von EE-Anlagen						
	Kurzfristig	6	4	3		
	mittelfristig	6	5	2		
	langfristig	4	5	2	2	
Import von grüner Energie						
	Kurzfristig		3	6	4	
	mittelfristig		3	6	4	
	langfristig	4		5		4
Ausbau von Speichern						
	Kurzfristig	6	1	6		
	mittelfristig	2	8	2		
	langfristig	4	5	4		
Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken (Gas, Nuklear, Kohle)						
	Kurzfristig				4	9
	mittelfristig	1	2		2	7
	langfristig		2		6	4

Abb. 13: Umfrageergebnis zur Einschätzung von Prioritäten (n = 17)

Bei der Frage, wie die **wesentlichen Hemmnisse** für den Hochlauf von Energiespeicher eingestuft werden, wurde u.a. geäußert, dass:

- Die Hemmnisse für Stromspeicher insgesamt eher gering seien,
- jedoch lange Wartezeiten bei Vergabe der Netzanschlussknoten bestehen und hohe Baukostenzuschüsse (hier verbunden mit unklaren Regelungen) für eine insgesamt unsichere wirtschaftliche Erfolgsaussicht schließen lassen; wer investiert, gehe ins Risiko;
- im Besonderen für H₂-Kavernenspeicher sehr lange Realisierungszeitenbeständen und hier das ökonomische Risiko besonders hoch sei; private Akteure seien hier sehr zurückhaltend.

Zur Frage, **welche Speichertechnologie** derzeit am stärksten jeweils in den Bereichen Stromspeicher, Wärmespeicher und Wasserstoff-Speicher vertreten ist, ergab sich eine gute Übereinstimmung mit den in diesem Vorhaben erstellten Analysen (Siehe Kapitel 3):

- Bei Stromspeichern liegt der Li-Ionen Speicher deutlich vorne, teilweise mit dem Zusatz „noch“;
- Bei Stromspeichern werden außerdem die Pumpspeicherwerke genannt, was der aktuellen Realität entspricht.
- Beim H₂-Speicher werden aktuell eher Drucktanks gesehen; erste Testkavernen werden erst noch erschlossen. Perspektivisch werden Kavernen in Salzstrukturen als die wichtigste Speicherform gesehen.
- Bei Wärmespeichern werden drucklose und atmosphärische Wasserspeicher als maßgeblich gesehen.

4.2.2.2 Themenblock Hochlauf und Szenarien

Die Einschätzungen der Befragten zum **voraussichtlichen Hochlauf** decken sich weitgehend mit den im Rahmen dieses Vorhabens entwickelten Szenarien (siehe Kapitel 3):

- Stromspeicher:
 - Optimistische Perspektive: bis 2030: ca. 100 GW / bis 2045: 150–200 GW
 - Pessimistische Perspektive: bis 2030: ca. 5 GW / bis 2045: 60 GW
- Wärmespeicher: bis 2030: ca. 200 GW / bis 2045: 150–200 GW
- H₂-Speicher: bis 2030: 2 TWh; bis 2035: 5–10 TWh; bis 2045: 60 TWh; bis 2050: > 80 TWh

Auch zur Frage, welche Technologien bis 2040 voraussichtlich am meisten Speicherkapazität zur Verfügung stellen werden, gibt es gute Übereinstimmung. Die Rangfolgen sind in Tab. 16 zusammengestellt.

Tab. 16: Umfrageergebnis zu Rangfolgen von Technologien hinsichtlich ihrer voraussichtlichen Bedeutung bis 2040 für die Speicherkapazität

Stromspeicher	Wärmespeicher	Wasserstoff
1. Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO ₄)	4. Erdbecken	6. Salzkaverne
2. Klassische Pumpspeicherkraftwerke	8. Carnot Batterie	6. Drucktanks
3. Natrium-Ionen-Batteriespeicher		9. Ammoniak
5. Redox-Flow (V, Fe, Lignin)		10. Methanol

Zusammenstellung ifeu

Zur Frage, welche Rahmenbedingungen zukünftig für den angestrebten Ausbau von Energiespeichern erreicht und welche rechtlichen Lücken geschlossen werden müssen, wurde angeführt:

- Die Preisregulierung ist durch die BNetzA bisher nicht festgelegt worden. Das schafft regulatorische Unsicherheiten (Stichwort: Baukostenzuschüsse).
- Anreize für den Einsatz von Flexibilität werden noch nicht richtig gesetzt; z.B. Bandlastprivileg, fehlende regionale Differenzierung der Netzentgelte bzw. Strompreise.
- Es fehlen Erfahrungen zu umwelt- und bergbaurechtlicher Umsetzung für H₂-Kavernenspeicher.
- Die weitere Beschleunigung zu Ungunsten des Natur- und Artenschutzrechtes ist nicht akzeptabel.

4.2.2.3 Themenblock naturschutzfachlichen Aspekte

Zur Frage, welche **Rahmenbedingungen für die Standortwahl** eines Speichervorhabens die größte Rolle spielen und warum, wurden u.a. folgende Antworten gegeben:

- Für Stromspeicher ist die Netzanschlusskapazität entscheidend; vorrangig werden erzeugungsnahe Standorte gewählt; für die Privilegierung ist die Nähe zum Netzknoten entscheidend, aber auch die Verfügbarkeit von Fläche.
- Diese Argumente sprechen durchgängig für den Vorzug der Co-Location – jedenfalls bei Anlagen im Außenbereich.
- Für Heimspeicher/Gewerbespeicher wiederum spricht, dass durch Verbrauchsnähe und geeignete Messeinrichtungen ein systemdienlicher Einsatz optimiert werden kann.
- Bei Wärmespeichern hat die Verbrauchsnähe eine Schlüsselbedeutung, da der Transport von Wärme zu teuer ist.
- Für H₂-Speicher wiederum ist allein das Vorhandensein von geeigneten geologischen Strukturen entscheidend, bzw. auch eine Netzinfrastruktur (Strom+H₂) wichtig.

Zur Frage, **wo Batteriegroßspeicher** voraussichtlich überwiegend installiert werden, ob es in Deutschland Schwerpunktregionen geben wird und ob eher urbane oder ländliche Regionen für die Errichtung genutzt werden, wurden folgende Einschätzungen gegeben:

- Die Einschätzung der räumlichen Verteilung ist schwierig, es wird eher von einer gleichmäßigen Verteilung in Deutschland ausgegangen; Tendenz: zur PV-Integration zeigen sich Vorteile für eine Allokation im Süden.
- Insgesamt werden aufgrund der unterschiedlichen Anwendungsschwerpunkte die BESS deutschlandweit installiert werden.
- Insgesamt werden eher ländliche Regionen als Standorte gesehen, sofern Netzanbindung möglich ist; auch ehemalige KW-Standorte sind bevorzugt.
- Insbesondere bei großen Netzerweiterungsvorhaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben sich in der letzten Zeit sehr große BESS angesiedelt.²²

²² Der aktuelle Stand des Netzausbaus kann (BMWE, 2025) entnommen werden; Beispiele für Großspeicher an diesen Netzausbauten wären Bollingstedt in Schleswig-Holstein oder Hamm in Nordrhein-Westfalen

- Leider werden meist ländliche Regionen genannt, zum einen wegen Schallemissionen, zum anderen, da dort von weniger Widerstand ausgegangen wird.

Zur Frage, welchen **Anteil Heimspeicher** in Zukunft am Gesamtspeichervolumen haben werden, kann zusammengefasst werden, dass sie bezogen auf das Gesamtspeichervolumen auch weiterhin einen hohen Anteil behalten werden, aber gegenüber dem heutigen Anteil von mehr als 90 % absinken. 50 % wird oft genannt. Wichtig ist, dass Steuerbarkeit über Smart Meter gewährleistet werden muss und dass mobile Speicher aus BEV als Heimspeicher klassifiziert werden.

Zur Frage nach den **Auswirkungen** spezieller Speichertechnologien (zum Beispiel Batteriegroßspeicher) auf die Belange von Naturschutz und Landschaftsplanung sowie Artenschutz wurde geäußert, dass:

- insbesondere durch die Schallemissionen von Batteriespeichern Auswirkungen zu erwarten sind;
- Flächeneffizienz nur dort zu erwarten ist, wo Fläche teuer ist, da ansonsten mehrgeschossige Installationen teurer kommen;
- die Anlagen in Abhängigkeit des Standorts durchaus große Eingriffe in Natur- und Landschaft bedeuten und artenschutzrechtliche Probleme auslösen können. Sie sollten möglichst auf vorbelasteten Flächen und nicht in der freien Landschaft errichtet werden.

4.2.2.4 Themenblock Wasserstoff-Speicher

Auf die Frage, ob Wasserstoff im gesamten Energiesystem eine Rolle spielt oder in Zukunft spielen werden, ob sich die **Einsatzmöglichkeiten** auf wenige Einsatzbereiche beschränken werden, wurde geantwortet, dass:

- sich der Einsatz voraussichtlich nur in wenigen Bereichen durchsetzen wird;
- sich eine breitere Nutzung nur langfristig ergeben kann;
- sich die Anwendung vor allem auf folgende Bereiche konzentrieren wird:
 - auf die nicht elektrifizierbaren bzw. anderweitig nicht substituierbaren Prozesse, wie insbesondere im internationalen Luft- und Schiffsverkehr, bei Hochtemperaturprozessen und der stofflichen Nutzung von H₂;
 - der Einsatz als Energiespeicher zur Rückverstromung im Winter sinnvoll ist;
 - für Wärme werden Speicher nur zur Spitzenabdeckung in Wärmenetzen gesehen, nicht als dezentrale Lösungen.
 - im landgebundenen Verkehr der Einsatz nur in wenigen Nischen in geringem Umfang möglich sein wird.

Der **in Deutschland hergestellte** Anteil des künftigen Verbrauchs an Wasserstoff wird wie folgt eingeschätzt:

- 40-60 % können selbst erzeugt werden.
- Mittelfristig ist nur grüner H₂ konkurrenzfähig, vorher ggf. auch blauer Wasserstoff. Elektrolyse wird unter anderem benötigt, um die hohe EE-Leistung zu integrieren und Energiemengen sinnvoll in den Winter zu verschieben.

- Höhere Anteile sind nur möglich, wenn die europäische H₂-Infrastruktur und der EE-Ausbau in Deutschland und den Nachbarländern stärker ausgebaut werden.
- Von manchen Befragten wird der im Fragebogen zur Diskussion gestellte Korridor von 30 bis 50 % des vom Bedarf durch inländische Produktion erzeugten grünen Wasserstoff als deutlich zu hoch gewertet.

4.2.2.5 Themenblock Kosten

Das Kostenthema beim Speicherausbau wird im Vergleich zu den nötigen Gesamtinvestitionen in das Energiesystem eher als relativ gering eingestuft.

Auf die Frage nach den größten Kostentreibern des Speicherausbaus werden genannt:

- Arbeitskräfte, Material/Technologie, aber auch Flächen
- Netzanschluss
- Batteriespeicher
- Umwandlungsverluste
- Betriebskosten

Auflagen des Naturschutzes werden nicht genannt.

4.3 Zusammenfassung der Analyse und Auswertung von Strategien, Regulatorik und Förderprogrammen im Hinblick auf Speicher und Naturschutz

Energiespeicher sind in zahlreichen Strategien und Rechtswerken adressiert. Teilweise stehen sie explizit im Vordergrund (Speicherstrategie), in vielen anderen Dokumenten steht die Speicherfrage in teilweise direktem, teilweise indirektem Zusammenhang.

Alle Strategien und Rechtswerke zielen letztlich auf eine Dekarbonisierung der Energiewirtschaft sowie energie- und prozessintensive Industrien mit Blick auf die Klimaschutzziele. Im Vordergrund stehen dabei Vereinfachungen und Beschleunigungen bei Genehmigungen, Aufbau und Inbetriebnahme von Technologien für die Energiewende.

Energiespeicher sind darin ein relevanter Teil der technischen Lösungsansätze. Somit zielen im Grunde alle untersuchten Strategien und Rechtswerke direkt oder indirekt auf eine Unterstützung bzw. Beschleunigung des Hochlaufs von Energiespeichern. Allerdings existieren keine quantitativen Ziele speziell für Speicher – weder für Strom, noch für Wärme noch für Wasserstoff.

Naturschutzaspekte werden in den Strategien und Regelwerken selten direkt behandelt. Grundsätzlich wäre davon auszugehen, dass natur- und landschaftsschutzfachliche Aspekte im Gesetzgebungsverfahren berücksichtigt wurden, z.B. bei Ressortabstimmungen oder im Rahmen von Gesetzesfolgeabschätzungen. Dann wäre die Nichterwähnung von Belangen des Natur- und Landschaftsschutzes als ein informierter Ausschluss möglicher Auswirkungen zu verstehen bzw. es wird davon ausgegangen, dass die Auswirkungen zu bewältigen sind. Gesetzgebungsprozesse und Normenentwicklungen sind jedoch hochkomplex und oft von der Dringlichkeit in der jeweiligen Sachthematik getrieben. Daher haben gemäß dem Abwägungsgebot § 2 Abs. 3 BNatSchG **Naturschutzbelange keinen absoluten Vorrang gegenüber anderen öffentlichen Belangen** (Czybulka, 2022), andere Belange aber werden häufig durchset-

zungsstärker vertreten. Im Kontext sehr öffentlichkeitswirksamer Projekte wie größeren Wind- oder Solarparks stehen dagegen Naturschutzbelange zumeist sehr umfassend mit im Vordergrund.

Am differenziertesten finden sich daher auch Naturschutzbezüge in der Photovoltaik-Strategie, wobei auch dort die Speicherfrage ein Thema am Rande ist. Naturschutz ist jedoch überwiegend betroffen im Zusammenhang mit Flächenausweisungen und Flächeninanspruchnahme in (vereinfachten) Genehmigungsprozessen.

Bezüglich der Standortwahl gibt es keine eindeutige Regelung. Ein Vorzug von vorbelasteten Industriestandorten anstelle von naturnäheren Außenbereichen ist nicht definiert, weshalb auch naturschutzrelevante Außenbereiche betroffen sein können. Die Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) hängt von der Größe der Speicheranlage ab oder erfolgt im Rahmen größerer EE-Projekte.

Keine Speichertechnik wird in den Strategien bevorzugt oder als besonders förderwürdig eingestuft. Dies lässt sich auch nicht anhand indirekter Indikatoren (z.B. Effizienz) ableiten.

Es bleiben Fragen offen, insbesondere zur einheitlichen Genehmigungspraxis und zur naturschutzfachlichen Bewertung in Beschleunigungsgebieten, aber auch außerhalb.

Dies wurde auch durch die Interviews und Befragungen ersichtlich. Daraus konnten von der Tendenz her folgende Empfehlungen entnommen werden:

- Bei Stromspeichern ist die Nähe zur EE-Stromerzeugung mit Vorteilen verbunden (Stichwort: Netzeinspeisungsknoten), was grundsätzlich für die sogenannte Co-Location spricht und den Speicher in das Genehmigungsverfahren von EE-Erzeugungsanlagen einschließen sollte.
- Großspeicher sollten bevorzugt auf Industriestandorten errichtet werden, die eine Distanz zu Wohnbereichen aber auch Naturräumen sicherstellen würden. Stillgelegte Kraftwerksstandorte bieten als vorbelastete Standorte oftmals gute Voraussetzungen.

5 Eingriffe in Natur und Landschaft: Bewertung möglicher zukünftiger Ausbaupfade und Relevanz verschiedener Speichertechnologien

5.1 Ausbaupfade und Zielkonflikte mit dem Naturschutz

Um die Zielkonflikte mit dem Naturschutz abbilden zu können, werden zwei Perspektiven eingenommen:

- Politische Ebene: Im Rahmen von Szenarien des zukünftigen Speicherausbaus werden die Eingriffe in Natur und Landschaft anhand der Flächenbedarfe und Flächenqualität (Hemerobiemethode) bewertet. Den Szenarien liegen unterschiedliche Technologien und Technologiemiixe und die damit verbundenen zukünftigen Speicherkapazitäten und Flächenbedarfe zugrunde.
- Anwendungsebene: Es soll eine Hilfestellung für naturschutzrelevante Bewertungen von Speichertechnologien (zum Beispiel für Naturschutzbehörden) entstehen.

5.1.1 Bewertung von Eingriffen in Natur und Landschaft auf politischer Ebene

5.1.1.1 Methodische Vorgehensweise

Basierend auf den Arbeiten in Kapitel 1 (AP1) und Kapitel 3 (AP2) werden in diesem Kapitel Szenarien formuliert, die am wahrscheinlichsten für den Zubau von Speichern erscheinen (AP4.1). Dabei wird differenziert zwischen Szenarien für den Speicherausbau und Szenarien für den Ausbau der Wasserstoffproduktion. Der jeweilige Ausbaupfad wird für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 betrachtet. Grundsätzlich sind Ausbauszenarien für Speicher immer in Abhängigkeit mit dem Netz- bzw. Leitungsausbau zu sehen. Die Bewertung an dieser Stelle fokussiert jedoch auf den Speicher.

Zur Beurteilung von Eingriffen in die Natur bedarf es im Grunde immer Kenntnissen über den konkreten Standort. Wie kann somit eine naturraumbezogene Bewertung übergreifend ortsunabhängig, ohne den Standortbezug eines konkreten Projekts aussehen? Hilfreich ist hier ein Blick in eine analoge Anwendung: Die Lebensweganalyse oder Ökobilanz bewertet Produkte ebenfalls ortsunabhängig und es gibt Ansätze in der Ökobilanzmethode, um Auswirkungen auf die Natur oder die Biodiversität zu berücksichtigen. In einem aktuell noch laufenden BfN-Vorhaben werden fünf verschiedene solcher Methodenansätze analysiert und bewertet.²³ Sie alle setzen als Basiseinheit die Inanspruchnahme von Fläche an. Unterschiedlich ist jeweils, wie der ökologische Wert der Fläche durch die Art und Intensität der Nutzung eingestuft wird.

Für die hier durchgeführte Bewertung von Szenarien im Hinblick auf ihre Eingriffe in Natur und Landschaft wird daher solch ein flächenbezogener Ansatz angewendet. Dies erfolgt grundsätzlich in zwei Schritten, wobei zuerst die **Flächenbelegung** für die jeweilige Technik mit Bezug auf die Speicherleistung ermittelt wird. Dabei muss die zu bewertende Anlage als Ganzes betrachtet werden: Mit überbauten bzw. versiegelten Flächen, wozu auch die ggf. erforderlichen Verkehrsflächen zählen, aber auch Zwischenräume und Randbereiche – alle Flächen, die nicht anderweitig genutzt werden können. Im zweiten Schritt werden diese Flächen im Einzelnen mit **unterschiedlichen Faktoren für den ökologischen Wert** verrechnet und addiert. Die hier

²³ Vorhaben: Pri-o-biodiv – Ermittlung des ökologischen Fußabdrucks biodiversitätsrelevanter Produkte und Dienstleistungen; FKZ: 3522 81 0300

verwendete Methode bezieht sich dabei auf **Hemerobie**, d.h. das Maß an menschlichem Einfluss auf die Fläche.

Die Hemerobie-Methode ist ein möglicher Ansatz, um die Belegung von Flächen durch Speichieranlagen über reine Hektarzahlen hinaus zu bewerten. Für diesen Zwecke geeignet sind auch andere Methoden wie z.B. die vorne genannte Methode nach Lindner et al. (2021) sowie andere Vorschläge aus dem Kontext der Ökobilanzen. Ein Beispiel wäre die Indikatorgröße potentially disappearing fraction (PDF) nach (Chaudhary & Brooks, 2018). Alle Methoden weisen ihre Stärken und Schwächen auf. Der Vorteil der Hemerobie-Methode ist der direkte Bezug auf Nutzungsintensitäten mit der Maßgabe: Je größer der menschliche Eingriff auf die natürlichen Prozesse eines Ökosystems sind, desto stärker wird dies bewertet. Ein Nachteil besteht darin, dass die Auswirkung auf Biodiversität mit diesem Ansatz nur sehr mittelbar bewertet werden kann. Je nach Einschätzung kann es auch von Nachteil sein, dass das stufenförmige System mit sieben Hemerobieklassen eine höhere Differenzierung eingrenzt. Für den hier vorliegende Zweck wird die Hemerobie-Methode als gut geeignet eingeschätzt.

Schritt 1: Bestimmung der Flächenbelegung

Die Bewertung erfolgt in diesem Abschnitt anhand der für die Speichertechniken verursachten Belegung von Fläche, wobei zunächst die reine Fläche in Form von m^2 oder Hektar berechnet wird. Die spezifischen Flächenbedarfe der Techniken sind in den Steckbriefen (siehe Anhang A.1) angegeben und weiter unten in Tab. 19 zusammengefasst. In die Flächenbelegung geht neben den eigentlichen Anlagen (bei Batteriespeichern wären das z.B. die aufgestellten Container) auch die Erschließungsflächen (versiegelte Zuwegungen und Manövriertflächen), sowie Zwischenräume und Randzonen, die begrünt sein können, aber für die Anlagenstruktur erforderlich sind, ein.

Abb. 14 zeigt beispielhaft an einer Batteriespeicher-Anlage (LiFePO_4) in Kupferzell, wie sich der Flächenumfang gestaltet. Die Flächenberechnung wird wie folgt beschrieben:

- Die Anlage weist eine Speicherkapazität 250 MWh bzw. eine Leistung von 250 MW auf.
- Der Flächenbedarf wird mit etwa 1,77 ha (siehe Anhang A.1.1) angegeben, was für die versiegelte Fläche gilt; die Gesamtfläche, die dem roten Umriss entspricht, umfasst weitere 1,5 ha an Zwischenräumen und Rasen-Randstreifen.
- Daraus ergibt sich in diesem Beispiel eine spezifische Flächenbelegung von $130 \text{ m}^2/\text{MW}$

Zu beachten ist, dass der Flächenbedarf einer Anlage von deren Konfiguration abhängt, je nachdem, ob Module gestapelt oder nebeneinander errichtet wurden. Die Module stehen in diesem Beispiel nebeneinander, was derzeit als typischer Fall erachtet wird, da eine mehrgeschossige Aufstellung offenbar kostenintensiver ist als die Einsparung an Flächenkosten erbringt (siehe auch Antworten aus der Interviewbefragung (Kapitel 4.2.2.3). Durch eine Stapelung könnte der Flächenbedarf jedoch gesenkt werden.

Die hier zu Grunde gelegten Angaben für die Flächenberechnungen sind daher mit Unsicherheiten verbunden. Ein effizienterer Umgang mit Fläche in der Zukunft ist durchaus denkbar. Ob dies jedoch wahrscheinlich ist, ist schwer zu beurteilen. Bei der Diskussion der Ergebnisse gilt es, dies zu beachten. Außerdem ist zu beachten, dass nur sehr wenige Daten zur Flächenbelegung dieser Anlagen zur Verfügung stehen, sodass eine statistische Auswertung und solide Mittelwertbildung unter Berücksichtigung von Bandbreiten nicht darstellbar sind. Folglich ist nicht auszuschließen, dass z.B. bei Batteriegroßspeichern im Einzelfall Abweichungen im

Ergebnis auftreten können. In dieser Bewertung geht es daher in erster Linie um die Einschätzung der Größenordnung der flächenbezogenen Auswirkungen.



Bild: Harrer Ingenieure GmbH

Abb. 14: Beispiel für den Rahmen der Zurechnung von Flächenbelegung durch Speicheranlagen; Der rote Umkreis ist hierfür anzurechnen.

Schritt 2: Anwendung der Hemerobie-Methode

Die reine Angabe von Quadratmetern oder Hektar sagt nichts über die ökologische Qualität der Fläche aus. Wie in Abb. 14 zu sehen ist, besteht die Anlage aus versiegelten bzw. überbauten Bereichen, aber auch aus Grünflächen, die nicht in gleichem Maße zu werten sind wie Versiegelungen. Ziel der Aufgabe hier ist es, den Flächeneffekt jeweils der ganzen Anlagen zu berücksichtigen und verschiedene Formen der Flächeninanspruchnahme vergleichbar zu machen. So ist 1 m² versiegelte Fläche (Container oder asphaltierter Weg) nicht gleichzusetzen mit beispielsweise 1 m² Rasenfläche.

Zu den Methoden, die eine solche Wertung ermöglichen und die in dem oben genannten BfN-Vorhaben pri-o-biodiv untersucht werden, zählt die sogenannte Hemerobie-Methode. Ausgehend von Arbeiten in den 50er und 70er Jahren des letzten Jahrhunderts (Jalas, 1955; Sukopp, 1972) wurde die Skala der Naturferneklassen auch als Maß für die Bewertung von Naturraumwirkungen in Ökobilanzen eingeführt (Fehrenbach et al., 2021). Lindner et al. (2021) haben dieses Prinzip auf die Bewertung von Biodiversität in Ökobilanzen übertragen.

Bei der Hemerobie-Methode werden Flächen nach ihrem Grad an Naturferne in eine siebenstufige Skala eingeteilt. Die Klasse VII stellt dabei den naturfernstes Fall, vollkommen anthropogen geprägte Fläche, d.h. z.B. versiegelte Flächen, dar. Klasse VI entspricht zumeist einer intensiven Ackerfläche, Klasse V einem Acker mit etwas geringerer Nutzungsintensität oder größerem Abwechslungsgrad oder auch einem Intensivgrünland. Die sehr intensiv gemanagten Flächen, wie die Grünflächen am Rand oder zwischen den Containern und Verkehrsflächen in Abb. 14 sind zwar unversiegelt, aber dennoch weitgehend naturfern. Sie werden gemäß den Kriterien aus Fehrenbach et al. (2021) Klasse VI zugewiesen.

Diese Flächen werden jeweils mit einem Charakterisierungsfaktor multipliziert und auf diese Weise in sogenannte artifizielle Flächenäquivalente [aF-Äq.] umgerechnet. Für vollständig versiegelte Flächen liegt dieser Faktor bei 1, da es sich hier um eine maximale Naturferne handelt; für Fläche VI lautet der Faktor nach dieser Methodik 0,5. Würden hochwertigere Flächen in den Zwischen- oder Randflächen entwickelt, könnten sich niedrigere Faktoren ergeben: Klasse III entspräche beispielsweise einem Extensivgrünland in Richtung Magerrasen und würde dann den Faktor 0,0625 erhalten.

Mit Blick auf das Beispiel aus Kupferzell ergeben sich daraus die in Tab. 17 zusammengestellten Werte. Daten für die Berechnung der artifiziellen Flächenäquivalente einzelnen Speichertechnologien finden sich in weiter unten in Tab. 19.

Tab. 17: Beispielhafte Berechnung des Naturfernepotenzials für die Anlage des Netzboosters in Kupferzell.

Art der Fläche	Fläche [m²]	Hemerobieklasse	Charakterisierungsfaktor	Naturfernepotenzial [m² aF-Äq]
versiegelte Fläche (Container, befestigte Wege und Manövrierrflächen)	17.000	VII	1	17.000
rasenartige Fläche (Zwischenräume, Randflächen)	15.500	VI	0,5	7.750
Gesamt	31.500			25.750

Quelle: versiegelte Fläche von (Transnet BW, 2023), Gesamtfläche und Zuordnung durch ifeu eingeschätzt. Die Einheit m² aF-Äq. steht für Quadratmeter artifizielle-Fläche-Äquivalent

Formulierung der Szenarien für den Speicherausbau

Für den Speicherausbau werden insgesamt sieben Szenarien formuliert. Darunter werden bei fünf Szenarien einzelne Technologien (von den in AP1 ausgewählten 10 Speichertechnologien werden ca. fünf für diese Analyse ausgewählt) betrachtet und bei zwei weiteren Szenarien jeweils ein Technologiemix. Die Ausgestaltung der Szenarien erfolgt basierend auf den Ergebnissen aus den Kapiteln 2 und 3.

Formulierung der Szenarien für den Ausbau Wasserstoffproduktion

Zusätzlich zu den Szenarien des Speicherausbaus werden zwei Szenarien für den Ausbau der Wasserstoffproduktion formuliert. Die Grundlage für diese beiden Szenarien bilden die Bedarfe der verschiedenen Sektoren, wobei die nationale Wasserstoffstrategie den Rahmen im Wesentlichen vorzeichnet, aber auch die RED III mit Mindestquoten für Verkehr und Industrie berücksichtigt wird. Die Ausgestaltung der Szenarien erfolgt basierend auf den Ergebnissen von AP3.

Bei der Ausgestaltung der Szenarien für Speicherausbau und für den Ausbau der Wasserstoffproduktion werden folgende Punkte festgelegt:

- Welche Technologien kommen zum Einsatz?
- Welche Anlagenkapazitäten (Fläche) werden wo installiert?
- Welche Transportinfrastrukturen müssen dafür geschaffen werden?
- Erfolgt eine Kostenoptimierung?
- Kann damit die Ausbaugeschwindigkeit erhöht werden?

Anwendung der Bewertungskriterien auf die Szenarien

Anschließend wird die oben beschriebene Hemerobie-Methode auf die acht Szenarien angewendet. Damit sollen die Eingriffe in Natur und Landschaft im Hinblick auf Flächenbedarfe und Flächenqualität sichtbar gemacht werden.

Flächennutzungsänderungen

Die beschriebene Methode betrachtet ausschließlich die resultierende Flächenqualität der durch die Speicheranlagen belegten Flächen. Sie beinhaltet nicht die Fragen: welche Qualität hatten die Flächen zuvor, wie gravierend sind die Veränderungen, wie hoch ist der Verlust an Naturraumwert? Hierzu müsste zuerst ein Szenario entwickelt werden, welches möglichst genau festlegt, auf welcher Art Fläche die Errichtung von Speicheranlagen erfolgt. Handelt es sich um ländlichen Raum? Sind vermehrt Ackerflächen betroffen und handelt es sich um Flächen mit bisher hohem Intensitätsgrad oder um extensive, ggf. marginale Flächen? Sind teilweise auch höherwertige Flächen wie bspw. Grünland oder gehölzreiche Bereiche betroffen? Oder fällt die Wahl hauptsächlich auf bereits belastete Bereiche wie bestehende Industriefläche oder Kraftwerkstandorte? Diese Fragen sind entscheidend für eine Bewertung der Flächennutzungsänderung, die auch anhand der Hemerobie-Methode prinzipiell durchgeführt werden könnte. Die Informationen zum Charakter der Ausgangsflächen liegen jedoch nicht vor und somit wäre eine quantifizierende Bewertung zu spekulativ.

Außerdem ist zu beachten, dass bei einer Gesamtbewertung von Flächeneingriffen auch die Auswirkung auf die weitere Umgebung relevant ist. Dies geht über den auf die Flächenbelegung am Standort bezogenen Ansatz hinaus.

Eine qualitative Einordnung lässt sich jedoch treffen. Findet die Errichtung auf bestehenden Industrieflächen statt, so würde die Bewertung der Flächennutzungsänderung nahezu neutral ausfallen, es wäre kein zusätzlicher Verlust an Naturqualität zu verzeichnen – abgesehen davon, dass länger entwickelte Industriebrachen sehr hochwertige Biotopstrukturen aufweisen können. Siedlungsnähere Gebiete und intensive Ackerflächen als Standorte würden zumeist einen geringen „Netto-Verlust“ bedeuten. Wenn wertvollere Flächen beansprucht werden (Grünland und v.a. sogenannte benachteiligte Räume mit häufig hohem Biotopwert), können die ökologischen Folgen der Umwandlungen zu Speicherstandorten jedoch erheblich sein.

5.1.1.2 Betrachtete Szenarien

Im Rahmen des AP4.1 wurden neun Szenarien des Speicherausbaus und der Wasserstoffproduktion entwickelt. Alle Szenarien haben gemeinsam, dass in ihnen die Auswirkungen auf Natur und Landschaft im Hinblick auf die **Flächenbelegung** und deren Qualität bewertet werden. Diese Auswirkungen werden für die **Stützjahre** 2030, 2035 und 2045 bilanziert. Bei den Szenarien wird gewährleistet, dass die in Kapitel 3 (AP2) identifizierten zukünftigen **Speicherleistungen** erbracht werden.

Bei der Auswahl bzw. Zusammenstellung der Szenarien wurden folgende Kriterien angelegt:

- Die Technik sollte aussichtsreich sein für eine umfassende Abdeckung des Speicherbedarfs im Zuge des Hochlaufs der Leistungen; dies trifft ohne Frage für Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO_4) zu, welches bisher am weitesten in Anwendung ist, es wird aber auch erwartet, dass innovative und auf weniger kritische Rohstoffe angewiesene Batteriesysteme einen ähnlichen Weg nehmen können; dies trifft dann für Redox-Flow-Batterien und Natrium-Ionen-Batteriespeicher zu.
- Bereits etablierte, aber unter Naturschutzaspekten kritisch zu beurteilende Speichersysteme sollten ebenfalls in die Bewertung eingehen; dies trifft für klassische Pumpspeicherwerke zu.

- Ein Wärmespeicher sollte mindestens betrachtet werden, nach Möglichkeit eine Technik, die innovativ ist und Flexibilität im Verbund mit Strom aufweisen sollte; dies trifft für den Hochtemperatur-Wärmespeicher / Carnot-Batterie zu.
- Für diese Auswahl werden Szenarien berechnet, in denen die einzelne Technik jeweils für sich den Gesamtbedarf abdeckt. Auf diese Weise wird erkennbar, welche naturräumliche Relevanz diese Technik jeweils für sich hat und wie sich die verschiedenen Techniken bei hypothetisch vollständiger Bedarfsdeckung im Vergleich untereinander darstellen. Selbstverständlich wird bereits aufgrund der unterschiedlichen Funktionalität keine Technologie für sich allein den Bedarf vollständig abdecken. Der Ansatz ist, wie betont, hypothetisch und dient der Vergleichbarkeit.
- Die zwei Mix-Szenarien beinhalten den gegebenen, plus den aktuell in Ausbau befindlichen Bestand an Pumpspeicherwerken, da dieser erweiterte Bestand auch zukünftig in Betrieb sein wird. Er wird in beiden Szenarien ergänzt mit dem aus Sicht technischer Reife als aktuellen Basisstandard anzusehenden Lithium-Ionen-Batteriespeicher. Variiert werden die Mix-Szenarien durch Ergänzung einmal mit den aussichtsreichen Redox-Flow-Batterien und einmal mit der Hochtemperatur-Wärmespeicher/ Carnot-Batterie.
Die Literaturanalyse in Kapitel 2 und 3 ergab keine Anhaltspunkte für eine technologiebezogene Auflösung und Zurechnung von anteiligen Speicherleistungen und ebenso wenig zu spezifischen Technologievorzügen (z.B. auch bzgl. der Frage der Speicherdauer). Bei der Auswahl wurde in erster Linie auf Einschätzungen bezüglich aussichtsreicher Technologien zurückgegriffen. Die Mix-Szenarien sind daher explorativer Natur.
- Bei den Wasserstoffspeichern werden jeweils die in größerem Maßstab verfügbaren Salzkavernen und die oberirdischen oder oberflächennahen Röhrenspeicher betrachtet.

Die Speicherleistungen sind Tab. 19 zu entnehmen. Beispielsweise sollen Großspeicher, zu welchen auch Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO_4) gehören, aktuell eine Speicherleistung von 0,5 GW erbringen. Diese Leistung soll durch den Ausbau der Großspeicher auf bis zu 12 GW in 2030, 25 GW in 2035 und 50 GW in 2045 zunehmen. LiFePO_4 hat eine durchschnittliche Flächenbelegung von 145 m^2 pro MW_{el} .²⁴ Um eine Speicherleistung von 12 GW zu erbringen, werden folglich bis 2030 hochgerechnet rund $1.740.000 \text{ m}^2$ (174 ha) Fläche belegt.

Die in Tab. 18 beschriebenen neun Szenarien werden für die Speicherleistungsbedarfe in den Jahren 2030, 2035 und 2045 eingesetzt werden, um die entsprechenden Speicherleistungen zu erbringen.

Tab. 18: Auswahl und Definition der neun Szenarien und zu erbringende Speicherleistungen.

	Szenario	Technologien	Speicherleistungen
Einzel- techniken	1	Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO_4)	2030: 12 GW_{el} 2035: 25 GW_{el} 2045: 50 GW_{el}

²⁴ Berechnungsgrundlage (siehe auch Anhang A.1.1): Für ein Batteriesystem mit 103,5 MW Leistung, 238 MWh Speicherkapazität (bei etwa zwei Stunden Speicher wie in NEP 2023) wird ein Flächenbedarf von 1,5 Hektar angesetzt, der Versiegelungsgrad liegt bei 40 %.

	Szenario	Technologien	Speicherleistungen
	2	Natrium-Ionen-Batteriespeicher	2030: 12 GW _{el} 2035: 25 GW _{el} 2045: 50 GW _{el}
	3	Redox-Flow-Batterien (V, Fe, Lignin)	2030: 12 GW _{el} 2035: 25 GW _{el} 2045: 50 GW _{el}
	4	Klassisches Pumpspeicherwerk	2030: 6,1 GW _{el} in DE + 4,9 GW _{el} aus Nachbarländern 2035: 7,3 GW _{el} in DE + 4,9 GW _{el} aus Nachbarländern 2045 wie 2035
	5	Hochtemperatur-Wärmespeicher / Carnot-Batterie	2030: 12 GW _{el} 2035: 25 GW _{el} 2045: 50 GW _{el}
	6	Klassische Pumpspeicherkraftwerke, Lithium-Ionen-Batterien (LiFePO ₄), Redox-Flow-Batterien (V, Fe, Lignin) Summe: Klassische Pumpspeicherkraftwerke, Lithium-Ionen-Batterien (LiFePO ₄), Redox-Flow-Batterien (V, Fe, Lignin) Summe: Klassische Pumpspeicherkraftwerke, Lithium-Ionen-Batterien (LiFePO ₄), Redox-Flow-Batterien (V, Fe, Lignin) Summe:	2030: 6,1 GW _{el} 10,0 GW _{el} 2,0 GW _{el} 18,1 GW_{el} 2035: 7,3 GW _{el} 20,0 GW _{el} 5,0GW _{el} 32,4 GW_{el} 2045: 7,3 GW _{el} 40,0 GW _{el} 10,0 GW _{el} 57,3 GW_{el}
Technologiemixe	7	Klassische Pumpspeicherkraftwerke, Lithium-Ionen-Batterien (LiFePO ₄) HT-Wärmespeicher/ Carnot-Batterien Summe: Klassische Pumpspeicherkraftwerke, Lithium-Ionen-Batterien (LiFePO ₄) HT-Wärmespeicher/ Carnot-Batterien Summe: Klassische Pumpspeicherkraftwerke, Lithium-Ionen-Batterien (LiFePO ₄) HT-Wärmespeicher/ Carnot-Batterien Summe:	2030: 6,1 GW _{el} 10,0 GW _{el} 2,0 GW _{el} 18,1 GW_{el} 2035: 7,3 GW _{el} 20,0 GW _{el} 5,0GW _{el} 32,4 GW_{el} 2045: 7,3 GW _{el} 40,0 GW _{el} 10,0 GW _{el} 57,3 GW_{el}
	8	Salzkavernen	2030: 8 GW 2035: 42 GW 2045: 58 GW
Wasserstoffspeicher	9	Röhrenspeicher	2030: 8 GW 2035: 42 GW 2045: 58 GW

Zusammenstellung: LBST und ifeu

5.1.1.3 Ergebnisse – Übersicht

Im Folgenden werden die Flächenbedarfe und Naturfernepotenziale der Szenarien 1 bis 9 dargestellt und beschrieben. In Tab. 19 ist eine Gesamtschau zusammengestellt. Die technologie-spezifischen Flächenbedarfe werden den Steckbriefen (siehe Anhang A.1) entnommen. Sie sind außerdem in Abb. 15 dargestellt.

Beispielhaft sei die Rechenvorgehensweise am LiFePO₄-Speicher für 2030 beschrieben: Die Speicherleistung (12 GW) wird mit dem spezifischen Flächenbedarf (145 m²/MW_{el}) multipliziert zum Gesamtflächenbedarf (174 ha), der versiegelte Anteil davon (40%, das sind 70 ha) wird mit einem Faktor 1 (als Charakterisierungsfaktor für die Hemerobiestufe) verrechnet, für den nicht versiegelten Anteil (60 %) wird von Hemerobiekategorie VI ausgegangen, was einen Verrechnungsfaktor von 0,5 auf diesen Flächenanteil bedeutet (52 ha); die Summe daraus ergibt 122 ha aF-Äq.

Tab. 19: Ergebnisse für die neun Szenarien und den zugrunde liegenden Annahmen im Hinblick auf die Speicherleistung und Flächenbedarfe.

Szen.	Jahr	Technologien	Speicherleistung [GW]	Spez. Flächenbedarf [m ² /MW _{el}]	Gesamtflächenbedarf [ha]	Versiegelt [%] *	Naturfernepotenzial [ha aF-Äq.]
1	2030	LiFePO ₄	12	145	174	40%	122
	2035	LiFePO ₄	25	145	363	40%	254
	2045	LiFePO ₄	50	145	725	40%	508
2	2030	Redox-Flow	12	968	1.162	40%	813
	2035	Redox-Flow	25	968	2.420	40%	1.694
	2045	Redox-Flow	50	968	4.840	40%	3.390
3	2030	Na-Ionen	12	145	174	40%	122
	2035	Na-Ionen	25	145	363	40%	254
	2045	Na-Ionen	50	145	725	40%	508
4	2030	PSW **	6,1 / 11	520	317 / 572	100%	317 / 572
	2035	PSW **	7,3 / 12,2	520	380 / 634	100%	380 / 634
	2045	PSW **	7,3 / 12,2	520	380 / 634	100%	380 / 634
5	2030	HT-Wärmesp.	12	2.600	3.120	100%	3.120
	2035	HT-Wärmesp.	25	2.600	6.500	100%	6.500
	2045	HT-Wärmesp.	50	2.600	13.000	100%	13.000
6	2030	PSW **	6,1 / 11	520	317 / 572	100%	317 / 572
		LiFePO ₄	10	145	145	40%	102

Szen.	Jahr	Technologien	Speicherleistung [GW]	Spez. Flächenbedarf [m²/MW _{el}]	Gesamtflächenbedarf [ha]	Versie-gelt [%] *	Naturfernepo-tenzialz [ha aF-Äq.]
	2035	Redox-Flow	2	968	194	40%	136
		SUMME ***	18,1 / 23		656 / 911		554 / 809
		PSW **	7,3 / 12,2	520	380 / 634	100%	380 / 634
		LiFePO ₄	20	145	290	40%	203
		Redox-Flow)	5	968	484	40%	339
		SUMME***	57,3 / 62,2		1.154 / 1.408		921 / 1.176
	2045	PSW **	7,3 / 12,2	520	380 / 634	100%	380 / 634
		LiFePO ₄	40	145	580	40%	406
		Redox-Flow)	10	968	968	40%	678
		SUMME***	57,3 / 62,2		1.928 / 2.182		1.463 / 1.718
7	2030	PSW **	6,1 / 11	520	317 / 572	100%	317 / 572
		LiFePO ₄	10	145	145	40%	102
		HT-Wärmesp.	2	2.600	520	40%	520
		SUMME***	18,1 / 23		982 / 1.237		939 / 1.194
	2035	PSW **	7,3 / 12,2	520	380 / 634	100%	380 / 634
		LiFePO ₄	20	145	290	40%	203
		HT-Wärmesp.	5	2.600	1.300	40%	1.300
		SUMME***	32,3 / 37,2		1.970 / 2.224		1.883 / 2.137
	2045	PSW **	7,3 / 12,2	520	380 / 634	100%	380 / 634
		LiFePO ₄	40	145	580	40%	406
		HT-Wärmesp.	10	2.600	2.600	40%	2.600
		SUMME***	57,3 / 62,2		3.560 / 3.814		3.386 / 3.640
8	2030	Salzkaverne	8	511	426	20%****	85
	2035	Salzkaverne	42	511	2.129	20%****	426
	2045	Salzkaverne	58	511	2.981	20%****	596

Szen.	Jahr	Technologien	Speicherleistung [GW]	Spez. Flächenbedarf [m ² /MW _{el}]	Gesamtflächenbedarf [ha]	Versiegelung [%] *	Naturfernepotenzial [ha aF-Äq.]
9	2030	Röhrensp.	8	71.328	59.440	0,66%**** *	29.920
	2035	Röhrensp.	42	71.328	297.200	0,66%**** *	149.600
	2045	Röhrensp.	58	71.328	416.080	0,66%**** *	209.400

Die Einheit m² aF-Äq. steht für Quadratmeter artifizielle-Fläche-Äquivalent

* Für die nicht versiegelte Fläche wird von Hemerobiekategorie VI ausgegangen, was einen Verrechnungsfaktor von 0,5 auf diesen Flächenanteil bedeutet.

** Angabe für Pumpspeicherwerke zum einen nur für die in Deutschland installierten Anlagen und zum anderen inklusive der aus Anlagen in Österreich und Luxemburg in das deutsche Netz eingespeisten Leistungen.

*** Summe über die Einzeltechniken der Mix-Szenarien

**** Die Flächenangabe beschreibt die Oberfläche über der Kavität; davon werden 20 % versiegelt, die übrige Fläche kann durch jegliche Art von Naturraum ausgestaltet werden und wird daher mit dem Faktor 0 auf das Naturfernepotenzial angerechnet.

***** Röhrenspeicher können ober- oder unterirdisch verlegt sein; in beiden Fällen ist der versiegelte Anteil minimal gegenüber der Fläche der Röhrensegmente; diese ermöglicht jedoch insbesondere bei unterirdischer Verlegung eine anderweitige Nutzung der Fläche, wobei im Bedarfsfall eine Zugänglichkeit zu den Röhrensegmenten gegeben sein muss, weswegen eine Überbauung nicht möglich ist; aus diesem Grund wird die Flächenbelegung der Speichertechnik vollständig zugerechnet und lediglich durch den Charakterisierungsfaktor von 0,5 bezüglich des Naturfernepotenzials „halbiert“.

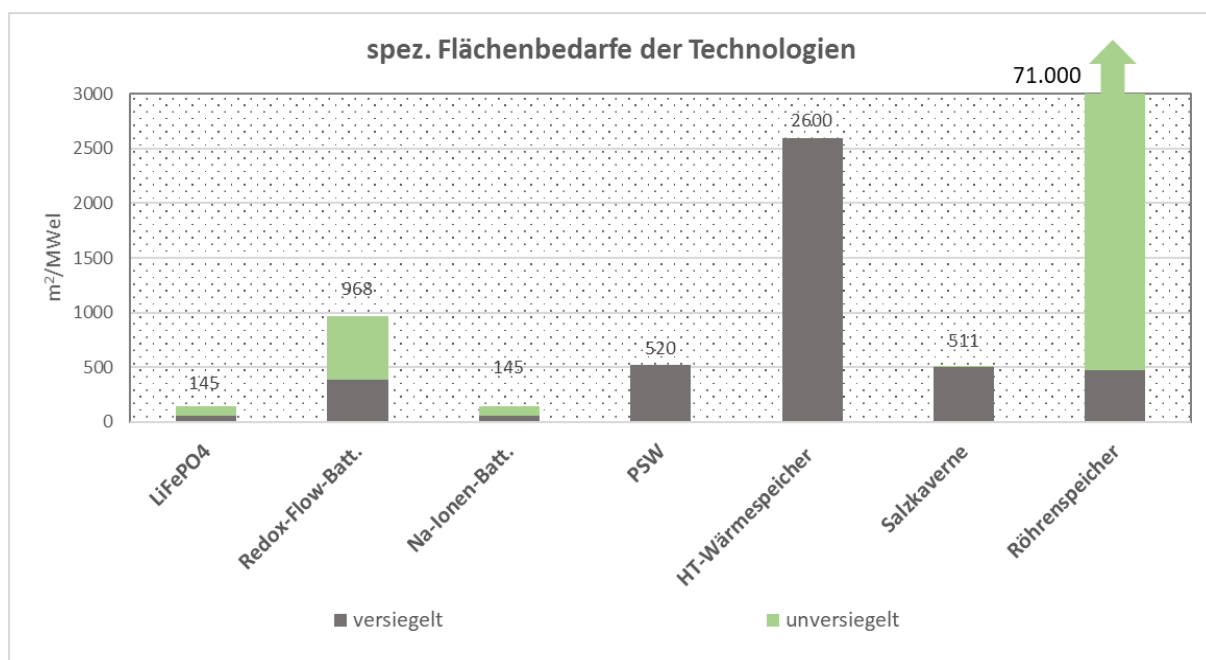


Abb. 15: Spezifische Flächenbedarfe der einzelnen Technologien, unterteilt in versiegelte und unversiegelte Flächenanteile.

Beim Naturfernepotenzial wird die versiegelte bzw. vollständig überbaute Fläche mit dem Faktor 1 (Hemerobiekategorie VII) verrechnet. Der Anteil versiegelter Fläche ist ausgewiesen. Für alle nicht versiegelten Flächen wird von einer Hemerobiekategorie VI ausgegangen, was einen Faktor

0,5 auf den Flächenanteil bedeutet und eine eher konservative Annahme ist, da diese Rand- und Zwischenflächen auch natürlicher gestaltet werden können. Dies kann jedoch nicht vorausgesetzt werden.

5.1.1.4 Ergebnisse – Einzeltechniken Stromspeicher

In Abb. 16 sind die zukünftigen Flächenbedarfe der Szenarien 1 bis 5 dargestellt. Darin sind die Speichertechnologien einzeln abgebildet. Sie sind dabei alle mit der gleichen Speicherleistung verbunden: Der jeweils vollständigen Bedarfsdeckung für das jeweilige Jahr, wie in Tab. 19 dargestellt. Dies stellt ein rein theoretisches Konstrukt dar, da es aufgrund ihrer unterschiedlichen Funktionen im System (Stromspeicherung, Wärmespeicherung, Kurzzeitspeicher, Langzeitspeicher, etc.) keinen Sinn machen würde, in der Praxis nur auf den Ausbau nur eines dieser Technologien zu setzen. Allerdings können diese auf diese Weise die Technologien bezüglich ihrer Flächenbedarfe in Kombination mit Flächenqualitäten miteinander verglichen werden. Eine Ausnahme gilt für die Pumpspeicherkraftwerke (Szenario 4), da hier davon ausgegangen wird, dass außer den in Umsetzung befindlichen Projekten nach 2035 für diese Technologie kein Ausbau vorgesehen ist und somit die Zielpotenziale der anderen Szenarien nicht erreicht werden.

Die Flächenbedarfe sind für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 in Hektar dargestellt. Mit Ausnahme des Szenario 4 (Pumpspeicherkraftwerke) nehmen bei allen Szenarien die Flächenbedarfe zwischen den Jahren 2030 und 2045 zu (siehe Abb. 16). Würde man hypothetisch den Gesamtbedarf von 50 GW durch Pumpspeicherkraftwerke abdecken, beliefe sich der Flächenbedarf auf 2.600 ha in 2035 und 2045. Das entspräche dem 3,5-fachen Flächenbedarf gegenüber Szenario 1 (Lithium-Ionen-Batteriespeicher) und Szenario 3 (Natrium-Ionen-Batteriespeicher).

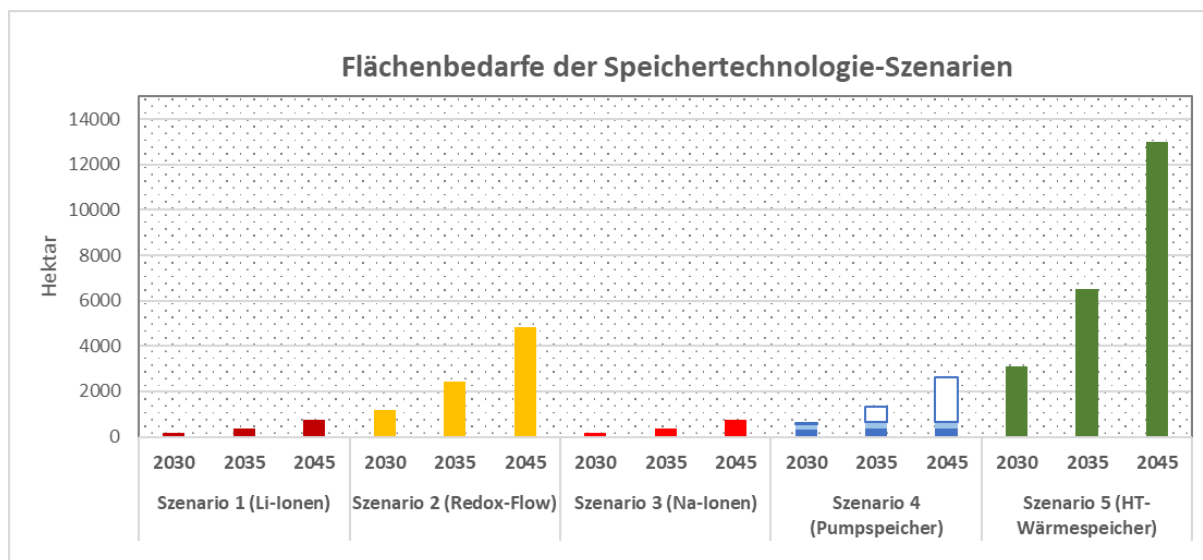


Abb. 16: Flächenbedarfe der einzeln betrachteten Speichertechnologien in den Szenarien 1-5 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045; die Pumpspeicherkraftwerke (Szenario 4) sind differenziert in Flächen in Deutschland (dunkelblau), Flächen im benachbarten Ausland (hellblau) und Flächen, würde für dieses Szenario der gleiche Leistungsausbau angesetzt wie bei den anderen Techniken (weiß, blau umrandet).

Die größten Flächenbedarfe sind bei Szenario 5, den Hochtemperatur-Wärmespeichern/ Carnot-Batterien (Strom-zu-Strom) zu verzeichnen. Während im Jahr 2030 noch ein Flächenbedarf von ca. 3.120 ha erforderlich wäre, nimmt dieser Flächenbedarf auf bis zu ca. 13.000 ha

im Jahr 2045 zu. Der Grund für diese hohe Flächenbelegung ist der hohe Flächenbedarf dieser Technologie ($2.600 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$). Lithium-Ionen-Batteriespeicher (Szenario 1) und Natrium-Ionen-Batteriespeicher (Szenario 3) weisen bei gleicher Speicherleistung die geringsten Flächenbedarfe mit ca. 174 ha in 2030, ca. 363 ha in 2035 und ca. 725 ha in 2045 auf. Dieser vergleichsweise geringe Flächenbedarf geht auf die geringe Flächenbelegung der Lithium- bzw. Natrium-Ionen-Batteriespeicher von $145 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{el}}$ zurück.

In Abb. 17 ist die mit den zukünftigen Flächenbedarfen der Szenarien 1-5 einhergehende Hemerobiebewertung dargestellt.

Für die Szenarien 1 bis 3 wird ein Versiegelungsgrad von 40 % der Fläche angenommen (siehe Tab. 19). Dies wurde abgeleitet aus den Angaben der in Planung oder in Bau befindlichen Projekten im (NEP, 2023), sowie durch Auswertung von Kartenmaterial bzw. Satellitenbildern. Für die Szenarien 4 und 5 wird eine vollständige Versiegelung der belegten Fläche angenommen. Die Pumpspeicherbecken stellen vollständig artifizielle Bauwerke dar, Gleiches gilt auch für die HT-Wärmespeicher.

Lithium- sowie Natrium-Ionen-Batteriespeicher (Szenario 1 und 3) weisen mit ca. 122 ha aF-Äq. für 2030, ca. 254 ha aF-Äq. für 2035 und ca. 508 ha aF-Äq. für 2045 das geringste Naturfernepotenzial auf. Durch den grundsätzlich höheren Flächenbedarf von Redox-Flow-Batterien (Szenario 2) im Vergleich zu Szenario 1 und 3 fällt das Naturfernepotenzial hier deutlich höher aus.

Das Naturfernepotenzial der Szenarien 4 und 5 entspricht dem des Flächenbedarfs, da hier von einer vollständigen Versiegelung der benötigten Fläche ausgegangen wird.

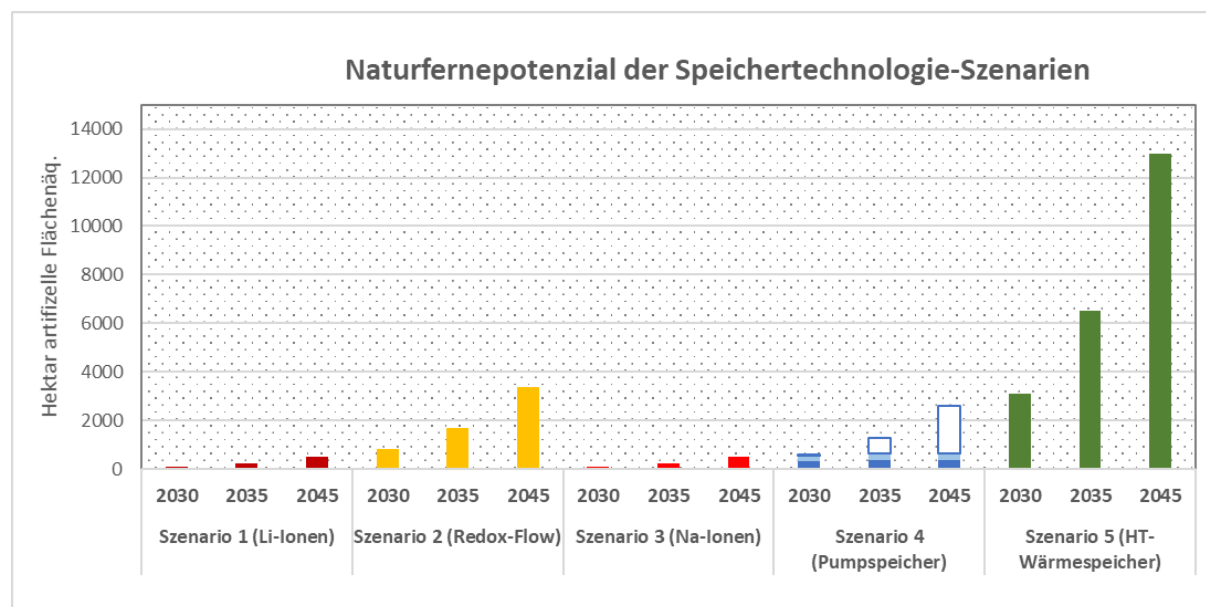


Abb. 17: Naturfernepotenzial der einzeln betrachteten Speichertechnologien in den Szenarien 1 bis 5 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045; die Pumpspeicherwerke (Szenario 4) sind differenziert in Flächen in Deutschland (dunkelblau), Flächen im benachbarten Ausland (hellblau) und Flächen, würde für dieses Szenario der gleiche Leistungsausbau angesetzt wie bei den anderen Techniken (weiß, blau umrandet).

5.1.1.5 Ergebnisse - Technologienmixe

In Abb. 18 sind die zukünftigen Flächenbedarfe der Szenarien 6 und 7 in ha für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 dargestellt. Darin ist der Technologiemix von jeweils drei Speichertechnologien abgebildet. Diese sollen, wie in Kapitel 5.1.1.2 erläutert, neben dem Bestand und dem aktuell vielfach in Umsetzung befindlichen LiFePO₄-Speicher mit einer dritten Komponente komplettiert werden, einmal Redox-Flow-Batterien und einmal HT-Wärmespeicher/ Carnot-Batterie. Die Flächenbelegung ist farblich nach den jeweiligen drei Speichertechnologien differenziert.

Ähnlich wie bei den Einzelbetrachtung der Technologien (Szenario 1-5), nimmt die Flächenbelegung mit den Jahren zu.

Die geringeren Flächenbedarfe sind bei Szenario 6 zu verzeichnen. Diese belaufen sich von ca. 980 ha (Gesamt) bzw. 720 ha (in Deutschland) in 2030 auf bis zu ca. 2.180 ha bzw. 1.920 ha in 2045. Während im Jahr 2030 die Pumpspeicherkraftwerke die gesamte Flächenbelegung dominieren, nehmen im Jahr 2045 Redox-Flow-Batterien den größeren Anteil der Flächenbelegung ein.

Ähnlich gestaltet sich die Situation bei Szenario 7. Während im Jahr 2030 ebenfalls Pumpspeicherkraftwerke die gesamte Flächenbelegung dominieren, ändert sich das Bild, und in 2045 werden ca. zwei Drittel der gesamten Flächenbelegung von Hochtemperatur-Wärmespeichern eingenommen. Der höchste Flächenbedarf ist bei Szenario 7 im Jahr 2045 mit ca. 3.560 ha zu verzeichnen.

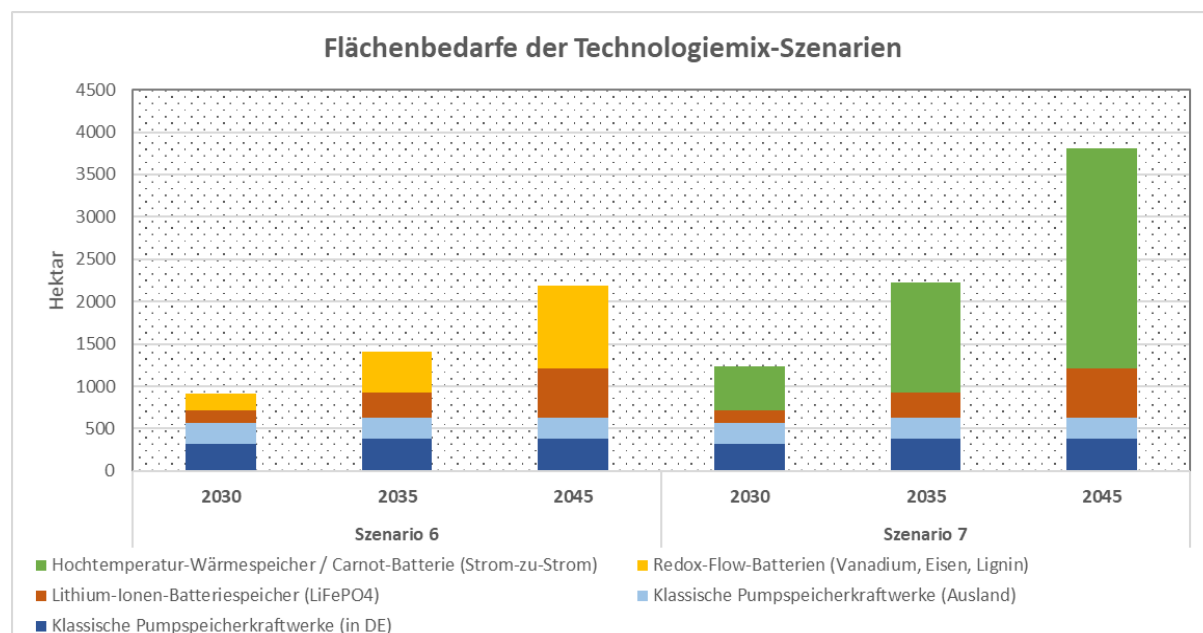


Abb. 18: Flächenbedarfe der Speichertechnologie-Mixe in den Szenarien 6 und 7 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.

In Abb. 19 sind die Naturfernepotenziale in ha aF-Äq. der Szenarien 6 und 7 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045, differenziert nach den gewählten Speichertechnologien, dargestellt.

Aufgrund der Zunahme der benötigten Flächen über die Stützjahre nimmt auch das Naturfernepotenzial über die Jahre zu.

Das geringere Naturfernepotenzial weist Szenario 6 aufgrund des geringeren Flächenbedarfs des gewählten Speichertechnologiemixes auf. Im Jahr 2030 liegt das Naturfernepotenzial des Szenario 6 in Summe bei ca. 700 (gesamt), wobei 550 ha aF-Äq. davon in Deutschland liegen. Es steigt bis 2045 auf ca. 1.460 ha (gesamt) bzw. 1.720 ha aF-Äq. in Deutschland. Bei Redox-Flow-Batteriespeichern wird ein Versiegelungsgrad von 40 % der Gesamtfläche angenommen, was zu einem Naturfernepotenzial dieser Technologie in 2045 von ca. 680 ha aF-Äq. führt. Der Grad der Flächenversiegelung von Pumpspeicherkraftwerken liegt bei 100 %, was zu einem Naturfernepotenzial von ca. 380 ha aF-Äq. im Jahr 2045 führt.

In Szenario 7 dominieren in 2030 zunächst die Pumpspeicherkraftwerke mit ca. 570 (gesamt) 320 ha aF-Äq. (in Deutschland) und Hochtemperatur-Wärmespeicher mit ca. 520 ha aF-Äq. die flächenbezogenen Auswirkungen. Das Naturfernepotenzial der Hochtemperatur-Wärmespeicher nimmt über die Stützjahre jedoch stetig zu und dominiert das gesamte Naturfernepotenzial des Szenario 7 mit ca. 2.600 ha aF-Äq. deutlich.

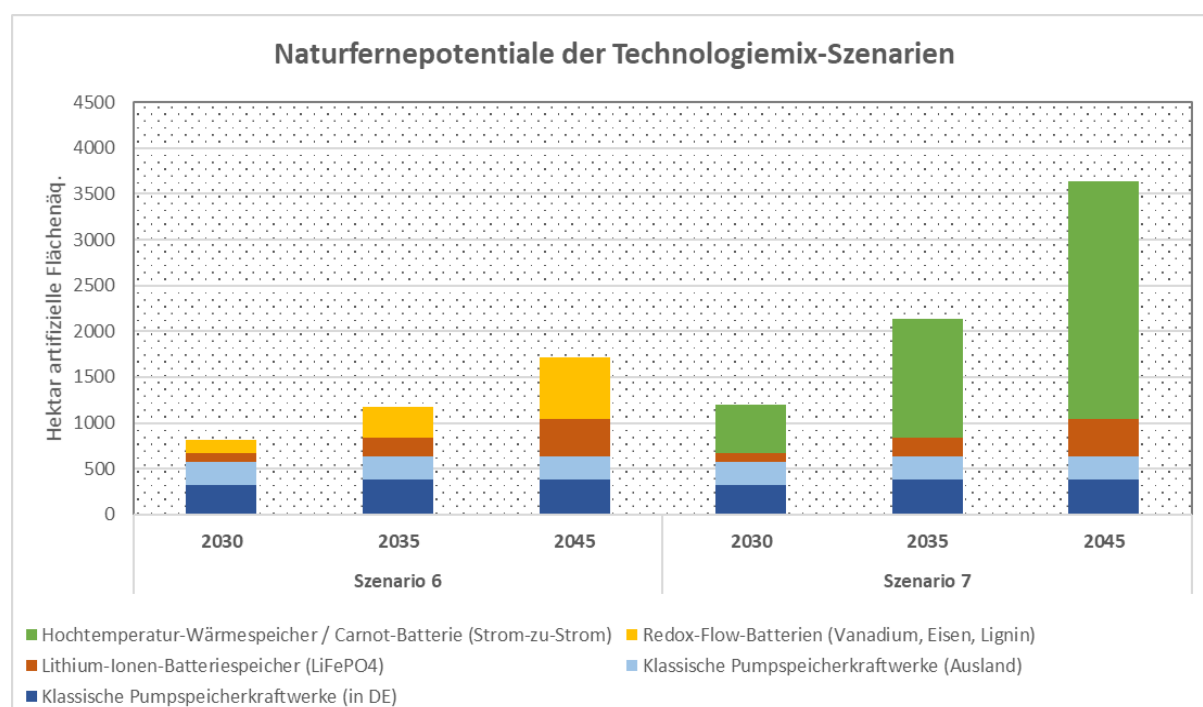


Abb. 19: Naturfernepotenzial der Speichertechnologie-Mixe in den Szenarien 6 und 7 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.

5.1.1.6 Ergebnisse – Speichertechnologien für Wasserstoff

In Abb. 20 ist der zukünftige Flächenbedarf in ha der Szenarien 8 und 9 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 dargestellt. Darin sind die Speichertechnologien für **Wasserstoff** abgebildet. Es zeigt sich, dass bei Szenario 9 (Röhrenspeicher) die Flächenbedarfe am höchsten sind. Im Jahr 2030 liegen die Flächenbedarfe noch bei ca. 50.400 ha, nehmen dann jedoch stark zu auf bis zu ca. 297.000 ha in 2035 und ca. 416.000 ha in 2045. Grund für die hohen Werte ist die geringe Energiedichte von Wasserstoff. Dabei ist zu beachten, dass die Röhrensegmente auch unterirdisch verlegt sein können, was eine Nutzung der darüber liegenden Flächen zu anderen Zwecken erlaubt.

Demgegenüber sind die Flächenbedarfe bei Szenario 8 (Salzkaverne) geringer mit ca. 426 ha in 2030, ca. 2.129 ha in 2035 und ca. 2.980 ha in 2045.

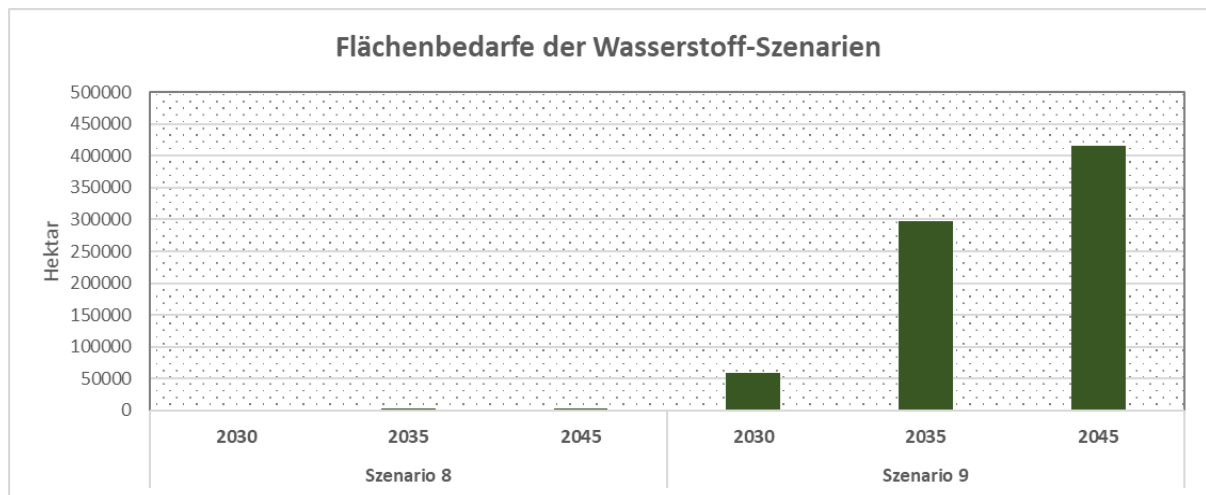


Abb. 20: Flächenbedarfe der Wasserstoffszenarien (Szenario 8 und 9) für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.

In Abb. 21 ist die potenzielle Naturferne in ha aF-Äq. der Szenarien 8 und 9 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045 dargestellt. Von den hier dargestellten Wasserstoff-Szenarien weist die Röhrensegmentmatrix (Szenario 9) ein deutlich größeres Naturfernepotenzial auf als die Salzkaverne (Szenario 8). Mit ca. 30.000 ha aF-Äq. im Jahr 2030 steigen die potenziellen Auswirkungen auf ca. 150.000 ha aF-Äq. im Jahr 2035 und ca. 210.000 ha aF-Äq. im Jahr 2045. Dies ist auf den großen Flächenbedarf der Technologie zurückzuführen, was – wie bereits erwähnt – an der sehr niedrigen Energiedichte von Wasserstoff liegt. Dazu kommt, dass durch die begrenzten Querschnitte der Röhrensegmente die Volumina pro Querschnitt sehr gering sind. Allerdings bietet sich hier auch die Möglichkeit, die Röhren unterirdisch zu verlegen. Damit kann die darüber liegende Fläche zu anderen Zwecken genutzt werden. Die Nutzung ist jedoch eingeschränkt und beschränkt sich auf landwirtschaftliche Nutzung mit Ackerbau oder Grünland. Baumbepflanzung oder Überbauung mit Bauwerken oder Verkehrsfläche ist nicht möglich. Außerdem führt auch der sehr geringe Anteil an Versiegelung durch infrastrukturelle Elemente der Röhrentechnologie mit weniger als 1 % der Gesamtfläche zu einem Naturfernepotenzial von 2.750 ha aF-Äq. im Jahr 2045 – was noch immer höher liegt als z. B. das Ergebnis von Szenario 6.

Die Salzkaverne (Szenario 8) liegt deutlich unter der potenziellen Naturferne der Röhrensegmentmatrix, auch wenn man nur dessen versiegelte Fläche heranzieht. Im Jahr 2030 liegt das Naturfernepotenzial für die Salzkaverne bei ca. 85 ha aF-Äq. und steigt im Jahr 2035 auf ca. 430 ha aF-Äq. und im Jahr 2045 auf ca. 600 ha aF-Äq. Diese vergleichsweise geringen Naturfernepotenziale ergeben sich aus dem geringen versiegelten Flächenanteil der Salzkavernen von etwa 20 % der Gesamtfläche.

Insgesamt variiert die Flächenbelegung und das Naturfernepotenzial stark zwischen den Szenarien. Die geringsten potenziellen Auswirkungen durch Naturferne sind grundsätzlich bei Lithium- und Natrium-Ionen Batteriespeichern zu verzeichnen. Diese liegen im Jahr 2030 bei einer Fläche von ca. 122 ha aF-Äq. Dem gegenüber ist die größte Auswirkung bei allen Stützjahren bei der Wasserstoff-Technologie Röhrenspeicher zu verzeichnen. Deren Naturfernepotenzial reicht bis zu 210.000 ha aF-Äq. Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass mit diesen Technologien in den Szenarien jeweils unterschiedliche Speicherleistungen erbracht werden können. Die zukünftigen Speicherleistungen sind in Tab. 19 dargestellt.

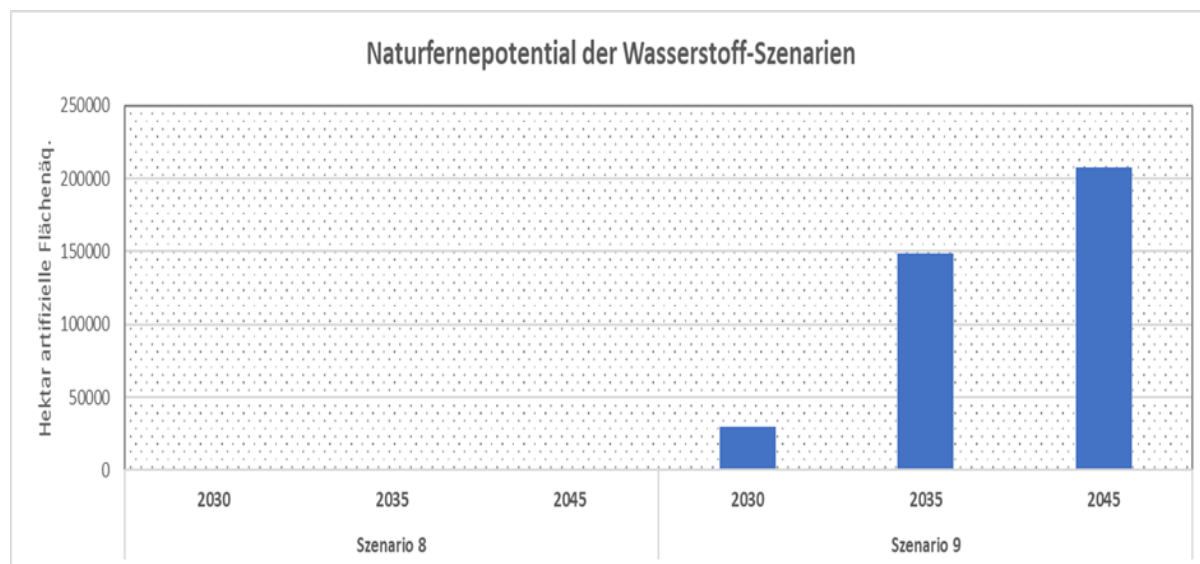


Abb. 21: Naturfernepotential der Wasserstoffszenarien (Szenario 8 und 9) für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.

5.1.1.7 Vergleich des Flächenbedarfs von Speichern gegenüber Energieerzeugungsanlagen (EE-Strom und Wasserstoff)

Mit Blick auf den Flächenbedarf stellt die Speicherung von EE-Strom oder von grünem Wasserstoff nur eine Komponente im Gesamtsystem in der Erzeugungs- und Nutzungskette dar. Zum Vergleich werden in Tab. 20 die Flächenbedarfe für verschiedene Technologien von Speichern wie auch Erzeugung von EE-Strom und Wasserstoff beispielhaft gegenübergestellt. Daraus wird deutlich, dass das Speichern einer bestimmten Menge an EE-Strom mit z.B. LiFePO₄-Batterien erheblich weniger Fläche in Anspruch nimmt als die Produktion der gleichen Strommenge auf Basis von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA). Wird der Strom mittels Windenergie an Land erzeugt, ist der Flächenbedarf des Speichers bereits größer als der der Erzeugung. Auch die Technik HT-Wärmespeicher/ Carnot-Batterie liegt mit dem Flächenbedarf noch um Faktor 10 unter dem der entsprechenden PV-FFA-Stromerzeugung – jedoch weit über dem des Stroms aus Windenergie.

Für den Wasserstoffspeicher mittels Röhrenspeicher werden für den am Ende daraus erzeugten Strom deutlich größere Flächen ermittelt, als für die Erzeugung des ursprünglich zur Wasserstofferzeugung benötigten Stroms belegt werden.

Die direkte Verbindung:

EE-Stromerzeugung → Stromspeicherung → Stromnutzung

ist somit deutlich flächeneffizienter als eine Verbindung:

EE-Stromerzeugung → Wasserstoffproduktion → Wasserstoffspeicherung → Verstromung.

Die beispielhaften Angaben sollen lediglich die Relationen veranschaulichen. Dabei ist zu beachten, dass nur kleinere Anteile des insgesamt produzierten EE-Stroms oder des Wasserstoffs gespeichert werden müssen. Der Wasserstoff – der mit einem Elektrolyse-Wirkungsgrad von 60 % aus EE-Strom erzeugt und in diesem Beispiel zur Vergleichbarkeit über ein GuD-Kraftwerk mit gleichfalls 60 % elektrischem Wirkungsgrad rückverstromt wird – kann im Übrigen auch zu anderen Zwecken eingesetzt werden. Außerdem wäre die alternative Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen wiederum mit erheblich geringerem Flächenbedarf verbunden.

Tab. 20: Beispielhafte Gegenüberstellung der Flächenbedarfe für verschiedene Technologien von Speichern wie auch Erzeugung von EE-Strom und Wasserstoff bezogen auf 50 GW_{el}.

	Technologie	Fläche in Hektar pro 50 GW Strom
Stromspeicher	LiFePO ₄ -Batterie	725
	Redox-Flow-Batterien (V, Fe, Lignin)	4.840
	HT- Wärmespeicher / Carnot-Batterie	13.000
Wasserstoffspeicher	Röhrenspeicher *	594.000
Stromerzeugung	PV-FFA **	110.000
	Wind an Land **	210
	Aktueller Relation zwischen PV-FFA und Wind an Land (24 GW zu 112 GW)*** = ca. 1 : 4,7	19.500

* Ansatz: 50 GW_{el} aus 83 GW gespeichertem Wasserstoff (bei elektrischem Wirkungsgrad von 0,6 bei Einsatz in einem wasserstofffähigen GuD-Kraftwerk)

** Nach Daten aus dem UBA-Vorhaben Flächenrucksäcke für Güter und Dienstleistungen (Fehrenbach et al. 2021); dies beinhaltet für PV-FFA 22 m²*a/MWh mit 3 % Versiegelungsanteil, 32 % überschirmte Fläche und 65 % Zwischenraum; für Windenergie 0,85 m²*a/MWh mit ca. 13 % Fundamentfläche, 35 % Zuwegung und 52 % Kranaufstellfläche; die Zahlen orientieren sich am Bestand bis 2020, neu zugebaute Anlagen sind zunehmend flächeneffizienter.

*** nach Daten von Fraunhofer ISE und Destatis

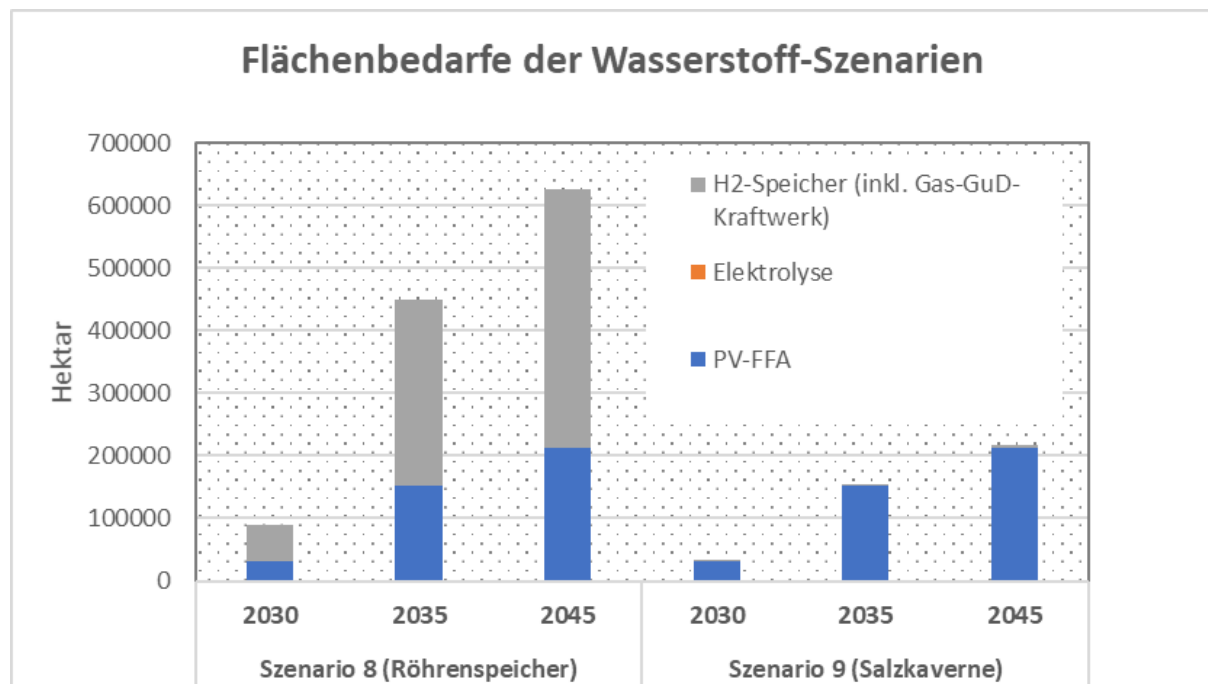


Abb. 22: Naturfernepotenzial der Wasserstoffszenarien (Szenario 8 und 9) zuzüglich der Flächenbedarfe für die Wasserstoffproduktion (Strom auf Basis PV-FFA) für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.

5.1.1.8 Gesamteinschätzung

Die Analysen zeigen, dass sich die betrachteten Techniken z.T. deutlich in ihren Flächenbeanspruchungen unterscheiden. Dazu wurde für den Vergleich die rein theoretische Annahme unterstellt, dass jede betrachtete Technik den Speicherbedarf der Einzeltechnologie-Szenarien jeweils vollständig abdeckt. Die Ergebnisse liegen mit Blick auf das Jahr 2045 in einer Bandbreite von 365 ha bis 13.000 ha, wobei die Batteriespeicher das untere Ende, der HT-Wärmespeicher das obere Ende abbilden. Die Lokalisierung der Pumpspeicherwerke im unteren Bereich gründet allein auf der Annahme, dass bis auf die aktuell in Planung befindlichen Projekte kein weiterer Ausbau erfolgt. Bei vollständiger Erfüllung des Szenarios durch PSW wäre auch diese Technik hinsichtlich der Flächenbewertung deutlich ungünstiger. Dabei ist zu beachten, dass die Bewertung über das Kriterium Flächenbelegung und Hemerobie keine vollständige Bewertung der Effekte für Naturschutz abdeckt. Gerade mit der Einrichtung und dem Betrieb von PSW sind sehr massive Eingriffe verbunden, besonders auf Gewässerökosysteme.

Der Beitrag zum Flächenverbrauch durch den Zuwachs an Speichereinrichtungen ist im Kontext des Gesamtsystems mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, des Netzes und weiterer Infrastrukturen zu sehen. Er nimmt darin einen kleineren Anteil ein (insbesondere beim Vergleich mit Flächen für PV-FFA). Die Flächen sind jedoch – anders als bei PV-FFA – weitgehend versiegelt und auf der Naturferneskala im ungünstigsten Bereich. Daher unterscheiden sich die Ergebnisse in reiner Hektarangabe und in Hektar artifizielle Fläche (aF-Äq.) nur unwesentlich, was sich bei PV-Anlagen anders darstellt (siehe auch bei Fehrenbach et al. (2021)).

Die Datengrundlagen zu Flächenangaben sind mit Unsicherheiten verbunden, da hier v.a. Übertragungen von Einzelanlagen auf Technologien getroffen werden mussten. Die Unterschiede in den Ergebnissen zwischen den Techniken sind wiederum sehr deutlich, so dass auch ein Fehler von einem Faktor 2 kaum Auswirkungen auf die Gesamteinschätzung haben würde. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bestimmte Techniken (insbesondere die in Containern aufgestellten Batteriesysteme) Potenzial zur Verringerung der Flächenbelegung haben (z.B. durch Stapelung). Die Einsparung an Fläche wäre dann abzuwägen gegen potenziell höhere Belastungen für das Landschaftsbild. Dies wird mit der Hemerobie-Methode jedoch nicht bewertet. Wenig Unsicherheiten bestehen bei Techniken, die solche Potenziale der Erhöhung der Flächeneffizienz nicht haben. Dazu sind auch die Pumpspeicherwerke zu zählen.

Welches Szenario bzw. welche Technik sich mittelfristig eher durchsetzen wird, ist schwer zu prognostizieren. Aktuell zeigen Projekte bei den Batteriespeichern weiterhin eine Präferenz der Lithium-Ionen-Speichertechnik. Entwicklungen sind weiterhin sehr dynamisch. Techniken mit weniger kritischen Rohstoffen (Stichwort Natrium anstelle von Lithium) könnten zukünftig im Vorteil sein. Die Standortfrage und welche Technik flexibel an Standorten einsetzbar ist, wird eine Schlüsselfrage bleiben. Netzanbindung ist dabei stets ein Kriterium. Dieses sollte eine Konzentration in Richtung einer Flächenpräferenz für bestehende Industriestandorte sein.

Auch für Wasserstoff stellen sich die Möglichkeiten, den Bestand an Infrastrukturen für Speicher zu nutzen (z.B. bei Salzkavernen), positiv dar. Oberirdische Lösungen werden stets sehr raumgreifend sein (Röhrenspeicher), auch wenn damit nicht unbedingt versiegelte Fläche verbunden ist.

5.1.2 Bewertung von Eingriffen in Natur und Landschaft auf Anwendungsebene

5.1.2.1 Methodische Vorgehensweise

Mit Blick auf die Anwendungsebene ist nachfolgend eine Hilfestellung für naturschutzrelevante Fragen zu Speicherprojekten (zum Beispiel für Naturschutzbehörden) zu finden. Die Hilfestellung gibt über folgende Fragen Aufschluss:

- Welche umweltbezogenen Aspekte sind bei den relevantesten Technologien zu beachten?
- Von welchen Wirkungen kann ausgegangen werden und wie gravierend sind diese?

Hierzu werden für jede der zehn relevanten Speichertechnologien aus AP1 (Kurzliste) Steckbriefe erstellt, aus denen hervorgeht, welche potenziellen Umweltwirkungen mit der Speichertechnologie verbunden sind. Nach Möglichkeit werden folgenden Aspekte pro Speichertechnologie abgefragt:

- Bau-/ rückbaubedingter Auswirkungen
- Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen
- Störbedingte Auswirkungen (Havarie-Risiken)
- Auswirkungen auf Arten und Biotope
- Auswirkungen auf das Landschaftsbild
- Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit
- Auswirkungen auf den Wasserhaushalt
- Auswirkungen auf den Boden
- Auswirkungen auf Klima und Luft

Zusätzlich erfolgt eine Einschätzung, ob eine Standortabhängigkeit der potenziellen Umweltwirkungen gegeben ist. Die Standortabhängigkeit einer Wirkung ist dann gegeben, wenn die Schwere oder Stärke der Wirkung mit lokalen Gegebenheiten (bspw. Schutzstatus, ökologische Wertigkeit, Hydrologie, Besiedlungsdichte, Topographie etc.) deutlich variiert. Folglich herrscht keine Abhängigkeit vom Standort, wenn die Wirkung an den meisten Orten in vergleichbarer Stärke auftritt. Mit dieser Einstufung wird zugleich eine Einschätzung der Schwere der Auswirkungen vorgenommen, die die Standortabhängigkeit beeinflusst. Die Einstufung erfolgt anhand der Stufen: hoch, mittel, gering und keine.

Grundsätzlich zeigt sich aufgrund der Vielzahl der betrachteten Speichertechnologien ein sehr heterogenes Feld an möglichen Standorten. Die Eignung potenzieller Standorte für Speichertechnologien ist von verschiedenen Faktoren geprägt: geographische und technische Anforderungen, Sicherheitsaspekte oder infrastrukturelle Faktoren. Einige Technologien, wie die Lithium-Ionen-Batteriespeicher, können aufgrund ihrer Bau- und Funktionsweise siedlungsnah errichtet werden, andere benötigen mehr Fläche, sodass Randlagen vorteilhafter sind. Speichertechnologien wie klassische Pumpspeicherkraftwerke hingegen erfordern topographische Höhenunterschiede und große Flächen, was wiederum die Auswahl der Standorte eingrenzt, sodass sie häufig im naturnahen Raum realisiert werden. Salzkavernen- und Porenspeicher sind auf die Anwesenheit von bestimmten geologischen Formationen angewiesen, um realisiert zu werden. Speichertechnologien wie Ammoniak- und Methanol-Speicher benötigen aufgrund ihrer potenziellen Gefahrenstoffe erhöhte Sicherheitsabstände, weshalb in der Regel Standorte in Industrieparks oder Hafengebieten gewählt werden. Die Technologiesteck-

briefe in Anhang A.1 geben Auskunft zu möglichen Standortanforderungen. Für diese Zusammenstellung der Auswirkungen wird auf bestehende Arbeiten für das BfN (Bruns et al., 2015) und auf vorhergehende Arbeiten im Rahmen von AP1 (Kapitel 2) Bezug genommen. Potenzielle Lücken werden nach Möglichkeit durch weitere Literatur ergänzt.

5.1.2.2 Ergebnis

Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO₄)

Tab. 21: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO₄):

Auswirkungen auf	Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO ₄)	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Bautätigkeiten können Lebensraumverlust, Bodenversiegelung und Vegetationsverlust verursachen, ggf. können Licht-, Lärm- oder Wärmeemissionen störend wirken. Mögliche Verletzungen und Tötung von Individuen	Hoch
Landschaftsbild	Vorübergehende Beeinträchtigung durch Baustelleneinrichtungen möglich	Hoch
Menschliche Gesundheit	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase	Hoch
Wasserhaushalt	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Boden	Ggf. Beseitigung des Bodens, Versiegelung	Hoch
Klima und Luft	Nicht als relevant bewertet	Nicht als relevant gewertet
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Flächenversiegelung, dadurch Lebensraumverlust, ggf. können Licht-, Lärm- (z.B. durch Kühlsysteme oder Wechselrichter) oder Wärmeemissionen störend wirken. Barrierewirkung durch Umzäunung der Anlage möglich	Hoch
Landschaftsbild	Im Falle mehrstöckiger oder großflächiger Bauweise	Hoch
Menschliche Gesundheit	Geringfügige Lärm-, Licht- und Wärmeemissionen	Mittel
Wasserhaushalt	Bei großflächiger Versiegelung kann Abflussmuster verändert werden. Nicht als relevant gewertet, wenn Versickerung von Niederschlagswasser erfolgt	Mittel
Boden	Dauerhafte Versiegelung	Hoch

Auswirkungen auf	Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO ₄)	Standortabhängigkeit
Klima und Luft	Ggf. Mikroklima, wenn Bauten in Frischluftschneisen etc. stehen	Mittel

C. Störbedingte Auswirkungen²⁵

Arten & Biotope	Ggf. lokal durch unten angeführte Emissionen	Mittel
Landschaftsbild	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Menschliche Gesundheit	Brandgefahr. Im Brandfall oder bei Beschädigung freigesetzte Gase und Stäube sind gesundheitsschädlich bis krebserregend, giftig und ätzend. Splitterwirkung durch mögliche Explosionen (DGUV, 2024)	Hoch
Wasserhaushalt	Qualitative Beeinträchtigung des Oberflächen- und Grundwassers durch Bestandteile des Batteriespeichers oder andere Quellen (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser)	Hoch
Boden	Kontamination des Bodens durch verunreinigtes Löschwasser	Hoch
Klima und Luft	Kurzfristige Belastung durch Gase, Stäube oder Nebel	Mittel

Aus Vorprozessen (d.h. die Bereitstellung von Rohstoffen und die Fertigung der Speicher) lassen sich folgende naturschutzrelevante Auswirkungen erwarten:

- Toxische Wirkung von Abbaurückständen (Kavanagh, Keohane, Cabellos, Lloyd, & Cleary, 2018)
- Mögliche Gesundheitsschäden durch Staubbildung beim Hartgesteinabbau (Kavanagh, Keohane, Cabellos, Lloyd, & Cleary, 2018)
- Verknappung der Wasserressourcen durch Lithiumabbau und Gefahr der Kontamination von Gewässern sowie Grundwasser durch Abbaurückstände (Dolega, Buchert, & Betz, 2020)
- Gefahr der Kontamination von Böden durch Abbaurückstände (Dolega, Buchert, & Betz, 2020)

²⁵ Als störbedingte Auswirkungen werden solche Auswirkungen verstanden, die durch ein Schadensereignis, Havarien oder Störungen des bestimmungsmäßigen Betriebs auftreten können.

Natrium-Ionen-Batteriespeicher

Tab. 22: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Natrium-Ionen-Batteriespeicher

Auswirkungen auf	Natrium-Ionen-Batteriespeicher	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Bautätigkeiten können Lebensraumverlust, Bodenversiegelung und Vegetationsverlust verursachen, ggf. können Licht-, Lärm- oder Wärmeemissionen störend wirken. Mögliche Verletzungen und Tötung von Individuen	Hoch
Landschaftsbild	Vorübergehende Beeinträchtigung durch Baustelleneinrichtungen möglich	Hoch
Menschliche Gesundheit	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase	Hoch
Wasserhaushalt	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Boden	Ggf. Beseitigung des Bodens, Versiegelung	Hoch
Klima und Luft	Nicht als relevant bewertet	Nicht als relevant gewertet
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Flächenversiegelung (spezifischer Flächenbedarf größer als bei Lithium-Batterien), ggf. können Licht-, Lärm- (z.B. durch Kühlsysteme oder Wechselrichter) oder Wärmeemissionen störend wirken. Barrierewirkung durch Umzäunung der Anlage möglich	Hoch
Landschaftsbild	Im Falle mehrstöckiger oder großflächiger Bauweise	Hoch
Menschliche Gesundheit	Geringfügige Lärm-, Licht- und Wärmeemissionen	Mittel
Wasserhaushalt	Bei großflächiger Versiegelung kann Abflussmuster verändert werden. Nicht als relevant gewertet, wenn Versickerung von Niederschlagswasser erfolgt	Mittel
Boden	Dauerhafte Versiegelung	Hoch
Klima und Luft	Ggf. Mikroklima, wenn Bauten in Frischluftschneisen etc. stehen	Mittel
C. Störbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	ggf. lokal durch unten angeführte Emissionen.	Hoch

Auswirkungen auf	Natrium-Ionen-Batteriespeicher	Standortabhängigkeit
Landschaftsbild	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Menschliche Gesundheit	Schwere Verätzungen bei Hautkontakt mit Natrium	Hoch
Wasserhaushalt	Qualitative Beeinträchtigung des Oberflächenwassers (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser)	Hoch
Boden	Qualitative Beeinträchtigung des Bodens (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser) oder bei Austritt von Elektrolyten	Hoch
Klima und Luft	Kurzfristige Belastung durch Gase, Stäube oder Nebel	Mittel

Naturschutzrelevante Auswirkungen der Vorprozesse (Rohstoffe, Fertigung der Speicher):

- Abraumhalden der Kaliwerke sind flächenintensiv und z.T. weithin sichtbar, Verdunstungsbecken sind flächenintensiv und meist in sensiblen Küstenökosystemen
- Gefahr der Kontamination von Gewässern sowie Grundwasser durch Abbaurückstände
- Gefahr der Kontamination von Böden durch Abbaurückstände

Redox-Flow-Batterien (Vanadium, Eisen, Lignin)

Tab. 23: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Redox-Flow-Batterien

Auswirkungen auf	Redox-Flow-Batterien	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Bautätigkeiten können Lebensraumverlust, Bodenversiegelung und Vegetationsverlust verursachen, ggf. können Licht-, Lärm- oder Wärmeemissionen störend wirken. Mögliche Verletzungen und Tötung von Individuen (höherer Platzbedarf als Lithium-Batterien)	Hoch
Landschaftsbild	Vorübergehende Beeinträchtigung durch Baustelleneinrichtungen möglich	Hoch
Menschliche Gesundheit	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase	Hoch
Wasserhaushalt	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Boden	Ggf. Beseitigung des Bodens, Versiegelung	Hoch

Auswirkungen auf	Redox-Flow-Batterien	Standortabhängigkeit
Klima und Luft	Nicht als relevant bewertet	Nicht als relevant gewertet
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Flächenversiegelung (spezifischer Flächenbedarf größer als bei Lithium-Batterien), ggf. können Licht-, Lärm- (z.B. durch Kühlsysteme oder Wechselrichter) oder Wärmeemissionen störend wirken. Barrierewirkung durch Umzäunung der Anlage möglich	Hoch
Landschaftsbild	Im Falle mehrstöckiger oder großflächiger Bauweise	Hoch
Menschliche Gesundheit	Nicht als relevant gewertet, da hohe Betriebssicherheit besteht (Elektrolyte sind nicht brennbar und nicht explosiv) (Wendemuth, 2024)	Nicht als relevant gewertet
Wasserhaushalt	Bei großflächiger Versiegelung kann Abflussmuster verändert werden. Nicht als relevant gewertet, wenn Versickerung von Niederschlagswasser erfolgt	Mittel
Boden	Dauerhafte Versiegelung	Hoch
Klima und Luft	Ggf. Mikroklima, wenn Bauten in Frischluftschneisen etc. stehen	Mittel
C. Störbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Durch Leckagen könnten Elektrolyte freigesetzt werden: Vanadiumsulfat bzw. Vanadylsulfat: Potenziell umweltgefährlich und giftig für Wasserorganismen (chemos, 2019; ThermoFisher Scientific, 2024). Eisenchlorid: Mögliche toxische Auswirkungen auf aquatische Lebensformen (CG Chemikalien, 2017), ansonsten als nicht umweltgefährdend eingestuft. Lignin: Weniger problematisch für Biotope, es wird als nicht gewässergefährdend eingestuft (Carl Roth GmbH, 2024)	Hoch
Landschaftsbild	Leckagen bei Vanadium-Batterien könnten aufgrund der Umweltgefahr von Vanadiumsulfat bzw. Vanadylsulfat zu optischen Beeinträchtigungen (z.B. Vegetationsverlust) führen	Gering
Menschliche Gesundheit	Vanadiumsulfat bzw. Vanadylsulfat: Potenziell ätzend und gesundheitsschädlich (gilt in manchen Aggregatzuständen als giftig)	Mittel

Auswirkungen auf	Redox-Flow-Batterien	Standortabhängigkeit
	(chemos, 2019; ThermoFisher Scientific, 2024) Eisenchlorid: Potenziell ätzend und reizend (CG Chemikalien, 2017) Lignin: kaum oder nicht gesundheitsschädlich (Carl Roth GmbH, 2024)	
Wasserhaushalt	Qualitative Beeinträchtigung des Oberflächenwassers (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser) Vanadiumsulfat bzw. Vanadylsulfat: Potenziell umweltgefährlich und giftig für Wasserorganismen Eisenchlorid: Kann die Qualität des Oberflächenwassers beeinträchtigen Lignin: Keine signifikanten Auswirkungen auf den Wasserhaushalt zu erwarten. Nicht toxisch für Wasserorganismen	Hoch
Boden	Qualitative Beeinträchtigung des Bodens (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser) Vanadiumsulfat bzw. Vanadylsulfat: Potenziell umweltgefährlich Eisenchlorid: Könnte den Boden kontaminieren Lignin: Geringe Auswirkungen auf den Boden, da es eine organische Substanz ist, die im Boden zersetzt werden kann, es wird keine Mobilität im Boden erwartet Qualitative Beeinträchtigung des Bodens (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser)	Hoch
Klima und Luft	Vanadiumsulfat bzw. Vanadylsulfat: Kann unter bestimmten Bedingungen die Luftqualität beeinträchtigen, besonders wenn es als Staub freigesetzt wird Eisenchlorid: Geringe Auswirkungen auf das Klima und die Luftqualität, es kann aber in Form von Dämpfen zu einer lokalen Luftverunreinigung führen Lignin: Keine nennenswerten Auswirkungen auf das Klima oder die Luftqualität zu erwarten	Mittel

- Naturschutzrelevante Auswirkungen der Vorprozesse/ des Recyclings (Rohstoffe, Fertigung der Speicher): Hoher Energie- und Ressourcenverbrauch bei Herstellung von Redox-Flow-Batterien beeinflussen deren Umweltauswirkung (Fernandez-Marchante, Millán, Medina-Santos, & Lobato, 2019; Ebner, Sprik, Stern, & Mair-Bauernfeind, 2023)
- Redox-Flow-Batterien sind im Gegensatz zu anderen Batteriearten einfacher zu rezyklieren als anderen Batterietypen (z.B. Lithium-Ionen-Batterie) (Karlsruher Institut für Technologie, 2018)

- Im Fall von Elektrolyten auf Eisen- und Lignin-Basis besteht eine hohe Verfügbarkeit der Materialien.

Klassische Pumpspeicherkraftwerke

Tab. 24: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Klassische Pumpspeicherkraftwerke

Auswirkungen auf	Klassische Pumpspeicherkraftwerke	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Lebensraumveränderung im Bereich der Trasse (durch Triebwasserleitung) Zerschneidungseffekte durch Triebwasserleitung Temporäre Störung bei unterirdischen Anlagen der Triebwasserleitung Sprengung, Bodenaushub und -umlagerung zur Realisierung des Speicherbeckens Lebensraumverlust durch Bautätigkeit und Befahrung der genutzten Fläche Bestandsbedrohende Beunruhigung wildlebender Arten auf benachbarten Flächen (Habitatverluste, Vergrämungseffekt) und unerwünschte Nährstoffeinträge durch Staubentwicklung Beeinträchtigung der Lebensraumbedingungen durch Wasserhaltungsmaßnahmen beim Bau des Unterbeckens auf grundwassernahen Standorten Zerstörung von Lebensräumen durch Flächenausdehnung Verdrängung von Tierarten (Bruns, et al., 2015)	Hoch
Landschaftsbild	Starke baubedingte Effekte (Bodenbewegungen, Baustellenverkehr) bei Dammbau (Bruns, et al., 2015)	Hoch
Menschliche Gesundheit	Lärm-, Schadstoffemissionen und Staubbelastungen während mehrjähriger Bauphasen (Bruns, et al., 2015)	Hoch
Wasserhaushalt	Eingriff in Grundwasser durch Bau von Schachtkraftwerken (u.a. durch Sprengungen) (Bruns, et al., 2015)	Hoch
Boden	Eingriff in Boden durch Bau von Schachtkraftwerken (u.a. durch Sprengungen) (Bruns, et al., 2015)	Hoch
Klima und Luft	Temporäre Verschlechterung der Luftgüte durch baubedingte Schadstoffemissionen und Staubentwicklung (Bruns, et al., 2015)	Mittel
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Speicherbetrieb (Anstauen und Ablassen) führt zu Schwankungen des Wasserspiegels) Schwankungen verschlechtern die Lebensraumqualität	Hoch

Auswirkungen auf	Klassische Pumpspeicherkraftwerke	Standortabhängigkeit
	Störung der Ökosystemdynamik Veränderung von Lebensräumen durch in natürliche Gewässer eingeleitetes Pumpwasser (Bruns, et al., 2015) Schallemissionen möglich (z.B. durch Pumpen/ Turbinen)	
Landschaftsbild	Dambbauwerke als Bauwerke sichtbar Visuelle Beeinträchtigung durch Triebwasserleitung Technische Überprägung (Bruns, et al., 2015)	Hoch
Menschliche Gesundheit	Sofern Schadstoffe in Gestein oder Boden mobilisiert werden, können diese ins Grundwasser gelangen und die Trinkwasserfunktion beeinträchtigen Beeinträchtigung der Erholungsfunktion der Landschaft (Bruns, et al., 2015)	Mittel
Wasserhaushalt	Bei Nutzung von Fließgewässern als Unterbecken: potenziell Konflikte mit den Zielen der Wasserrahmenrichtlinie Bei undichteten Becken: Wasseraustausch mit dem Grundwasserkörper, Risiko für Mobilisierung von Schadstoffen Bei gedichteten Becken: Veränderung des Wasserhaushaltes (Verringerung Grundwasserneubildung) Speicherbetrieb (Anstauen und Ablassen) führt zu Schwankungen des Wasserspiegels (Bruns, et al., 2015)	Hoch
Boden	Abgedichtete Becken führen zu vollständigem Verlust der Speicher-, Puffer- und Filterfunktion sowie Ertragsfähigkeit des Bodens im Beckenbereich (Bruns, et al., 2015)	Hoch
Klima und Luft	Veränderung des Mikroklimas in Folge von veränderten lokalen Luftströmen bei Dammbauwerken (Bruns, et al., 2015) Verlust der klimatischen Funktionen (Kaltluftbahnen, Luftaustauschbahnen, Frisch- und Kaltluftproduktionsflächen) auf Flächen der Ober- und Unterbecken (Bruns, et al., 2015) Verlust der Filterfunktion (Staubbindung) bei Anlagen auf ehemals bewaldeten Flächen (Bruns, et al., 2015) Beckengrößenabhängige verdunstungsbasierte Veränderung des Mikroklimas (Bruns, et al., 2015)	Mittel
C. Störbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Überschwemmungsgefahr für unter dem Oberbecken gelegene Ortschaften bei Dammbbruch (AP1), d.h. auch für unter dem Oberbecken gelegene Lebensräume	Hoch
Landschaftsbild	Plötzliche Zerstörung der Landschaftsstruktur bei Dammbbruch	Hoch
Menschliche Gesundheit	Gefährdung durch Dammbbruch (Ertrinken, Verletzungen durch Trümmer), akute Luftbelastung durch Staub	Hoch

Auswirkungen auf	Klassische Pumpspeicherkraftwerke	Standortabhängigkeit
	und Schadstoffe bei Bränden oder Explosionen möglich	
Wasserhaushalt	Qualitative Beeinträchtigung des Oberflächenwassers (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser nach Bränden) (Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2018). Es besteht jedoch eine recht geringe Brandgefahr während des Betriebs (Mörwald, 2024)	Mittel
Boden	Kontamination des Bodens durch verunreinigtes Löschwasser (Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2018) oder ausgelaufene Betriebsmittel möglich. Brandgefahr jedoch gering (Mörwald, 2024)	Mittel
Klima und Luft	Plötzliche Freisetzung von Staub und Schadstoffen bei Bränden, Explosionen oder Erdrutschen möglich, jedoch als nicht relevant eingestuft da geringe Brandgefahr besteht (Mörwald, 2024)	Gering

Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)

Tab. 25: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)

Auswirkungen auf	Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Die Durchführungen der Bohrungen bei Porenspeichern sowie Einpressen und Entnahme des Gases sind mit Störwirkungen durch Lärm- und Schadstoffemissionen verbunden (Bruns et al., 2015) EsE werden jedoch häufig bestehende Anlagen oder Infrastruktur genutzt werden, die z.B. für die Speicherung von Erdgas oder anderen Gasen konzipiert wurden (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2024)	Mittel
Landschaftsbild	Risiken einer Bodenabsenkung Anlagen und Maschinenhäuser können Orts- und Landschaftsbild verändern (Bruns et al., 2015)	Mittel
Menschliche Gesundheit	Die Durchführungen der Bohrungen bei Porenspeichern sowie Einpressen und Entnahme des Gases sind mit Störwirkungen durch Lärm- und Schadstoffemissionen verbunden (Bruns et al., 2015))	Mittel
Wasserhaushalt	Durch Frischwasserbedarf beim Aussohlen kann es zu Absenkungen des Wasserspiegels benachbarter Oberflächengewässer bzw. der Wasserführung und/oder des Abflussverhaltens kommen. Die ent-	Hoch

Auswirkungen auf	Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)	Standortabhängigkeit
	stehende Sole kann die Einleitungsgewässer belasten (sowohl Oberflächenfließgewässer als auch Meere) (Bruns et al., 2015)	
Boden	Risiken einer Bodenabsenkung (Bruns et al., 2015)	Mittel
Klima und Luft	Die Durchführungen der Bohrungen bei Porenspeichern sowie Einpressen und Entnahme des Gases sind mit Störwirkungen durch Schadstoffemissionen verbunden (Bruns et al., 2015))	Mittel
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Geringe Beeinträchtigung durch Flächeninanspruchnahme für Betriebseinrichtungen und Zufahrtswege, Flächenbedarf der obertätigen Bauwerke pro gespeicherte Energiemenge ist gering. Lärm aus Kompressoren könnte Arten stören	Mittel
Landschaftsbild	Sichtbare oberirdische Anlagen wie Maschinenhäuser und Rohrleitungen können das Landschaftsbild beeinflussen.	Mittel
Menschliche Gesundheit	Lärmbelastung aus Kompressoren möglich, ansonsten keine direkten gesundheitlichen Auswirkungen zu erwarten (es werden keine toxischen Stoffe eingesetzt)	Mittel
Wasserhaushalt	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Boden	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Klima und Luft	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
C. Störbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Brände und Explosionen möglich, daraus folgende qualitative Beeinträchtigung von Biotopen und Arten	Mittel
Landschaftsbild	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Menschliche Gesundheit	Brände und Explosionen möglich. Außerdem sicherheitstechnische Gefahr durch mögliche Freisetzung giftiger Chemikalien (z.B. H ₂ S und SO ₂) (Portarapillo & Benedetto, 2021)	Hoch
Wasserhaushalt	Qualitative Beeinträchtigung des Oberflächenwassers (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser)	Mittel
Boden	Qualitative Beeinträchtigung des Bodens (z.B. bei Mineralölaustritt aus Baugeräten oder durch verunreinigtes Löschwasser)	Mittel

Auswirkungen auf	Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)	Standortabhängigkeit
Klima und Luft	Im Brandfall können unter extremer Hitze Schwermetalle aus geologischen Schichten freigesetzt werden	Mittel

Druckwasserstoff-Oberflächennah (Drucktanks, Röhrensegmentmatrix)

Drucktanks und Röhrenspeicher können jeweils ober- oder unterirdisch eingesetzt werden. In folgenden Tabellen werden jedoch nur die Auswirkungen von oberirdischen Drucktanks bzw. unterirdischen Röhrenspeichern untersucht.

Tab. 26: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Druckwasserstoff- Oberflächennah (Drucktanks, Röhrensegmentmatrix)

Auswirkungen auf	Drucktanks	Röhrensegmentmatrix	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen			
Arten & Biotope	Bautätigkeiten können Lebensraumverlust, Bodenversiegelung und Vegetationsverlust verursachen, ggf. können Licht-, Lärm- oder Wärmeemissionen störend wirken	Erdarbeiten beeinflussen Bodenökosysteme, aber keine komplette Versiegelung. Während Bau großes Lärm- und Störpotenzial für Tiere.	Mittel
Landschaftsbild	Vorübergehende Beeinträchtigung durch Baustelleneinrichtungen möglich. Ggf. neue Infrastruktur beeinträchtigt Landschaftsbild dauerhaft	Baustelle temporär sichtbar, nach Fertigstellung meist kaum oberirdische Veränderungen, aber Zugang zu Röhrensegmentmatrix muss gegeben sein, daher nur Acker oder Weidenutzung der Fläche.	Mittel
Menschliche Gesundheit	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase.	Gering
Wasserhaushalt	Versiegelung kann Abflussmuster beeinflussen	Keine Versiegelung bei Röhrenspeicher, daher kann Regenwasser durch Rohrsegmenten hindurchfließen	Gering
Boden	Je nach gewähltem Standort erfolgt neue Bodenversiegelung durch Fundamentarbeiten	Bodenveränderungen durch Aushub, aber keine vollständige Versiegelung.	Mittel

Auswirkungen auf	Drucktanks	Röhrensegmentmatrix	Standortabhängigkeit
Klima und Luft	Keine relevanten klimatischen Auswirkungen außer CO ₂ -Emissionen aus Bauarbeiten	Analog zu Drucktanks.	Gering
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen			
Arten & Biotope	Mögliche Flächenversiegelung. Bei regelmäßiger Wartung Störungen möglich. Eingezäunte Anlagen können Tierwanderungen behindern. Geräusche durch Kompressoren, Ventile, Druckregelung und Kühlsysteme können störend wirken	Da Röhrensegmente unterirdisch sind, wirken sie sich geringer auf lokale Ökosysteme aus und es besteht keine Barrierewirkung.	Mittel
Landschaftsbild	Der Speicher bleibt als festes Bauwerk bestehen. Keine dynamischen Veränderungen des Landschaftsbildes durch Betrieb oder Wartung	Nach Installation ist die Speichereinrichtung nicht mehr sichtbar, nur Wiese oder Ackerfläche sichtbar.	Mittel
Menschliche Gesundheit	Ggf. Lärm durch Kompressoren und Kühlsystemen. Es werden keine toxischen Substanzen eingesetzt	Weniger Auswirkungen, da unterirdisch. Es werden keine toxischen Substanzen eingesetzt.	Mittel
Wasserhaushalt	Keine relevanten Auswirkungen im Normalbetrieb zu erwarten (außer verändertes Abflussmuster durch Versiegelung)	Da keine dauerhafte Versiegelung besteht, kann Regenwasser zwischen Rohrsegmenten hindurchfließen.	Gering
Boden	Neben der dauerhaften Versiegelung keine direkten Auswirkungen im Normalbetrieb	Keine vollständige Versiegelung aber dauerhafte Veränderung der Bodenstruktur	Mittel
Klima und Luft	Keine Emissionen während des Betriebs zu erwarten	Keine Emissionen während des Betriebs zu erwarten.	Keine
C. Störbedingte Auswirkungen			
Arten & Biotope	Ggf. lokal durch Löschwasser	Ggf. lokal durch Löschwasser	Gering
Landschaftsbild	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet
Menschliche Gesundheit	Wasserstoff ist unter hohem Druck hochexplosiv	Wasserstoff ist unter hohem Druck hochexplosiv	Hoch bis mittel

Auswirkungen auf	Drucktanks	Röhrensegmentmatrix	Standortabhängigkeit
	und leicht entflammbar (TÜV Hessen, o. D.). Ansonsten ist Wasserstoff unbedenklich für die Gesundheit (SFC Energy AG, 2025)	und leicht entflammbar (TÜV Hessen, o. D.).	
Wasserhaushalt	Austreter Wasserstoff durch Leckagen oder Explosion nicht wassergefährdend. Qualitative Beeinträchtigung des Oberflächen- und Grundwassers (z.B. durch verunreinigtes Löschwasser) möglich	Austreter Wasserstoff durch Leckagen oder Explosion nicht wassergefährdend (SFC Energy AG, 2025).	Mittel
Boden	Kontamination des Bodens durch verunreinigtes Löschwasser möglich	Keine Information vorhanden.	Mittel
Klima und Luft	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet	Nicht als relevant gewertet

Naturschutzrelevante Auswirkungen der Vorprozesse (Rohstoffe, Fertigung der Speicher):

- Bau der Speicher benötigt Materialien, deren Produktion CO₂-Emissionen verursacht, bzw. deren Verfügbarkeit begrenzt ist:
- Röhrenspeicher: Stahl ist reichlich verfügbar
- Oberirdischer Drucktank: Carbonfaser-verstärkter Kunststoff mit HDPE-Liner im Fall von Typ-4-Tanks, Stahl im Fall von Typ-1-Tanks. Die Materialien sind reichlich verfügbar.

Ammoniak-Speicher

Tab. 27: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Ammoniak-Speicher

Auswirkungen auf	Ammoniak-Speicher	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Bauarbeiten können Lebensraumverlust, Bodenversiegelung und Vegetationsverlust verursachen, ggf. können Licht-, Lärm- oder Wärmeemissionen störend wirken	Mittel
Landschaftsbild	Vorübergehende Beeinträchtigung durch Baustelleneinrichtungen möglich.	Mittel

Auswirkungen auf	Ammoniak-Speicher	Standortabhängigkeit
	Ggf. neue Infrastruktur beeinträchtigt Landschaftsbild dauerhaft	
Menschliche Gesundheit	Während der Bauphase potenzielle Belastung durch Lärm und Staub und Abgase. Beim Rückbau könnte eine mögliche Exposition gegenüber Ammoniakresten bestehen	Mittel
Wasserhaushalt	Versiegelung kann Abflussmuster beeinflussen. Beim Rückbau könnten Ammoniakreste Grundwasser belasten	Gering
Boden	Ggf. neue Bodenversiegelung. Beim Rückbau besteht potenzielle Kontamination durch Ammoniakreste	Mittel
Klima und Luft	Während der Bauphase Emissionen durch Baustellenverkehr und Maschinen (CO ₂ , Feinstaub). Beim Rückbau mögliche Freisetzung geringer Mengen von Ammoniak-Dämpfen. Jedoch nicht als relevant eingestuft	Nicht als relevant gewertet
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Flächenversiegelung/ Lebensraumverlust, Emissionen aus der Cracking-Anlage können sensible Ökosysteme beeinflussen. Wärmeabgabe oder Lärmemissionen (z.B. durch Kompressoren) könnten lokale Arten stören. Barriereeffekt durch Umzäunung möglich	Mittel
Landschaftsbild	Der Speicher bleibt als festes Bauwerk bestehen und ist in der Landschaft sichtbar. Keine dynamischen Veränderungen des Landschaftsbildes durch Betrieb oder Wartung	Mittel
Menschliche Gesundheit	Ggf. Lärm aus Kompressoren. Betrieb und Wartung der Cracking-Anlage erfordern Sicherheitsmaßnahmen, da NO _x und NH ₃ gesundheitsschädlich sein können	Mittel
Wasserhaushalt	Wasserverbrauch für Kühlung oder Dampferzeugung möglich, aber als nicht relevant eingestuft. Direkte Wasserverschmutzung ist im Normalbetrieb nicht zu erwarten	Nicht als relevant gewertet
Boden	Neben der dauerhaften Versiegelung keine direkten Auswirkungen im Normalbetrieb	Gering

Auswirkungen auf	Ammoniak-Speicher	Standortabhängigkeit
Klima und Luft	Mögliche Emissionen von NO _x , NH ₃ und N ₂ O (Treibhauseffekt) aus NH ₃ -Cracking-Anlagen	Gering

C. Störbedingte Auswirkungen

Arten & Biotope	Bei Leckagen oder Unfällen kann Ammoniak in die Umgebung entweichen, wo Mikroorganismen und Algen es abbauen können. Bei zu hohen Konzentrationen kann es jedoch toxisch wirken und Ökosysteme schädigen. Besonders gefährlich in empfindlichen Biotopen/ Gewässern (Schnalke, 2023)	Hoch
Landschaftsbild	Störungen durch Unfälle oder Leckagen könnten zu sichtbaren Schäden an der Umgebung führen (z. B. durch Bodenverunreinigungen oder kontaminierte Flächen)	Mittel
Menschliche Gesundheit	Ammoniak und andere Gase (NO _x , N ₂ O) können bei Leckagen gesundheitsschädlich (Atemwegs- und Augenreizungen) sein. Besonders in dicht besiedelten Gebieten oder bei ungünstigen Windverhältnissen kann dies zu Gesundheitsrisiken führen (Tawalbeh, et al., 2022)	Hoch
Wasserhaushalt	Mikroorganismen und Algen können freigesetztes Ammoniak abbauen, aber hohe Konzentrationen führen zu Versauerung und Eutrophierung (Tawalbeh, et al., 2022)	Mittel
Boden	Hohe Konzentrationen an Ammoniak, das durch Leckagen auf den Boden gelangt, kann zu Bodenversauerung führen, was Pflanzenwachstum und Bodengesundheit schädigen kann	Mittel
Klima und Luft	Entweichendes Ammoniak kann Feinstaub in Atmosphäre bilden, wenn es mit Salpeter- und Schwefelsäure zu Salzen reagiert und so die Luftqualität verschlechtern (Negro, Noussan, & Chiaramonti, 2023). N ₂ O, ein starkes Treibhausgas, könnte aus NH ₂ -Cracking-Anlagen freigesetzt werden. Explosionen aufgrund von hohen Drücken und unter bestimmten Bedingungen möglich (Tawalbeh, et al., 2022)	Mittel

Naturschutzrelevante Auswirkungen der Vorprozesse (Rohstoffe, Fertigung der Speicher):

- Bau der Tanks benötigt Materialien wie Stahl, Beton etc. deren Herstellung CO₂-Emissio-

nen verursacht und einen hohen Wasserbrauch hat

Methanol-Speicher (Allam-Zyklus mit zirkulierendem CO₂)

Tab. 28: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Methanol-Speicher (Allam-Zyklus mit zirkulierendem CO₂)

Auswirkungen auf	Methanol -Speicher	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Bauarbeiten können Lebensraumverlust, Bodenversiegelung und Vegetationsverlust verursachen, ggf. können Licht-, Lärm- oder Wärmeemissionen störend wirken	Mittel
Landschaftsbild	Bauphasen verursachen vorübergehende Veränderungen (Baustelleneinrichtungen, Kräne, Erdaushub). Ggf. neue Infrastruktur beeinträchtigt Landschaftsbild dauerhaft	Mittel
Menschliche Gesundheit	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase	Gering
Wasserhaushalt	Versiegelung kann Abflussmuster beeinflussen	Gering
Boden	Je nach Standort erfolgt Bodenversiegelung. Beim Rückbau besteht potenzielle Kontamination durch Methanol	Mittel
Klima und Luft	Keine direkten klimatischen Auswirkungen durch den Bauprozess, abgesehen von Emissionen durch Baustellenverkehr und Maschinen	Gering
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Versiegelung kann Lebensräume verdrängen. Normalbetrieb hat keine direkten Auswirkungen. Wartung kann vorübergehende Störungen durch Lärm oder Arbeiten in sensiblen Gebieten verursachen. Barriereeffekt durch Umzäunung möglich	Mittel
Landschaftsbild	Der Speicher bleibt als festes Bauwerk bestehen. Keine dynamischen Veränderungen des Landschaftsbildes durch Betrieb oder Wartung	Mittel
Menschliche Gesundheit	Lärm durch Kompressoren und Rückverstromung durch Gasturbinen möglich	Mittel
Wasserhaushalt	Keine direkten Auswirkungen im Normalbetrieb	Keine Auswirkungen zu erwarten
Boden	Keine direkten Auswirkungen im Normalbetrieb	Keine Auswirkungen zu erwarten
Klima und Luft	Keine direkten Auswirkungen im Normalbetrieb	Keine Auswirkungen zu erwarten

Auswirkungen auf	Methanol -Speicher	Standortabhängigkeit
------------------	--------------------	----------------------

C. Störbedingte Auswirkungen

Arten & Biotope	Methanol wird als (schwach) wassergefährdend eingestuft (WGK 1/ WGK 2). (Carl Roth GmbH, 2025) Hohe Methanol-Konzentrationen durch Leckagen könnten Wasser- und Bodenlebewesen erheblich schädigen	Hoch
Landschaftsbild	Explosions- oder Brandereignisse könnten strukturelle Schäden verursachen und das Landschaftsbild verändern	Mittel
Menschliche Gesundheit	Methanoldämpfe können gesundheitsgefährdend sein (giftig beim Einatmen, bei Hautkontakt, bei Verschlucken und schädigt die Augen) (Carl Roth GmbH, 2025). Es besteht Explosionsgefahr da Methanol leicht entzündlich ist. (Carl Roth GmbH, 2025)	Hoch
Wasserhaushalt	Methanol ist wasserlöslich und könnte in großen Mengen das Grundwasser kontaminieren	Mittel
Boden	Methanol grundsätzlich leicht biologisch abbaubar. Bei hohen Konzentrationen durch Leckagen Schädigung des Bodens möglich	Mittel
Klima und Luft	Dämpfe, die in Luft gelangen könnten, werden sehr schnell zerstreut (Wissner, Healy, Dr. Martin Cames, & Sutter, 2023), es entstehen keine toxischen Wolken wie bei NH ₃ . Bei Bränden könnten CO ₂ , CO und andere toxische Gase freigesetzt werden. Explosionsgefahr besteht ebenfalls (Carl Roth GmbH, 2025)	Mittel

Naturschutzrelevante Auswirkungen der Vorprozesse (Rohstoffe, Fertigung der Speicher):

- Bau der Tanks benötigt Materialien wie Stahl, Beton etc. deren Herstellung CO₂-Emissionen verursacht und einen hohen Wasserbrauch hat

Hochtemperatur-Wärmespeicher / Carnot-Batterie (Strom-zu-Strom)

Tab. 29: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Hochtemperatur-Wärmespeicher / Carnot-Batterie

Auswirkungen auf	HT-Wärmespeicher / Carnot-Batterie	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Bauarbeiten können Lebensraumverlust, Vegetationsverluste, Bodenversiegelung und Störungen für Tiere verursachen	Hoch
Landschaftsbild	Bauphasen können sichtbare Veränderungen durch Baustelleninfrastruktur (z. B. Kräne, Speicherbehälter) verursachen. Nach Rückbau ggf. Wiederherstellung des Landschaftsbildes erforderlich	Mittel
Menschliche Gesundheit	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase	Gering
Wasserhaushalt	Versiegelung kann das lokale Abflussverhalten verändern	Gering
Boden	Bauarbeiten können Bodenverdichtung und Versiegelung verursachen	Mittel
Klima und Luft	Keine direkten klimatischen Auswirkungen durch den Bauprozess, abgesehen von Baustellenfahrzeugen	Gering
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen		
Arten & Biotope	Dauerhafte Flächenversiegelung, aber bei Normalbetrieb keine weiteren relevanten Auswirkungen zu erwarten. Es ist geplant, bestehende Anlagen (z.B. Kohlekraftwerke) zu nutzen. Barriereeffekt durch Umzäunung möglich	Hoch
das Landschaftsbild	Keine wesentlichen Änderungen durch den Betrieb	Keine Auswirkungen zu erwarten
die menschliche Gesundheit	Lärm aus dem Betrieb von Lüftern und Dampfturbinen möglich. Im Normalbetrieb sind Sicherheitsmaßnahmen erforderlich, aber keine direkten Emissionen oder giftigen Stoffe zu erwarten	Mittel
den Wasserhaushalt	Falls wasserbasierte Wärmespeicher genutzt werden, kann Verdunstung oder geringfügiger Wasserverbrauch auftreten. Auswirkungen sind jedoch minimal	Gering
den Boden	Kein direkter Einfluss auf den Boden	Keine Auswirkungen zu erwarten

Auswirkungen auf	HT-Wärmespeicher / Carnot-Batterie	Standortabhängigkeit
Klima und Luft	Keine direkten Emissionen während des Betriebs. Abwärmeabgabe kann je nach Standort lokale Temperaturveränderungen verursachen, ist aber in der Regel unkritisch	Mittel

C. Störbedingte Auswirkungen

Arten & Biotope	Unkontrollierte Wärmefreisetzung könnte in empfindlichen Ökosystemen zu thermischem Stress für Tiere und Pflanzen führen. Bei Leckagen könnte es je nach eingesetztem Speichermedium durch Eutrophierung zu Veränderung der aquatischen und mikrobiellen Biodiversität kommen (UBA, 2024)	Hoch
Landschaftsbild	Schäden an der Anlage durch Überhitzung oder mechanische Defekte könnten sichtbare Veränderungen hinterlassen	Mittel
Menschliche Gesundheit	Bei Leckagen hängen die Auswirkungen von den verwendeten Materialien ab (z.B. Wasser: keine Toxizität, Nitratsalze: Nitrat ist ungiftig. Im Verdauungstrakt kann es jedoch in gesundheitsschädliches Nitrit umgewandelt werden. Toxizität insbesondere für Säuglinge (Plaß & Dubielzig, 2023)). Plötzliche Wärmefreisetzung kann in der Umgebung zu Hitzebelastung führen. In geschlossenen Räumen oder bei direkter Nähe besteht Verbrennungsgefahr	Hoch
Wasserhaushalt	Bei Leckagen hängen die Auswirkungen von den verwendeten Speichermedien ab. Nitratsalze können bei einem Leck und hohen Konzentrationen die Qualität von Gewässern verschlechtern (in mäßigen Mengen werden NaNO_3 und KNO_3 auch als Dünger verwendet, bei Überdosierung Eutrophierung möglich (UBA, 2024))	Mittel
Boden	Bei Leckagen hängen die Auswirkungen ebenfalls von den verwendeten Materialien ab. Falls geschmolzene Salze oder andere Hochtemperatur-Medien austreten, kann es zu Bodenkontamination kommen	Mittel
Klima und Luft	Heißer Luftaustritt kann lokal Temperaturveränderungen bewirken, ist aber global gesehen unbedeutend	Gering

Naturschutzrelevante Auswirkungen der Vorprozesse (Rohstoffe, Fertigung der Speicher):

- Produktion von Speichermaterialien wie Salze, Keramik, oder Beton ist energieintensiv und verursacht CO_2 -Emissionen

Wärmespeicher (Erdbeckenspeicher und oberirdische Tanks)

Tab. 30: Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Wärmespeicher (Erdbeckenspeicher und oberirdische Tanks)

Auswirkungen auf	Erdbeckenspeicher	oberirdische Tanks	Standortabhängigkeit
A. Bau- /Rückbaubedingte Auswirkungen			
Arten & Biotope	Hoher Flächenbedarf und Versiegelung durch Folien etc. kann natürliche Biotope zerstören (Ruesch, o. D.); Erdarbeiten können Bodenfauna und Vegetation schädigen. Besonders relevant in ökologisch sensiblen Gebieten	Kleinerer Flächenbedarf, Bau kann lokale Lebensräume beeinträchtigen, insbesondere wenn neue Flächenversiegelung stattfindet oder durch Lärmbelastigung.	Hoch
Landschaftsbild	Vorübergehende Beeinträchtigung durch Baustelleneinrichtungen, Erdaushub möglich	Vorübergehende Beeinträchtigung durch Baustelleneinrichtungen möglich.	Mittel
Menschliche Gesundheit	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase	Vorübergehende Belastung durch Baulärm, -staub und Abgase	Gering
Wasserhaushalt	Eingriffe in den Boden und Versiegelung können Wasserströme und Grundwasserstände beeinflussen	Versiegelung kann Abflussmuster beeinflussen.	Mittel
Boden	Zerstörung der ursprünglichen Bodenschichten durch Aushub des Speichers. Boden verliert durch Kunststofffolien seine natürliche Filterfunktion	Fundamentbau kann zu Bodenversiegelung und Verdichtung führen.	Hoch bis mittel
Klima und Luft	Keine direkten klimatischen Auswirkungen durch den Bauprozess, abgesehen von Baustellenfahrzeugen	Keine direkten klimatischen Auswirkungen durch den Bauprozess, abgesehen von Baustellenfahrzeugen.	Gering
B. Betriebs- und wartungsbedingte Auswirkungen			
Arten & Biotope	Langfristige Versiegelung kann Lebensräume verdrängen und zu einer Veränderung der Zusammensetzung von Tiergemeinschaften führen; kann beispielsweise durch Begrünung teilweise kompensiert werden (Helden, 2021). Außerdem könnte Bodенwärme lokale Pflanzen- und Tiergemeinschaften beeinflussen (Bott, Dahash, Noethen, &	Normalbetrieb hat keine direkten Auswirkungen. Wärmestrahlung in unmittelbarer Nähe könnte lokale Effekte auf Vegetation haben. Barriereeffekt durch Umzäunung möglich.	Hoch bis mittel

Auswirkungen auf	Erdbeckenspeicher	oberirdische Tanks	Standortabhängigkeit
	Bayer, 2024). Barriereeffekt durch Umzäunung möglich		
Landschaftsbild	Nach Abschluss der Bauarbeiten bleibt der Speicher meist unauffällig, ggf. mit Begrünung	Die Tanks bleiben als sichtbare Strukturen bestehen.	Hoch
Menschliche Gesundheit	Kein direkter Einfluss auf die Gesundheit, da keine giftigen Stoffe verwendet werden. Aber das Risiko einer erhöhten Schadstoffmobilität in Grundwasser besteht (Bott, Dahash, Noethen, & Bayer, 2024)	Es werden keine giftigen Materialien eingesetzt. Als nicht relevant eingeschätzt.	Mittel
Wasserhaushalt	Erwärmung (bei unzureichender Isolierung) könnte Grundwasserqualität beeinträchtigen (z.B. veränderter pH-Wert und Sauerstoffgehalt) (Bott, Dahash, Noethen, & Bayer, 2024). Erhöhte Schadstoffmobilität möglich	Keine direkten Auswirkungen, solange kein Wasser entnommen oder verschmutzt wird.	Mittel
Boden	Trotz Isolierung kann es zur erhöhten Temperatur im umgebenden Boden kommen (Bott, Dahash, Noethen, & Bayer, 2024)	Keine wesentlichen Auswirkungen im Normalbetrieb zu erwarten.	Mittel
Klima und Luft	Keine relevanten Auswirkungen auf Luft und Klima, da keine Emissionen entstehen	Keine klimatischen Auswirkungen, außer lokaler Erwärmung durch Strahlungswärme.	Gering

C. Störbedingte Auswirkungen

Arten & Biotope	Falls unkontrollierte Wärme-freisetzung oder Leckagen auftreten, könnten Mikroorganismen und Pflanzen im Boden geschädigt werden	Falls große Wassermengen unkontrolliert austreten, könnten Lebensräume beeinträchtigt werden.	Hoch
Landschaftsbild	Wenn Oberflächenabdichtung beschädigt wird, könnte sich Vegetation verändern. Bei unkontrollierten Wasserfreisetzung lokale Überschwemmung, Erosion möglich	Keine direkten Auswirkungen auf das Landschaftsbild zu erwarten.	Hoch
Menschliche Gesundheit	Risiko für direkte Verbrühung gering. Heiße Wasseraustritte an undichten Stellen oder gebrochenen Leitungen könnten	Austretendes heißes Wasser könnte zu Verbrühungen führen.	Hoch

Auswirkungen auf	Erdbeckenspeicher	oberirdische Tanks	Standortabhängigkeit
	Oberflächenbereiche aufheizen und indirekt zu Gefahren führen (z. B. Dampfbildung, Untergrundinstabilität)		
Wasserhaushalt	Wärmespeicherleckagen könnten das Grundwasser beeinflussen oder lokale Überschwemmungen verursachen.	Große Wasseraustritte könnten lokale Wasserläufe beeinflussen.	Mittel
Boden	Wärmespeicherleckagen könnten den Boden schädigen	Leckagen oder unkontrollierte Wärmeabgabe könnten den Boden langfristig verändern oder beschädigen.	Mittel
Klima und Luft	Als nicht relevant eingestuft	Keine direkten klimatischen Auswirkungen durch Störfälle.	Als nicht relevant gewertet bzw. keine Auswirkungen zu erwarten

Naturschutzrelevante Auswirkungen der Vorprozesse (Rohstoffe, Fertigung der Speicher):

- Bau benötigt Materialien wie Stahl, Beton, Kunststoff etc., deren Herstellung CO₂-Emissionen verursacht und einen hohen Wasserbedarf hat

5.2 Eckpfeiler eines naturverträglichen Ausbaus

Technologieauswahl

Gemäß dem Grundsatz in §13 BNatSchG sind erhebliche Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft vom Verursacher in erster Linie zu vermeiden, nicht Vermeidbares auszugleichen oder zu kompensieren. Um die Auswirkungen von Vorhaben zu ermitteln, sind auf verschiedenen Ebenen Prüfinstrumente verankert und etabliert. So hat die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) als Teil des Zulassungsverfahrens insbesondere zum Ziel, frühzeitig nachteilige Auswirkungen auf die Schutzgüter der Umwelt zu ermitteln, zu bewerten und Möglichkeiten zu deren Vermeidung oder Verringerung zu ermitteln. Dazu zählt es auch, Alternativen (der Ausführung oder des Standorts) zu prüfen. Die Ergebnisse gehen in die Zulassungsentscheidung ein. Ob und welche Speichervorhaben UVP-pflichtig sind, richtet sich nach dem UVPG und dem Einzelfall (z. B. die Größe des Speichers).

Anhand der naturschutzrechtlichen Prüfinstrumente wird zunächst die Erheblichkeit der Beeinträchtigungen im Hinblick auf die entsprechenden Rechtsmaßstäbe ermittelt und bewertet. Im nächsten Schritt werden geeignete Maßnahmen zur Vermeidung, Minderung und ggf. Kompensation entwickelt und umgesetzt.

Als wichtigste naturschutzrechtliche Prüfnormen sind die naturschutzrechtliche Eingriffsregelung zu nennen, sowie die FFH-Verträglichkeitsprüfung und die spezielle Artenschutzprüfung. In der Regel werden diese Prüfungen in Absprache mit der Zulassungsbehörde (Scoping) im Zulassungsverfahren umgesetzt.

Mit Blick auf die Analysen zu Speichersystemen in diesem Kapitel sind aus Naturschutzsicht Technologien zu bevorzugen, welche

- einen geringen spezifischen Flächenbedarf haben
- und keine weiteren wesentlichen Auswirkungen auf Naturschutzbelange aufweisen.

Hohe Flächeneffizienz weisen bei den Stromspeichern die Batterietechniken auf, v.a. Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO_4) und Natrium-Ionen-Batteriespeicher. Etablierte und aus den Erfahrungen störungsfreie Techniken sind in jedem Fall für die breitere Abdeckung des Speicherbedarfs zu empfehlen. Neuere Entwicklungen, die im Netzsystem Vorteile mit sich bringen können, sind deshalb keinesfalls auszuschließen, sollten aber hinsichtlich ihrer Flächeneffizienz und der Naturschutzbelange stets kritisch beurteilt werden. Auswirkungen auf Natur und Umwelt sind am Standort zu prüfen.

Weitere wesentliche Auswirkungen auf Natur und Umwelt sind v.a. im Falle großer Volumina an ökotoxikologisch problematischen Stoffen zu befürchten. Insbesondere sei hier der Speicherstoff Ammoniak erwähnt. In gewissem Maß gilt dies auch für Methanol. Ob als Grundstoff für eine chemische Weiterverarbeitung oder als chemischer Energieträger werden große Stoffmengen zu lagern und zu transportieren sein. Dies sollte nur in dem Umfang erfolgen, in welchem diese Stoffe für ihre Zwecke als schwer ersetzbar gelten. Auf keinen Fall trifft dies auf den Fall als Speichermedium für eine Verstromung zu, da hier die mehrfachen Umwandlungsverluste diese Option sehr ineffizient machen und für die Nutzung als Strom ausreichend effizientere Techniken vorliegen. Vielmehr bietet sich hier eine Nutzung im Bereich Treibstoff z.B. im maritimen Schiffsverkehr an, der sich kaum elektrifizieren lässt. Hier wird insbesondere Ammoniak als zukünftiger erneuerbarer Treibstoff diskutiert. Jedoch stehen hier auch weitere erneuerbare Treibstoffe wie u.a. verflüssigtes Biomethan (BioLNG) zur Wahl. Anderweitig er-

setzbare Anwendungsziele sollten für problematische Speichermedien wie Ammoniak daher ausgeschlossen werden.

Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass solche stofflichen Risiken in der Regel nicht Gegenstand der Eingriffsregelung sind. Dies wäre bei entsprechend großen Anlagen nach Gefahrenrecht im Rahmen von BImSchG zu prüfen, wobei die Mengenschwellen vergleichsweise hoch liegen.

Unter den betrachteten Technologien zeigen einzelne wie z. B. die Hochtemperatur-Wärmespeicher/ Carnot-Batterien einen vergleichsweise großen Bedarf an Fläche. Hier stellt sich grundsätzlich die Frage, ob und wie weit sich durch weitere Entwicklung und Optimierung von Techniken die flächenwirksamen Nachteile verringern lassen. Dies sollte in jedem Fall Maßgabe bei der Auswahl von Techniken sein.

Die am stärksten etablierte Technik – die klassischen Pumpspeicherwerke (PSW) – ist grundsätzlich mit erheblichen Eingriffen in den Natur- und Wasserhaushalt verbunden. Diese wirken sich weit über den konkreten Vorhabenstandort aus (z.B. Unterbrechung von Fließgewässern). Aus diesem Grund sollte von ihrem weiteren Ausbau Abstand genommen werden.

Standortauswahl

Entscheidender als die Technikauswahl ist die Frage des Standorts. In den Steckbrief tabellen in Kapitel 5.1.2.2 werden zwar vielfach Wirkungen benannt, die unabhängig vom Standort zu erwarten sind. Der Schwerpunkt und insbesondere alle direkt mit Naturschutzaspekten zusammenhängenden Fragen (z.B. Schwere des Eingriffs) zeigen sich jedoch als standortabhängig. Es ist daher essenziell, dass für großflächige Anlagen im Außenbereich eine UVP bzw. UVP-Vorprüfung durchzuführen ist. Grundsätzlich sind die Auswirkungen im konkreten Einzelfall zu erfassen und zu bewältigen.

Aus diesem Grunde sind vorbelastete Standorte, die keine wesentlichen Naturschutzkonflikte aufweisen, unbedingt zu bevorzugen. In der Regel sind solche Standorte bereits industriell vorgeprägt. Insbesondere sollten bestehende oder stillgelegte Kraftwerkstandorte auch aufgrund der vorhandenen Infrastruktur (Netzeinspeisepunkte u.v.a.) wirtschaftlich vorteilhaft sein. Fördermöglichkeiten zur Stützung und Nutzung solcher Infrastruktur und wirtschaftlichen Standorten sollten dabei ausgeschöpft werden.

An solchen Standorten können auch sehr große Speicherprojekte zielführend und mit dem Naturschutz vereinbar sein. Die Überbauung von sich bereits entwickelten Industriebranchen mit wertvollen Biotopen und seltenen Arten muss in jedem Fall ausgeglichen werden. Insbesondere, wenn die Bepflanzung einer Industriebrache mit Sukzession bereits vorgesehen ist, sind entsprechende Artenschutzprüfungen sowie eine Vermeidung bzw. ein Ausgleich der erheblichen Eingriffe erforderlich.

Während Stromspeicher sinnvollerweise an zentralen Einspeisepunkten errichtet werden, wo sie für ausreichend Netzstabilität sorgen können, werden sie teilweise bevorzugt am Standort von EE-Anlagen, v.a. PV-FFA, errichtet. Dort dienen sie dazu, die phasenweise lokal erzeugten Überschüsse direkt zu speichern und Abregelungen entgegenzuwirken. Solche Standorte sind oft im Außenbereich, oftmals im landwirtschaftlichen Raum. Im Vergleich zur Gesamtanlage nehmen die Speicher nur einen geringen Flächenanteil ein. Allerdings sind die PV-Anlagen selbst im Idealfall mit sehr viel geringeren Auswirkungen auf die Natur verbunden, da die Versiegelungen gering sind und die Flächen unter und zwischen den Modulen häufig den Charakter von Extensivgrünland haben, vorausgesetzt, dass z.B. die Modulweite und die Flächenpflege entsprechend ausgestaltet werden und Flächen gewählt werden, auf denen keine sen-

siblen und wertgebenden Arten betroffen sind.²⁶ Batteriespeicher aber führen zu Versiegelung und weiteren standortbezogenen potenziellen Umweltwirkungen (siehe Steckbrief Tabellen in Kapitel 5.1.2.2). Es ist daher von Vorteil, wenn im Rahmen des Genehmigungsverfahrens der Gesamtanlage auch die naturschutzfachlichen Aspekte der Speicheranlage mitgeprüft werden.

Während bei großen Anlagen davon auszugehen ist, dass die Auswirkungen entsprechend größer ausfallen, können diese bei einer einzelnen kleinen Anlage u.U. vernachlässigbar sein. Werden dagegen (zahlreiche) kleinere Speicheranlage isoliert an vielen Standorten im Außenbereich errichtet (was je nach Lage von Bebauungsplänen möglich wäre), so könnte aufgrund der Kleinheit der einzelnen Anlagen die Auswirkung jeweils irrelevant ausfallen.

Somit verstärkt sich die oben getroffene Einschätzung:

- Prioritär sollten vorbelastete Industriestandorte gewählt werden
- Im Außenbereich sollten Speicheranlagen an größere PV-Ablagen gekoppelt sein und in entsprechende Prüf- und Genehmigungsverfahren integriert werden. Für große unabhängig errichtete Speicheranlagen sind entsprechende Umweltprüfungen (Artenschutz/ Eingriffsregelung) erforderlich
- Technische Alternativen zu Speicheranlagen für die Netzstabilisierung sind stets im Blick zu halten.

Energiespeicher werden ohne Frage eine relevante Rolle beim Ausbau des Energiesystems hin zur vollständigen Dekarbonisierung einnehmen. Sie sind jedoch nicht das einzige Instrument zur Stabilisierung der Netzintegrität und der Versorgungssicherheit in Phasen ohne Wind und Solarstromproduktion. Der Ausbau des Stromnetzes und dessen Verbesserung hin zur Flexibilisierung ist mindestens von gleicher, wenn nicht höherer Bedeutung. Letztlich ist der Netzausbau unverzichtbar. Auf Expertenebene werden konträre Auffassungen dazu vertreten.²⁷ So muss sich der Speicher im Realbetrieb nicht unbedingt im Sinne der Netzstabilität verhalten, sondern eher möglichst wirtschaftlich im Strommarkt. Damit Batteriespeicher auch wirklich zur Netzstabilität beitragen, wären weitere Regularien oder Mechanismen notwendig, damit der Speicherstrom eingespeist wird, wenn er vom Netz tatsächlich benötigt wird und nicht allein dann, wenn er den höchsten Preis am Markt erzielt (Lohr, Eicke, & Hirth, 2025).

Argumente gegen jede weitere Einschränkung für den Ausbau der Speicher begründen sich gerne mit der Bremswirkung für den doch notwendigen Ausbau (Jarass & Neumann, 2024). Der aktuell beobachtbare starke Hochlauf dürfte dieses Argument dagegen eher entkräften.

Somit bleibt in jedem Fall der Netzausbau die oberste Priorität. Der aktuell in Beschleunigung befindliche Speicherausbau ist daher unbedingt unter der Maßgabe zu beobachten, dass durch zu hohe Speicherkapazitäten keine Fehlentwicklungen für Netzausbau und Strommarkt begünstigt werden.

²⁶ Diese Studie beinhaltet keine umfassende naturschutzfachliche Bewertung von PV-FFA, daher sind diese Aussagen nicht verallgemeinerbar. So ist zu beobachten, dass diese Anlagen zunehmend dichter gebaut werden. Eine Aufwertung ist im Übrigen nur bei der Umnutzung von Ackerflächen möglich.

²⁷ Netzbetreiber Amprion stellt die Fürs und Widers in einem Netztjournal kompakt zusammen (amprion, o. D.).

Rechtlicher Gestaltungsbedarf

Die vorangehend empfohlenen Priorisierungen bedürfen einer Stützung im Bereich der Rechtslage oder der Fördermaßnahmen. Der Tatsache, dass aus Kostengründen und dank der Erleichterung durch die Beschleunigungsregelungen die Standortwahl für Stromspeicher bevorzugt auf siedlungsferne aber naturschutzfachlich ggf. schützenswerte Gebieten fällt, sollte entgegengewirkt werden.

Es sollten gezielt flächeneffiziente Techniken gefördert werden.

Eine grobe Analyse der aktuell von der rechtlichen Seite aufgeworfenen offenen Fragen und Klärungsbedarfe, insbesondere der Rahmen des Genehmigungsverfahrens, zeigt ein paar Punkte auf, die es auszuräumen gilt.

Beispielsweise bleibt mit Blick auf die Ausweisung von Beschleunigungsgebieten zu klären, welche Art Schutzgebiete aus Beschleunigungsgebieten definitiv ausgeschlossen sind (eindeutig für Natura 2000-Gebiete, Biosphärenreservate (Kern- und Pflegezone), Nationalparke und Naturschutzgebiete; nicht eindeutig ist der Status von gesetzlich geschützten Biotopen (KNE, 2024). In diesem Zusammenhang sollte auch die erforderliche Strategische Umweltprüfung (SUP) stattfinden, die Naturschutzbelange von Speicherprojekten mit aufgreift, indem sie in vorhandene Prüf-Leitfäden wie z.B. für den Bundesbedarfsplan zum Netzausbau der Bundesnetzagentur (2021) aufgenommen wird.

Außerdem sind einige weitere Unklarheiten zu regeln oder zu vereinheitlichen:

- So sind Batteriespeicher im Außenbereich baurechtlich nicht explizit privilegiert, werden aber zunehmend als Anlagen zur öffentlichen Versorgung mit Elektrizität angesehen und können unter Umständen nach § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB als privilegiert gelten (Burrack, 2025). Dies wird bislang je nach Bundesland oder je nach Landkreis im Rahmen der jeweiligen Bauleitplanung unterschiedlich gehandhabt und sollte vereinheitlicht werden. Aus Sicht des Naturschutzes ist zu empfehlen, von einer grundsätzlichen und einheitlichen Privilegierung abzusehen.
- Ebenso bedarf es bundeseinheitlicher Vorgaben, wie die Naturschutzbelange im Rahmen der baurechtlichen Genehmigung abzuprüfen wären. Hierzu können Leitfäden, wie sie im Ansatz im Rahmen dieses Vorhabens angelegt wurden (siehe dazu Kapitel 5.1.2.2), als Grundlage dienen.
- Ebenfalls uneinheitlich geregelt ist bislang, wann für die Genehmigung von Großspeichern eine Planfeststellung nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erforderlich ist.
- Bezüglich der Verfahrensvereinfachung in Beschleunigungsgebieten stellt sich die Frage: Reicht die vorausgehende SUP aus, um sicher relevante Auswirkungen auf Natur und Umwelt auszuschließen und wie kann ansonsten sichergestellt werden, dass durch das Screening eine fachgerechte Prüfung von tatsächlich relevanten Naturschutzbelangen aufgrund der extrem kurzen Prüfzeiten für Genehmigungsunterlagen von 45 Tagen) stattfinden kann? Angesichts begrenzten Personals in den zuständigen Behörden sind Fälle von nicht erfolgter Bearbeitung nicht auszuschließen.

Insbesondere kleinräumig sollte eine Vermeidung bzw. Verringerung erheblicher Auswirkungen erfolgen, ggf. verbleibende Auswirkungen durch einen Ausgleich bzw. ggf. eine Zahlung bewältigt werden.

Zusammenfassend sind die entscheidenden übergreifenden Eckpunkte:

1. Bei der Technologieauswahl gilt es, Flächeneffizienz als Kriterium im Rahmen einer Gesamtbewertung anzuwenden und naturschutzbezogen unkritische Technologie zu fördern und zu bevorzugen; Pumpspeicherwerke sollten keinesfalls weiter ausgebaut werden.
2. Bezüglich der Standortwahl sollten prioritär vorbelastete Industriestandorte gewählt werden.
3. Speichieranlagen im Außenbereich sollten an größere PV-Ablagen gekoppelt sein, weil die Naturschutzbelange dann zusammen mit der Gesamtanlage zu prüfen sind.
4. Der (aktuell sehr rapide) Speicherausbau darf nicht ohne Berücksichtigung der wirklichen Bedarfe für die Netzstabilität erfolgen.
5. Diese Punkte gilt es rechtlich zu unterstützen; Rechtliche Lücken und Unklarheiten sollten schließen geschlossen bzw. vereinheitlicht werden.

6 Internationaler Handel mit Wasserstoff – Potenziale, Wirksamkeit und Entwicklungspotenzial für Nachhaltigkeit

Ziel des Arbeitspakets ist die Erarbeitung ökologischer Nachhaltigkeitskriterien für Wasserstoffimporte und deren Implementierung.

Vor dem Hintergrund der in der nationalen Wasserstoffstrategie und deren Fortschreibung angestrebten umfangreichen Importe von Wasserstoff sollen in diesem Arbeitspaket speziell für das Wasserstoffpotenzial der EU-Länder und Nicht-EU-Länder folgende Fragen geklärt werden:

1. Welche Wasserstoffpotenziale stehen perspektivisch für den deutschen Markt bereit? Aus welchen Ländern könnte Deutschland den Großteil seines Wasserstoffbedarfs importieren?
2. Welche Kriterien und Marktgrenzen wurden aus ökonomischer und aus ökologischer Sicht berücksichtigt?
3. Welche Kriterien sind für eine umfängliche Beurteilung der ökologischen Nachhaltigkeit grüner Wasserstoffimporte zu berücksichtigen?
4. Welche Nachhaltigkeitszertifikate gibt es oder werden entwickelt?
5. Inwiefern werden (Nachhaltigkeits-)Zertifikate die tatsächlich nutzbaren Potenziale aus dem Ausland auf dem deutschen Markt beeinflussen?

6.1 Berücksichtigte ökonomische und ökologische Kriterien und Marktgrenzen

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, wird die H₂-Nachfrage Deutschlands von verschiedenen Seiten unterschiedlich eingeschätzt. Für den Vergleich mit H₂-Erzeugungspotenzialen werden an dieser Stelle die Angaben der Bundesregierung herangezogen, nach denen Deutschland bis 2030 insgesamt etwa 95 bis 130 TWh Wasserstoff und Wasserstoffderivate benötigen wird. Weiterhin wird eine Steigerung des Gesamtbedarfs auf etwa 360 bis 500 TWh bis zum Jahr 2045 prognostiziert (BPA, 2024).

Dem stehen nach einer Zusammenstellung von Studien und Modellierungen durch die DVGW-Forschungsstelle weltweite Produktionsmengen von bis zu 5.300 TWh Wasserstoff in 2030 und 22.700 TWh in 2050 gegenüber. Diese techno-ökonomischen Erzeugungspotenziale liegen über den globalen Wasserstoffbedarfsprognosen von bis zu 5.000 TWh in 2030 und 22.000 TWh in 2050, wodurch sich insgesamt ein Überschuss von H₂-Erzeugungskapazitäten ergibt, der die Nachfrage in Deutschland theoretisch um ein Vielfaches überschreiten könnte. Wird nur grüner Wasserstoff betrachtet, weisen die MENA-Staaten, gefolgt von Australien und basierend auf ihren Ausbauzielen bis 2030, die größten Exportpotenziale auf, während Nordafrika bis 2050 als größter Exporteur gesehen wird (DVGW, 2024).

Neben den Potenzialmengen sind vor allem die Kosten für den Import von Wasserstoff entscheidend. Pipelineimporte sind die günstigste Transportoption für reinen Wasserstoff auf kürzere und mittlere Distanzen. Dies führt dazu, dass bei rechtzeitigem Ausbau der Infrastruktur bis Mitte der 2030er Jahre jährlich 64 bis 100 TWh grüner Wasserstoff über Pipelines nach Deutschland importiert werden kann. Die Anbindung an Nordseeregionen wie Dänemark und Norwegen ist bereits bis 2030 möglich. Wie in Abb. 23 dargestellt, sind bei deutlich beschleunigten politischen Maßnahmen bis 2035 weitere H₂-Importe nach Deutschland aus dem Vereinigten Königreich sowie Exportländern der Korridore Nordafrika und Südeuropa (Tunesien,

Algerien), Südwesteuropa und Nordafrika (Spanien, Portugal, Marokko), nordischen und baltischen Regionen (Finnland, Schweden) sowie Ost- und Südosteuropa (Griechenland, Ukraine) möglich (Agora Energiewende, Agora Industrie und Guidehouse, 2024). Hierbei ist zum einen anzumerken, dass die Pläne, eine Wasserstoffpipeline zwischen Norwegen und Deutschland zu bauen, im September 2024 eingestellt wurden (Handelsblatt, 2024). Zum anderen soll nach einer kürzlich von europäischen Energieunternehmen unterschriebenen Absichtserklärung grüner Wasserstoff aus der Ukraine bereits ab 2030 über den „Ukraine-EU Hydrogen Corridor“ bis nach Deutschland transportiert werden (H2 News, 2025). Dieser ist ein Teil des in Kapitel 3.2 beschriebenen EHB-Pipelinennetzes.

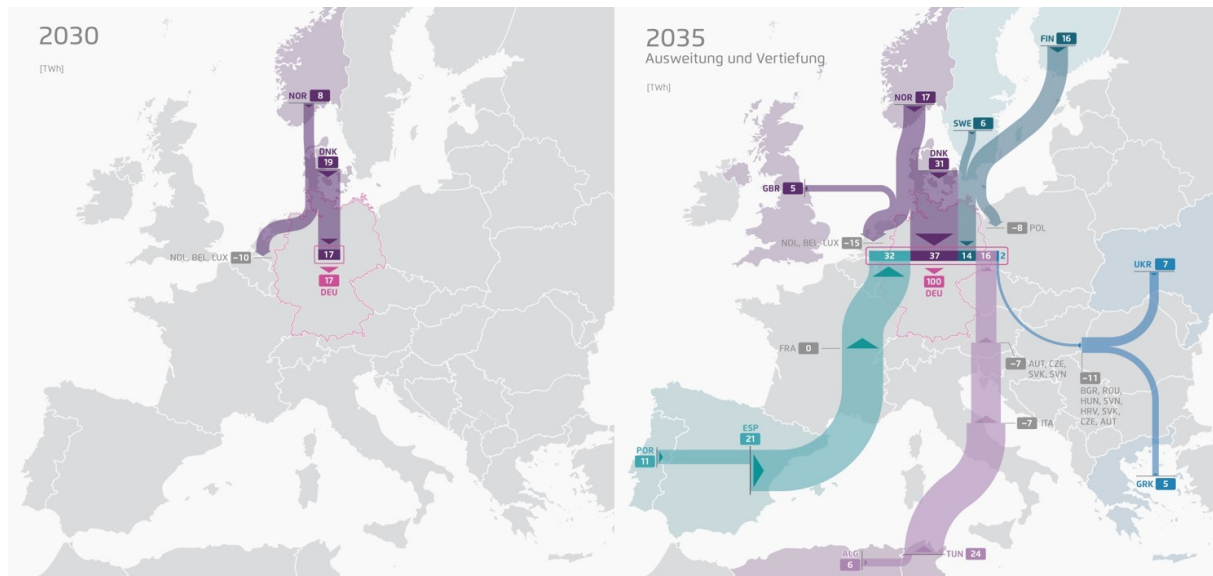


Abb. 23: Mögliche Importe Deutschlands an erneuerbarem Wasserstoff per Pipeline in den Jahren 2030 und 2035 (bei deutlicher Beschleunigung politischer Maßnahmen) nach (Agora Energiewende, Agora Industrie und Guidehouse, 2024)²⁸

Neben Pipelineimporten von molekularem Wasserstoff sind für Deutschland auch Importe von Wasserstoffderivaten über den Seeweg attraktiv, da die höheren Transportkosten für manche weiter entfernten Weltregionen durch sehr niedrige H₂-Erzeugungskosten ausgeglichen werden. Dadurch ergibt sich ein großes Potenzial für Importdiversifizierung (Wietschel, et al., 2024).

Diese Diversifizierung von Wasserstoffimporten und der damit einhergehenden geringeren Abhängigkeit von einzelnen Ländern wird auch durch die Bundesregierung angestrebt. Deutschland unterhält im Vergleich mit anderen Ländern die meisten internationalen Wasserstoffpartnerschaften (Weltenergierat, 2024). Der Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate der Bundesregierung nach, hat Deutschland explizite bilaterale Wasserstoffabkommen mit 17 Ländern und Kooperationen zur Wasserstoffzusammenarbeit mit weiteren 25 Ländern aus Nord- und Südamerika, Europa, Afrika, Asien und Ozeanien. Neben Pipeline-Importen aus der EU im Sinne einer Europa- und Nachbarschaftspolitik sollen im Zuge der Außen- und Sicherheitspolitik diversifizierte und resiliente Importrouten für Wasserstoff und Derivate aufgebaut werden (BMWK, 2024b). Ein erster Liefervertrag für 259.000 Tonnen grü-

²⁸ Abbildung wurde aus zwei Bildern unter Creative Commons-Lizenz BY erstellt: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

nen Ammoniaks zwischen 2027 und 2033 aus Ägypten wurde im Juli 2024 als Ergebnis der ersten Auktionsrunde des Förderprogramms H2Global abgeschlossen (Reuters, 2024).

6.2 Berücksichtigte ökonomische und ökologische Kriterien und Marktgrenzen

Der NWS nach ist die **Nationale Importstrategie** kurzfristig das zentrale Instrument für den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten (BMWK, 2023). Entsprechend den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten H₂-Erzeugungspotenzialen sowie erwähnten H₂-Erzeugungs- und Transportkosten, verfolgt die Bundesregierung den parallelen Aufbau von Importinfrastrukturen sowohl für Pipeline- als auch Schiffstransporte. Da bei dem Transport von molekularem Wasserstoff über Pipelines keine Umwandlungsverluste auftreten, kann dieser kosteneffizient aus Europa und Anrainerstaaten nach Deutschland importiert werden. Die mögliche Umwidmung bestehender Erdgaspipelines und die Anbindung des Kernnetzes an das EHB bietet weitere Kostenvorteile. Perspektivisch geringere H₂-Gestehungskosten in entlegeneren Erzeugungsländern ermöglichen einen wettbewerbsfähigen Import von Wasserstoffderivaten auch über den Seeweg (BMWK, 2024b). So ergeben sich nach einer Studie des Fraunhofer ISE für die H2Global Stiftung vergleichbare Gesamtkosten von potenziell 160 €/MWh molekularem H₂ über den Pipelinetransport aus Marokko, 171 €/MWh für den Import von Flüssigwasserstoff (LH₂) aus Brasilien über den Schiffstransport sowie 173 €/MWh für Ammoniak aus Australien über den Seeweg (Fraunhofer ISE, 2023).

Zum Hochlauf eines liquiden Wasserstoffmarktes und damit des H₂-Imports sieht die Importstrategie verschiedene Maßnahmen und Instrumente vor, die in Abb. 24 aufgelistet sind. Hierbei werden auch Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigt, deren Einhaltung u.a. im Rahmen des regelmäßigen NWS-Monitorings evaluiert werden soll und im Zuge dessen bei Bedarf Anpassungen vorgenommen werden. Ein entsprechender Indikatorenkatalog befindet sich in der Entwicklung. Als relevanteste Förderinstrumente des Wasserstoffhandels und -imports sind im Rahmen dieser Studie das bereits im vorangegangenen Abschnitt erwähnte Förderprogramm H2Global sowie Pilotauktionen der Europäischen Wasserstoffbank hervorzuheben. Zudem wird kurz auf die EU-Taxonomie als Instrument für mehr Investitionen in nachhaltige Wirtschaftsaktivitäten eingegangen.



Abb. 24: Maßnahmen und Instrumentenmix der Nationalen Importstrategie, eigene Darstellung nach (BMWK, 2024b)

Die gemeinnützige **H2Global Stiftung** wurde 2021 gegründet, um den weltweiten Markthochlauf von grünem Wasserstoff und anderen emissionsarmen Kraftstoffen zu beschleunigen (H2Global Stiftung, 2025). Hierfür wird ein Doppelauktionsmodell eingesetzt, bei dem zunächst der Exporteur mit dem niedrigsten Angebot ermittelt wird und die Produkte anschließend versteigert werden. Die Differenz zwischen dem Verkaufspreis von Wasserstoff bzw. Derivaten auf der Angebotsseite und den Kaufpreisen für den wirtschaftlichen Einsatz auf Nachfrageseite wird durch Fördermittel kompensiert. Entsprechend der geplanten Importdiversifizierung stehen in der kürzlich gestarteten zweiten Auktionsrunde jeweils mindestens 484 Millionen Euro für Lieferungen aus den Regionen Nordamerika, Afrika, Asien sowie Südamerika und Ozeanien zusammen bereit. Ein Budget von mindestens 567 Millionen Euro ist für globale Anbieter ohne regionale Beschränkung vorgesehen. Im Rahmen internationaler Auktionen werden dadurch auf der einen Seite Kaufverträge mit H₂-Produzenten und auf der anderen Seite Verkaufsverträge mit Abnehmern in Europa abgeschlossen. Um an der Auktion teilnehmen zu können, müssen Kandidaten neben verschiedenen finanziellen und projektbezogenen Anfor-

derungen auch die EU-Richtlinien für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs (RFNBO) einhalten sowie zusätzliche Nachhaltigkeitskriterien erfüllen (Hintco, 2025a).

Die genauen Anforderungen an RFNBO werden erst in Kapitel 6.3 dargestellt. Die weiteren geforderten Nachhaltigkeitsanforderungen nach Anhang 14.1a des Wasserstoffliefervertrags für Verkäufer (HPA) von H2Global sind in Tab. 31 aufgeführt. Die Einhaltung dieser Anforderungen soll durch vorläufige und periodische Verifizierung durch einen ausgewählten „Conformity Assessment Body“ (CAB) demonstriert werden. Zur Prüfung der Anforderungen an RFNBO muss diese Prüfinstanz in der Liste der Voluntary Schemes nach RED II veröffentlicht sein, und zur Prüfung der zusätzlichen Nachhaltigkeitskriterien wird eine Akkreditierung als Zertifizierungsstelle nach ISO 17065:2012 für nachhaltige Biokraftstoffe verlangt. Vor dem Bau und der Inbetriebnahme von Anlagen zur H₂-Produktion ist von den Verkäufern eine Umwelt- und eine Sozialverträglichkeitsprüfung durchzuführen, deren resultierende Empfehlungen (sofern sie nicht bereits durch die zusätzlichen Nachhaltigkeitskriterien gefordert sind) bis zu Kosten in Höhe eines vom Auftragsvolumen abhängigen Werts umzusetzen sind. Darüber hinaus müssen sich Verkäufer nach dem deutschen Lieferketten-Sorgfaltspflichtgesetz oder ähnlichen Gesetzen in angemessener Weise zur Einhaltung von Menschenrechts- und Umweltstandards in ihrer Lieferkette bemühen. Alle drei Jahre zwischen 2026 und 2032 sind zudem Statusberichte bezüglich erreichter Beiträge zum Pariser Klimaschutzabkommen und den UN-Nachhaltigkeitszielen vorzulegen (Hintco, 2025b). Der H2Global-Mechanismus stellt im Vergleich zu anderen Instrumenten der Nationalen Importstrategie die umfassendsten ökologischen Anforderungen an Wasserstoffimporte.

Tab. 31: Zusätzliche Nachhaltigkeitsanforderungen von H2Global (Hintco, 2025b)

Nachhaltigkeitskriterium	Kurzbeschreibung
Nachhaltige Wassernutzung und Schutz von Trockenregionen	Die Wassernutzung des Verkäufers muss über den gesamten Produktionszeitraum nachhaltig sein, so dass sie nicht zu einer Beeinträchtigung der Wasserqualität oder zu Wasserknappheit beiträgt. In Trockengebieten ist die Nutzung von fossilen Wasservorräten und Trinkwasser ausgeschlossen.
Entsalzung von Wasser	Der Strom, der für die Wasserentsalzung im Rahmen einer Aktivität der Wertschöpfungskette verwendet wird, muss aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Der Verkäufer verwendet ein Wasserentsalzungskonzept, bei dem keine Sole in natürliche Gewässer eingeleitet wird (z.B. durch Zero Liquid Discharge) oder bei dem der Umgang mit den Entsalzungsrückständen nachhaltig ist (Nachweis durch UVP).
Landnutzung	Anlagen der Wertschöpfungskette dürfen sich nicht in bestimmten Schutzgebieten, Gebieten mit hoher biologischer Vielfalt oder hohen natürlichen Kohlenstoffspeichern sowie in Gebieten mit wichtigen Kulturstätten befinden oder direkt an diese angrenzen.
Erzwungene Umsiedlung	Der Verkäufer stellt sicher, dass keine Aktivitäten in der Wertschöpfungskette durchgeführt werden, die eine Zwangsumsiedlung beinhalten oder die nur durchgeführt werden können, weil am Standort der Wertschöpfungsanlage eine Zwangsumsiedlung stattgefunden hat.
Biologische Vielfalt	Der Verkäufer sorgt für einen guten Erhaltungszustand der biologischen Vielfalt und der natürlichen Kohlenstoffspeicher in den Gebieten, in denen die Aktivitäten der Wertschöpfungskette durchgeführt werden, um ökologische Schäd-

Nachhaltigkeitskriterium	Kurzbeschreibung
	den zu vermeiden (Nachweis durch UVP, falls Aktivitäten in Risikogebieten stattfinden).
Umweltmanagementsystem	Der Verkäufer stellt sicher, dass alle Aktivitäten der Wertschöpfungskette in den Geltungsbereich eines Umweltmanagementsystems fallen, das der Norm EN ISO 14001:2015 entspricht.
Lokale Wertschöpfung und Gender	Der Verkäufer trägt zur lokalen Wertschöpfung entlang der gesamten Wertschöpfungskette bei und bezieht Frauen aktiv ein.
Arbeitsnormen	Der Verkäufer muss sicherstellen, dass alle Aktivitäten in der Wertschöpfungskette in Übereinstimmung mit den Kernarbeitsnormen der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO) durchgeführt werden.

Quelle: Zusammenstellung LBST

Die **Europäische Wasserstoffbank** wurde 2022 als Finanzierungsinstrument der Europäischen Kommission für die europäische und globale Herstellung von Wasserstoff gegründet. Innerhalb Europas fand bereits die zweite Auktionsrunde über den EU-Innovationsfonds statt. In der ersten Runde in 2024 gingen etwa 720 Millionen Euro an sieben grüne Wasserstoffprojekte in Europa. Im Februar 2025 endete die zweite Runde, in welcher 1,2 Milliarden Euro investiert wurden (Europäische Kommission, 2025). Entsprechend den Geschäftsbedingungen für Bieter müssen alle Kriterien für RFNBO erfüllt sein sowie eine zusätzliche Resilienz-Voraussetzung, nach der Elektrolyseur-Stacks mit Oberflächenbehandlung, Zellproduktion oder Montage in China auf maximal 25 % (in MW_e) beschränkt werden muss. Der internationale Teil dieses Instruments steht in Entwicklung und sieht potenziell die Nutzung des H2Global-Modells für Auktionen vor (Directorate General Climate Action, 2024). Die Verwendung des Doppelauktionsmodells setzt jedoch nicht eine Forderung der zusätzlichen Nachhaltigkeitskriterien von H2Global voraus.

Die **EU-Taxonomie**, welche in der Importstrategie nicht explizit genannt ist, stellt ein Framework zur Klassifizierung nachhaltiger Wirtschaftsaktivitäten dar. Nach dem Prinzip „Do No Significant Harm“ werden Performancekriterien für den Beitrag zu sechs ökologischen Zielen definiert. Diese sind Klimaschutz, Anpassung an den Klimawandel, nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen, Übergang zu einer Kreislaufwirtschaft, Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung sowie Schutz und Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme (Europäische Kommission, 2020b). Für die Herstellung von Anlagen für die H₂-Produktion und H₂-Nutzung, die Wasserstoffherstellung selbst sowie die H₂-Speicherung werden konkrete technische Prüfkriterien definiert. Für die Anlagenherstellung werden u.a. der Einsatz von Sekundärrohstoffen, langlebiges Design und nachhaltiges Abfallmanagement als Kriterien aufgeführt. Für die Herstellung von Wasserstoff und seinen Derivaten wird die beste verfügbare Technik für die Vermeidung und Kontrolle von Emissionen gefordert. Zuletzt ist auch für die Speicherung ein Abfallmanagementplan als Kriterium aufgeführt (Europäische Kommission, 2021). Investoren in nachhaltige Wirtschaftsaktivitäten müssen diese Kriterien erfüllen, wodurch die EU-Taxonomie ein relevantes Instrument für die Verankerung ökologischer Kriterien beim Import von Wasserstoff und seinen Derivaten darstellt. So darf beispielsweise bei Klimaschutzverträgen, welche Kostendifferenzen klimafreundlicher Industrieanlagen gegenüber konventionellen ausgleichen, nur EU-Taxonomie-konformer Wasserstoff eingesetzt werden (BMWK, 2023a).

Eine Studie von letztem Jahr kommt zu dem Ergebnis, dass eine Kombination verschiedener ökonomischer, kollaborativer und regulatorischer Instrumente erforderlich ist, um eine nachhaltige Ausrichtung von Wasserstoffimporten zu gewährleisten (Wuppertal Institut, 2024). Zur Verankerung weiterer bzw. strengerer Nachhaltigkeitskriterien bieten sich vor allem ökonomische Instrumente wie H2Global an. Kollaborative Instrumente wie Wasserstoff- und Energiepartnerschaften sowie regulatorische Instrumente wie das EU-Lieferkettensorgfaltspflichtengesetz können in diesem Zusammenhang geeignete Rahmenbedingungen schaffen.

Bilaterale Verträge mit Vorbildcharakter hinsichtlich ökologischer Kriterien von Wasserstoffimporten sind öffentlich nicht bekannt, jedoch wird in einem Hintergrundpapier der Deutschen Umwelthilfe im Bezug zu Wasserstoffpartnerschaften u.a. ein Ausschluss von Landnahme und eine synergetische Nutzung von Flächen gefordert (DUH, 2024).

In folgendem Kapitel werden Kriterien zur umfänglichen Beurteilung ökologischer Nachhaltigkeit aufgeführt, welche teilweise noch nicht von den bestehenden Instrumenten berücksichtigt werden.

6.3 Kriterien zur umfänglichen Beurteilung ökologischer Nachhaltigkeit

In einer Studie zu Voraussetzungen für die Herstellung und den Export von grünem nachhaltigem Wasserstoff im Auftrag der Energy Partnership Chile – Alemania wurde auch die Relevanz von Nachhaltigkeitskriterien entlang der Wertschöpfungskette von Wasserstoff untersucht (ILF & LBST, 2022). Tab. 16 stellt die Kriterien der RED II sowie weitere ökologischer Kriterien von der Stromerzeugung bis zum Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten sowie ggf. der Rückumwandlung von Derivaten zu molekularem Wasserstoff dar.

Nach den Kriterien der RED II müssen RFNBO eine Emissionseinsparung um 70 % gegenüber einem Referenzwert von 94 gCO_{2eq}/MJ aufweisen. Weiterhin sind die Bedingungen der Zusatzlichkeit, der zeitlichen Korrelation und der geografischen Korrelation gefordert. Zusatzlichkeit bedeutet, dass für die RFNBO-Herstellung nur erneuerbarer Strom aus Anlagen verwendet werden darf, die zu bereits bestehenden erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten hinzukommen. Zeitliche und geografische Korrelation setzen voraus, dass der verwendete Strom zeitlich und räumlich mit der H₂-Produktion korreliert. Zuletzt werden nach RED II industrielle CO₂-Punktquellen für die Herstellung von H₂-Derivaten ab 2036 bzw. 2041 nicht mehr zugelassen (Europäische Kommission, 2023). Insgesamt wird dadurch sichergestellt, dass die Emissionsintensität von RFNBO einen festgelegten THG-Grenzwert nicht überschreitet, der verwendete Strom tatsächlich aus erneuerbaren Quellen stammt, der Strombezug nicht mit dem Strombedarf für andere Zwecke im Konflikt steht und in Zukunft keine Marktanreize für die Nutzung von industriellem CO₂ für die RFNBO-Herstellung bestehen.

Neben den Nachhaltigkeitskriterien der RED II sind in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** die ökologischen Kriterien Biodiversitätserhaltung, Bodenerhaltung, nachhaltiges Wasser und Luftqualität aufgeführt.

Am Anfang der H₂-Wertschöpfungskette wird erneuerbarer Strom für die Elektrolyse erzeugt. Hierfür werden ggf. neue EE-Anlagen installiert. Während der Bauphase und auch während des Betriebs können Umweltauswirkungen auftreten. Im Zuge von Bauarbeiten kann, wie in Kapitel 5 zu Eingriffen in Natur und Landschaft beim Speicherausbau beschrieben, der Lebensraum von Arten und Biotopen durch die Beseitigung von Boden und Vegetation gefährdet werden. Dabei kann es auch zu Bodendegradation und Flächenversiegelung kommen. Das Risiko des Eintrags von Gefahrstoffen in Gewässer ist in dieser Phase gering, jedoch ist Luftver-

schmutzung durch Emissionen im Zuge von Baumaßnahmen ein relevantes Kriterium. Während des Betriebs können weitere Eingriffe in die Landschaft notwendig sein (bspw. die weitere Beseitigung von Vegetation im Bereich von PV-Anlagen) und Tiere gefährdet werden (z.B. Vögel und Fledermäuse durch Kollision mit Windenergieanlagen oder Stromübertragungsleitungen). Diese Umweltrisiken durch die Strombereitstellung für die Elektrolyse gilt es zu berücksichtigen und zu minimieren.

Im nächsten Teil der H₂-Wertschöpfungskette ist hinsichtlich der Beurteilung ökologischer Nachhaltigkeit die Wasserbereitstellung von hoher Bedeutung. Bauarbeiten für die Infrastruktur zur Wasserentnahme und ggf. Entsalzung können sowohl die Biodiversität an Land wie auch im Wasser gefährden. Durch die Entnahme hoher Mengen an Süßwasser kann es zu Lebensraumverlusten, zur Abnahme der lokalen Vegetationsdichte sowie zu Konflikten um die Wassernutzung kommen. Im Falle der Nutzung von Meerwasser werden Sole-Rückstände von Entsalzungsanlagen meist in konzentrierter Form in Meere zurückgeleitet, was negative Auswirkungen auf Meeresorganismen zur Folge haben kann. Demnach ist für ein effektives Wassermanagement (unter Berücksichtigung der genannten ökologischen Kriterien) eine effiziente Wassernutzung und die Achtung von Wasserrechten notwendig.

Nach der Entnahme wird Wasser neben Strom für die H₂-Produktion in Elektrolyseuren sowie für die Kühlung eingesetzt. Entsprechende Anlagen benötigen meist weitaus geringere Flächen als Anlagen für die Stromerzeugung und weisen somit ein geringeres Risiko für Auswirkungen auf Biodiversität und Böden auf. Da es sich bei Wasserstoff um ein entflammbares und explosives Gas handelt, sind bei der Herstellung und Speicherung allerdings Sicherheitsvorkehrungen einzuhalten, um Gefahren für Mensch und Umwelt durch Störfälle zu vermeiden.

Mit der Installation von Anlagen zur Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu H₂-Derivaten gehen ähnliche Umweltbelastungen einher wie für die Installation der zuvor aufgeführten Anlagen. Im Betrieb sind vor allem Leckagen der hergestellten Produkte zu vermeiden. H₂-Derivate wie Ammoniak, Methanol und synthetische Kraftstoffe stellen eine Gefährdung für Menschen und die Umwelt dar. Einträge dieser Stoffe in Böden oder Gewässer können diese kontaminieren und u.a. zu Biodiversitätsverlust führen. Ebenso sind Emissionen in die Luft zu vermeiden.

Die für den Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten erforderliche Infrastruktur wie Straßen oder Pipelines ist ebenfalls mit Eingriffen in die Natur verbunden, wodurch Arten und Biotope z.B. durch Abholzung von Waldteilen oder durch physische Barrieren gefährdet werden können. Der zunehmende internationale Schiffstransport der Produkte kann den Bau zusätzlicher Häfen erfordern, die oft eine Belastung für Ökosysteme in Küstennähe darstellen. Im Straßenverkehr treten Kraftstoffemissionen sowie Abriebemissionen (durch Bremsen- und Reifenabrieb) auf, und es kann zu Kollisionen mit Tieren kommen. Lärm durch den Seeverkehr kann sich aufgrund seiner geringen Frequenz weit im Wasser ausbreiten und z.B. die Kommunikation und Orientierung von Meereslebewesen stören. Weiterhin sind auch beim Transport Störfälle zu vermeiden, die zu signifikanten Umweltbelastungen durch Einträge von gefährdenden Stoffen in die Natur führen können.

Zuletzt führt auch der Bau und Betrieb von Anlagen zur Rückumwandlung von H₂-Derivaten zu molekularem Wasserstoff zu Umweltauswirkungen. Sollten für den Betrieb neue Anlagen zur Stromerzeugung installiert werden, treten die zuvor beschriebenen Risiken für Biodiversität, Böden, Wasser und Luft auf (ILF & LBST, 2022).

Neben den in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgeführten ökologischen Aspekten nennt eine weitere Studie zur Entwicklung von Nachhaltigkeitsstandards und -indikatoren für strombasierte Energieträger auch Ressourceneffizienz als ein relevantes Kriterium.

Hierzu existieren verschiedene Messgrößen wie Rohstoffkonsum bzw. Materialeffizienz, Rohstoffkritikalität sowie reale und potenzielle Recyclingquoten. Für die Herstellung von H₂ und H₂-Derivaten ist ein relevanter Materialaufwand für die Anlagen u.a. zur Strombereitstellung und Kraftstoffherstellung notwendig, wobei auch Rohstoffe mit hoher Kritikalität zum Einsatz kommen. Im Rahmen einer Zertifizierung wird die Bewertung dieser Kriterien aufgrund ihrer Komplexität jedoch als nicht zielführend gesehen. Im Vergleich hierzu ist der kumulierte Energieaufwand als Messgröße für die Ressourceneffizienz einfacher zu bestimmen und prüfen (LBST & ifeu, 2022).

Die aufgeführten ökologischen Aspekte decken sich teilweise mit den genannten ökologischen Nachhaltigkeitskriterien von H2Global. Schutz von Biodiversität und nachhaltige Wasserbeschaffung und -nutzung sind als eigene Punkte in dem Förderinstrument aufgeführt, wobei der Unterpunkt Wasserrechte nicht berücksichtigt wird. Schutz von Böden und Luftqualität sowie Ressourceneffizienz sind ebenfalls nicht Teil der zusätzlichen Nachhaltigkeitskriterien von H2Global, werden jedoch durch die geforderte Umweltverträglichkeitsprüfung und Beiträge zu den SDGs teilweise berücksichtigt.

Es lässt sich keine Aussage darüber treffen, welcher Teil der H₂-Wertschöpfungskette mit den höchsten Umweltauswirkungen verbunden ist. Wie in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ersichtlich, sind von der Strombereitstellung bis zur Lieferung von Wasserstoff und seinen Derivaten verschiedene ökologische Kriterien relevant. Diese lassen sich teilweise auf Auswirkungen von Installations- und Montagearbeiten zurückführen, die für alle Anlagen und die zusammenhängende Infrastruktur notwendig sind. Beim Betrieb und der Wartung der Anlagen können – je nach Speichertechnologie – v.a. Havarien ein Risiko für Umwelt und Natur darstellen, insbesondere bei Ammoniak, Methanol sowie (älteren) Batteriechemien.

Es besteht Potenzial, die zusätzlichen Nachhaltigkeitskriterien von H2Global um weitere ökologische Aspekte zu ergänzen. Zudem werden in einer aktuellen Studie Minimalstandards für den H2Global-Mechanismus gefordert, nachdem die Auswahl der zusätzlichen Nachhaltigkeitskriterien bisher durch die Fördermittelgeber erfolgt und somit zukünftigen Änderungen unterliegt (New Climate Institute, 2025).

Tab. 32: Relevanz von Nachhaltigkeitskriterien entlang der Wertschöpfungskette (ILF & LBST, 2022)

Wertschöpfungskette		EE und Übertragung (Neubau)				Herstellung, Kompression, Speicherung, Aufbereitung / Umwandlung								Transport				Rekonvertierung zu Wasserstoff			
		PV (inkl. Übertragung)		Windenergie (inkl. Übertragung)		Herstellung, Kompr., lokale Speicherung				Aufbereitung / Umwandlung				National		Internationaler Schiffsverkehr		Energie		Rekonvertierung zu Wasserstoff	
		I&M	B&W	I&M	B&W	I&M	B&W	I&M	B&W	I&M	B&W	I&M	B&W	I&M	B&W	I&M	B&W	I&M	B&W	I&M	B&W
RED II	Zusätzlichkeit	+	-	+	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Zeitliche Korrelation	-	+	-	+	-	-	-	+	-	*	-	*	-	-	-	-	-	-	-	-
	Geografische Korrelation	+	-	+	-	-	-	+	-	*	-	*	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	THG-Bilanz	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+	-	+
	CO ₂ -Quellen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ÖKOLOGISCHE NACHHALTIGKEIT	Biodiversitätserhaltung																				
	Biodiversität	+	o	+	o	+	+	o	o	o	+	o	+	+	+	+	+	+	o	+	+
	Natürlicher Lebensraum, Ökosysteme	+	o	+	o	+	+	o	o	o	+	o	+	+	+	+	+	+	o	+	+
	Gebiete mit hohem Erhaltungswert	+	o	+	o	+	+	o	o	-	-	-	-	+	+	+	+	+	o	+	+
	Bodenerhaltung																				
	Bodenschutz	o	o	o	o	o	o	o	o	+	o	+	+	o	o	o	-	o	o	o	+
	Reststoffe, Abfälle	o	o	o	o	-	o	-	-	o	-	o	-	o	o	o	-	o	o	o	-
	Abfallmanagement	o	o	o	o	-	o	-	o	o	-	o	-	-	-	-	-	o	o	o	-
	Nachhaltige Wassernutzung																				
	Wasserrechte	-	-	-	-	+	+	-	+	-	-	+	+	-	-	o	-	o	o	-	+
	Wasserqualität	-	-	-	-	+	+	o	+	o	+	o	+	o	o	o	+	o	o	o	+
	Wassermanagement, Erhaltung	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	o	o	-	-
	Effiziente Wassernutzung	-	-	-	-	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Luftqualität																				
	Luftverschmutzung	o	-	+	-	o	-	o	-	o	+	o	+	o	+	o	+	o	o	o	+

+: relevante Kriterien o: mögliche relevante Kriterien -: nicht relevante Kriterien *: Kriterien, deren Relevanz noch unbestätigt ist
 ELY: Elektrolyseur; I&M: Installation und Montage; B&W: Betrieb und Wartung

6.4 Bestehende und in der Entwicklung befindliche Nachhaltigkeitszertifikate

Die NWS gibt an, dass „der nachhaltige Markthochlauf von Wasserstoff [...] zwingend ambitionierte und möglichst einheitliche Nachhaltigkeitsstandards und Zertifizierungssysteme für Wasserstoff und seine Derivate, sowohl für die inländische Produktion als auch insbesondere für Importe“ erfordert (BMWK, 2023). In Tab. 33 und Tab. 34 sind bestehende und in der Entwicklung befindliche Zertifizierungsstandards und -systeme für H₂ und H₂-Derivate aufgeführt.

Tab. 33: Nationale Zertifizierungsstandards/-systeme für Wasserstoff und seine Derivate

Land / Region	Name / Art des Zertifizierungsstandards/-systems	Kurzbeschreibung
EU	Guarantees of Origin H ₂	- Rechtsgrundlage: RED II Art. 19; angenommen 2018, nationale Umsetzung 2021 - Nationale H₂ GO-Programme wurden in einigen Mitgliedstaaten, darunter die Niederlande, Österreich usw., eingeführt oder werden derzeit entwickelt
EU	Voluntary Schemes	- Rechtsgrundlage: RED II art. 25-30; angenommen 2018, nationale Umsetzung 2021 - RFNBOs (H₂, Derivate); inkl. Einfuhren - Freiwillige Systeme sollen von der Europäischen Kommission anerkannt werden - CertifHy, ISCC und REDcert sind als freiwillige Systeme für RFNBO anerkannt
UK	Low Carbon H ₂ Standard	- Version 3 veröffentlicht im Dezember 2023 - Start im Jahr 2025 - Ziel ist die Erleichterung des H₂-Handels durch Nachverfolgung der Emissionen
USA	Inflation Reduction Act (IRA)	- Veröffentlicht 2022 - Steuererleichterungen für Produktion von sauberem Wasserstoff in USA bis 2033 - Nach neuem Gesetzesentwurf von Mai 2025 könnten diese bereits 2026 wieder eingestellt werden
Kalifornien	Low Carbon Fuel Standard (LCFS)	- Veröffentlicht im Jahr 2011 - Wasserstoff seit 2015 enthalten - Einschließlich Einfuhren
Kanada	H ₂ Standard	- Veröffentlicht im Mai 2025 - Neben THG-Emissionen sind auch Herkunft und Art der Materialien und Energiequellen entlang der H₂-Wertschöpfungskette relevant
Korea	H ₂ Standard	- Veröffentlicht in 2024 - H₂ unabhängig von Herstellungsmethode - Fokus auf Emissionsreduzierung
Japan	Guidelines	- Veröffentlicht im Mai 2022 - Schwerpunkt auf blauem H₂
China	H ₂ Standard	- Veröffentlicht im Jahr 2020 - Erste Zertifizierung im Jahr 2022

Land / Region	Name / Art des Zertifizierungsstandards/-systems	Kurzbeschreibung
Indien	Green H2 Standard	• Veröffentlicht Mai 2025 • H₂ aus Elektrolyse oder Biomasse-Vergasung ohne CCS anerkannt
Australien	Guarantees of Origin H2	• In Entwicklung seit 2020 • System zur Überwachung und Prüfung von Emissionen im Zusammenhang mit in Australien erzeugtem H₂

Tab. 34: Unabhängige Zertifizierungsnormen/-systeme für Wasserstoff und seine Derivate

Name / Art des Zertifizierungsstandards/-systems	Kurzbeschreibung
CertifHy	• Seit 2019 für GOs (NGC) • Anerkennung als Independent Criteria Scheme (ICS) durch AIB in Arbeit
TÜV SÜD: CMS 70/ CMS 77	• CMS 70 veröffentlicht im Jahr 2011 für grünen H₂ • CMS 77 veröffentlicht im Jahr 2023 für kohlenstoffarmen Wasserstoff
TÜV Rheinland: H2.21	• Veröffentlicht im Mai 2022
ISO/TS 19870	• Veröffentlicht in 2024 • ISO/TS 19870:2023 (Technische Spezifikation) Methodik zur Bestimmung der Treibhausgasemissionen im Zusammenhang mit der Herstellung, der Konditionierung und dem Transport von Wasserstoff zum Verbrauchsort
H2 for Net Zero Initiative (H2NZ)	• In Entwicklung seit 2022 • Endgültiger Standard für 2025 angekündigt
I-REC: H2 code	• Veröffentlicht 2023 • Status: Vorakkreditierung durch International Tracking Standard Foundation
Green Hydrogen Standard	• Veröffentlicht im Mai 2022 • Zertifizierungssystem noch nicht eingeführt
Bureau Veritas	• Veröffentlicht im Mai 2022 • Anwendung der verschiedenen CFP-Standards

In nahezu allen Zertifizierungsstandards/-systemen wird ausschließlich die Treibhausgasbilanz von H₂ und seinen Derivaten als Nachhaltigkeitskriterium herangezogen und teilweise der Nachweis, dass erneuerbarer Strom für die Herstellung eingesetzt wird (wie bei Voluntary Schemes nach RED II). Eine Ausnahme bietet der im Mai 2025 veröffentlichte kanadische Standard CSA/ANSI R124/CAN/BNQ 1789-200, der neben THG-Emissionen und Stromquellen u.a. auch Kriterien für die Art und Herkunft der genutzten Rohstoffe, die Geografie der Wertschöpfungskette und der verbrauchten Wassermenge setzt (BNQ & CSA, 2025). Die Berücksichtigung umfassender ökologischer Kriterien entlang der H₂-Wertschöpfungskette, wie sie in Abschnitt 6.3 beschrieben werden, lässt sich in keinem der Standards finden. Insofern eignet sich

keiner/s der aufgeführten Zertifizierungsstandards/-systeme als Vorbild im Rahmen dieser Untersuchung.

Die nationale Umsetzung regulatorisch geforderter Mindestquoten für die Nutzung von RFNBO bietet ebenfalls Potenzial zur Verankerung zusätzlicher ökologischer Kriterien. Der aktuellen Entwicklung nach können Mitgliedsstaaten selbst entscheiden, wie sie die von der RED III geforderten Industriequoten von 42 % bis 2030 und 60 % bis 2035 sicherstellen. Neben nationalen Industrie-Verpflichtungen können auch Förderprogramme die H₂-Nachfrage erhöhen. Wie bereits in Kapitel 6.2 dargestellt, können hier erhöhte Nachhaltigkeitsanforderungen als Voraussetzung für eine Förderfähigkeit gestellt werden.

6.5 Einfluss von Zertifikaten auf tatsächlich nutzbare Potenziale aus dem Ausland

Im Rahmen des HYPAT-Projekts wurde ein globaler H₂-Potenzialatlas entwickelt, um unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer, ökologischer und sozialer Aspekte mögliche Partnerländer Deutschlands in einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft zu identifizieren und tiefgehend zu analysieren. Eine Erkenntnis ist dabei, dass mögliche Importländer von Wasserstoff und Derivaten derzeit unterschiedliche Nachhaltigkeitsansprüche haben und solche verschiedenen Anforderungen oder Grenzwerte der Nachfrager den Markt verkleinern könnten. Empfohlen wird eine grenzübergreifende Abstimmung zu Zertifizierung und Standards im Wasserstoffbereich, einerseits zur Verbeugung einer Marktfragmentierung, andererseits zum Abbau von Unsicherheiten in den Exportländern. So wurde in einer Expertenbefragung in Australien ein konsistentes harmonisiertes Zertifizierungssystem als wichtigste politische Maßnahme zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft bewertet. Internationale Kooperationen können in diesem Zusammenhang auch zu Skalierungs- und Kostenvorteilen führen (Wietschel, et al., 2024). Letzteres kann sich positiv auf nutzbare H₂-Potenziale für den Import nach Deutschland auswirken.

Wie in Tab. 31 in Kapitel 6.2 aufgeführt, schließen die zusätzlichen Nachhaltigkeitskriterien von H2Global Trockengebiete für die Nutzung von Wasser sowie weitere Schutzgebiete für Anlagen der Wertschöpfungskette aus. Dadurch wird das Potenzial zur Erzeugung erneuerbaren Stroms und damit das Erzeugungspotenzial für Wasserstoff, der diese Kriterien einhält, verringert. So wurde im Rahmen des HYPAT-Projekts beim Ausschluss von Schutzgebieten für Namibia eine Reduktion der EE-Potenziale um 22 %, für Botsuana um 21 % und für die Mongolei um 15 % berechnet (Thomann, et al., 2022).

Zudem muss bei allen Anforderungen bezüglich Nachhaltigkeitskriterien auch die Akzeptanz in Erzeugungs- und Nachfrageländern berücksichtigt werden. Strengere ökologische und soziale Anforderungen gestalten die Herstellung und den Export von Wasserstoff und Syntheseprodukten grundsätzlich aufwändiger, was zu höheren Kosten führen kann. Es gilt, Win-win-Situationen zwischen Export- und Importnationen zu schaffen, damit die Akzeptanz des Wasserstoffhandels in Exportländern trotz geforderter strikterer Nachweise für nachhaltigen Wasserstoff hoch bleibt (Thomann, et al., 2022).

Im Rahmen der Energie- und Wasserstoffpartnerschaften der Bundesregierung lassen sich bisher keine bilateralen Verträge mit Vorbildcharakter hinsichtlich Auflagen zu ökologischer Nachhaltigkeit identifizieren. Der Fokus bisheriger Kooperationen liegt meist auf ökonomischen Aspekten und Treibhausgaseinsparungen.

Es ist anzumerken, dass selbst bei Forderung strenger Nachhaltigkeitskriterien mit einer Deckung des Bedarfs durch Importe zu rechnen ist, da globale H₂-Potenziale die H₂-Nachfrage von Deutschland um ein Vielfaches übertreffen. Höhere Nachhaltigkeitsanforderungen könnten bestimmte Gebiete oder Länder mit niedrigen H₂-Gestehungskosten ausschließen und somit Importkosten erhöhen, aber gleichzeitig werden Risiken gesenkt und Investitionssicherheit geschaffen.

6.6 Fazit zu internationalem Handel mit Wasserstoff

Zusammenfassend kann von einer zukünftigen Deckung des Bedarfs Deutschlands an Wasserstoff und H₂-Derivaten ausgegangen werden. Die Bundesregierung strebt den Aufbau sowohl resilienterer heimischer und diversifizierter Importrouten aus Nachbarstaaten als auch aus dem EU-Ausland an. Hierfür kommen verschiedene Maßnahmen und Instrumente der Nationalen Importstrategie zum Einsatz, die u.a. ökologische Kriterien von H₂-Importen berücksichtigen (wie z.B. H2Global). Eine umfängliche Gewährleistung ökologischer Nachhaltigkeit erfordert neben THG-Einsparungen und dem Nachweis über die Nutzung erneuerbaren Stroms zur H₂-Produktion auch Biodiversitätserhaltung, Bodenerhaltung, nachhaltige Wassernutzung, Erhaltung der Luftqualität und Ressourceneffizienz. In bestehenden sowie in Entwicklung befindlichen H₂-Zertifizierungssystemen und -standards werden bisher – mit Ausnahme des kanadischen Standards – wesentlich nur THG-Bilanzen und ggf. Nachweise zu erneuerbarem Strombezug gefordert. Der kanadische Standard berücksichtigt u.a. die benötigte Wassermenge, lässt jedoch weitere Kriterien zum Natur- und Landschaftsschutz vermissen. Strengere Nachhaltigkeitsanforderungen könnten den Markt für Wasserstoffimporte verkleinern und Kosten erhöhen, führen aber zu geringeren Risiken und höherer Investitionssicherheit.

Insgesamt ist festzustellen, dass ökologische Kriterien, die über den Klimaschutz hinausgehen, bei Importen von H₂ und H₂-Derivaten nur vereinzelt berücksichtigt werden. Nachdem ein möglichst konsistentes Zertifizierungssystem für Wasserstoff für den Markthochlauf von hoher Bedeutung ist und der europäische und internationale Fokus hier auf der Gewährleistung von THG-Reduktionen liegt, bieten etablierte Systeme wie die Nachhaltigkeitsanforderungen von RED II zu RFNBO kaum Möglichkeiten zu Nachbesserungen hinsichtlich ökologischer Kriterien. Ökonomische Instrumente wie H2Global und weiteren Förder- und Garantieinstrumenten sind im Vergleich dazu flexibler und können erhöhte Nachhaltigkeitsanforderungen als Voraussetzung für eine Förderfähigkeit stellen.

Anforderungen und Nachweise für weitere Kriterien sollten auf Relevanzbasis erfolgen. Unnötige, hohe Anforderungen lassen den Aufwand und damit das finanzielle Projektrisiko steigen. Eine Konsequenz daraus kann sein, dass diese Vorabkosten eher in größeren Projektentwicklungen gestemmt werden können und daher zu tendenziell größeren Projekteinheiten führen. Dies zum Nachteil kleinerer Projekte, die in der Tendenz doch eher verträglich sind mit Natur- und Landschaftsschutzaspekten.

7 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die zentrale Rolle von Stromspeichern im Rahmen der Energiewende besteht in der Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien versus unflexibler Energienachfrage und der Vermeidung von Abregelungen, Bereitstellung von gesicherter Leistung und Gewährleistung einer hohen Stromversorgungsqualität. Speichertechnologien, die diese Aufgaben besonders gut erfüllen, sollten daher bevorzugt eingesetzt werden. Über diese technischen Anforderungen hinaus sind auch möglichst geringe Auswirkungen auf Natur und Landschaft zu stellen. In den folgenden Abschnitten werden die Erkenntnisse aus den hier durchgeführten Analysen dargestellt, unterschieden nach Stromspeichern, Wärmespeichern und Wasserstoff.

Es bestehen Wechselbeziehungen zwischen den Speicherformen Strom, Wärme und Wasserstoff, wenn überschüssiger Strom in Form von Wärme gespeichert wird oder Hochtemperaturwärme in Strom umgewandelt wird. Dies gilt umso mehr für Wasserstoff, der bereits einen chemischen Speicher von Strom darstellt und in vielfältigster Weise energetisch (aber auch stofflich) in großen Mengen auch über längere Zeiträume gespeichert und genutzt werden kann. Die Menge an Speicherbedarfen hängt neben dem Ausbau der EE-Erzeugungsanlagen und Nachfragedynamiken stark vom Netzausbau ab, was jedoch hier nicht vertieft werden kann.

Die konkreten Techniken zur Speicherung von Strom, Wärme und Wasserstoff sind jeweils von sehr unterschiedlicher Natur bezüglich potenzieller Auswirkungen auf Naturschutzbelange. Bei Batteriespeichern handelt es sich um eine Aufstellung von Containern oder ähnlichen Baukörpern. Andere Anlagen bedeuten mehr oder weniger tiefe Eingriffe in Boden und Veränderungen von Landschaften oder Gewässer, wie z.B. Pumpspeicherwerke oder in abgeschwächter Form Erdbeckenspeicher für Wärme. Wasserstoffspeicher benötigen aufgrund der geringen Energiedichte große Speichervolumina, können aber auch unterirdisch installiert sein. Wasserstoff kann zu Flüssigkeiten umgewandelt werden (z.B. Ammoniak), was wiederum ökotoxische Risiken mit sich bringt.

In dieser Studie wurden in einer ersten Langliste 46 Technologien zum Speichern von Strom betrachtet, von denen fünf in die genauere Analyse und auch für die Auswahl der Szenarienbetrachtungen aufgenommen wurde. Für diese fünf Technologien finden sich im Anhang Technologiesteckbriefe (siehe A.1). Die Auswahl erstreckt sich dabei von Batteriespeichern (z.B. LiFePO_4) über Pumpspeicherwerke (PSW) bis zu Hochtemperatur-Wärmespeichern, die mittels sogenannter Carnot-Batterien Wärme wieder zu Strom umwandeln – oder die Wärme anderweitig als Hochtemperatur-Wärme genutzt werden kann. Ihre Speicherdauer bewegen sich im Bereich mehrerer Stunden (Batterien) bis Tage (PSW) und von mehreren 100 MWh Kapazität (Batterien) bis zu mehreren 100 GWh (PSW) und eignen sich jeweils für verschiedene Einsatzmöglichkeiten im Stromsystem.

7.1 Stromspeicher

Potenzielle Konflikte mit Naturschutzbelangen

Aus den umfassend analysierten potenziellen Konflikten von Speicheranlagen ist insbesondere der **Flächenbedarf** bei Anlagen im Außenbereich zu nennen. Dabei nimmt mit der Größe der Anlagen auch das Konfliktpotenzial grundsätzlich zu. Damit verbunden sind mögliche Auswirkungen auf Tiere und Pflanzen durch Verlust bzw. Entwertung des Lebensraums (Überbauung, Versiegelung) oder Barrierewirkung. Folgewirkungen der Versiegelung können auf Wasserhaushalt und Boden zielen. Die Intensität der Auswirkungen ist v.a. vom Standort und seinen Gegebenheiten abhängig, sowie vom vorherigen Zustand und dessen naturschutzfachlicher Bedeutung. Ein weiterer potenzieller Konfliktpunkt sind **Havarien**, da insbesondere in älteren Batteriechemien potenziell umweltschädliche Stoffe verbaut sind. Im Falle von Bränden kommt der Aspekt des Löschwassers hinzu. Auch bringen Leistungselektronik, Kühl- und Kompressor-Anlagen eine gewisse Geräuschentwicklung mit sich, was bei der Standortwahl eine entsprechende Technologieauswahl bzw. Siedlungsabstand erfordert. Bei Letzterem kann das auch Standorte in oder in der Nähe von empfindlicheren Naturräume bedeuten. Insbesondere bei großen Anlagen sind Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes möglicherweise.

Ansatzpunkte für Empfehlungen

Bisher dominieren Heimspeicher, durch die kein zusätzlicher Flächenbedarf entsteht und deren Konfliktpotenzial mit dem Naturschutz vernachlässigbar ist. Der Hochlauf ist jedoch insbesondere bei Anlagen im Außenbereich zu sehen bzw. zu erwarten. Eher unkritisch sind Standorte an bereits überbauten Industrie- bzw. Infrastrukturflächen (insbesondere auf bestehenden oder ehemaligen Kraftwerksflächen). Da sich für solche Standorte Großanlagen (> 500 MW) anbieten, kommt aus naturschutzfachlicher Sicht als Vorteil hinzu, dass für diese eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erforderlich ist.

Als häufiger Fall sind für künftige Projekte mittelgroße Anlagen (50 bis 200 MW) im Außenbereich zu erwarten, die im räumlichen und funktionalen Zusammenhang mit erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen (z. B. Windenergie- oder Solaranlagen) errichtet werden. Für beides werden derzeit Anpassungen der Genehmigungsverfahren diskutiert:

- Die Privilegierung der Anlagen im Außenbereich; dies würde die Möglichkeiten einer räumlichen Steuerung einschränken und wäre daher aus Naturschutzsicht kritisch zu bewerten.
- Die vereinfachte Genehmigung in Beschleunigungsgebieten, wenn die Anlagen bereits bei der Gebietsausweisung für entsprechende Erzeugungsanlagen planerisch vorbereitet wurden, d. h. Schutzgebiete wie z.B. Natura2000-Gebiete sind ausgeschlossen, und es wurde eine Strategische Umweltprüfung (SUP) durchgeführt.

Es ergeben sich daher die folgenden Ansatzpunkte:

- Zu wünschen ist eine Priorisierung für die Nutzung von bereits versiegelten oder vorbelasteten Flächen. Kostenvorteile (inklusive der Erleichterung durch die Beschleunigungsregelungen) sollten nicht dazu führen, dass die Standortwahl bevorzugt auf siedlungsferne, aber naturschutzfachlich ggf. kritische Gebiete fällt. Eine solche bedarf einer wissenschaftlich-politischen Güterabwägung zwischen lokalen Naturbeeinträchtigungen und globalen Folgen auf die Natur durch den Klimawandel. Hier muss ggf. geprüft werden, ob ein Gegensteuern geboten ist.

- Die Erhebung von Baukostenzuschüssen (BKS) durch die Netzbetreiber gestaltet sich bisher allein aus ökonomischer Sicht je nach Höhe des Leistungsbedarf. Die Bestätigung des Bundesgerichtshofs (BGH) am 15. Juli 2025, dass diese Erhebungen weiterhin rechtmäßig sind, wird insbesondere damit begründet, dass sie „standortsteuernd“ wirken (Pressestelle des Bundesgerichtshofs, 2025; Bundesgerichtshof, 2025). Dies ist zwar primär im Sinne der Netzdienlichkeit begründet, wäre jedoch auch ein Ansatz, um priorisierend in Richtung von Standorten mit nur geringen Naturschutzkonflikten zu lenken.
- Im Falle, dass Speicher als Nebenanlagen von größeren PV-Freiflächenanlagen (FFA) oder Windenergieanlagen errichtet werden, sind die Standortwahlkriterien für die Eignung zu Solar- oder Windenergie entscheidend. In diesem Fall sind u.a. die Eckpunkte des BfN für einen naturverträglichen Ausbau der Solarenergie (BfN, 2022) sowie die Vorschläge der Umwelt- und Naturschutzorganisationen für einen naturverträglichen Ausbau von Solaranlagen (DNR, 2022) zu begrüßen. Darin finden sich u. a. folgende Vorschläge:
 - Standorte für PV-FFA müssen naturverträglich ausgewählt werden, sinnvollerweise mit einem bundesweiten Kriterienkatalog.²⁹
 - Bundesweit sollten (Mindest-)Kriterien für Bau, Betrieb und Pflege von PV-FFA aufgestellt werden, damit das Potenzial zur Entwicklung von höherwertigen, ökologisch wertvollen Lebensräumen auf diesen Flächen auch umgesetzt wird.
 - Entwicklung einheitlicher Vorgaben für Bestandserfassungen und Wirkungskontrolle, v.a. durch Unterstützung der Kommunen, die bei der Genehmigung der Anlagen und der Kontrolle der Maßnahmenumsetzung wesentliche Akteure sind.

Die Vorschläge für PV-FFA sind in wesentlichen Punkten gleichfalls geeignet für Speicheranlagen, insbesondere hinsichtlich der Frage nach der Standortwahl. Aber auch die Gestaltung der Flächen spielt hier eine Rolle, da auch Speicheranlagen, ähnlich wie PV-FFA z.T. weite Bereiche als Zwischen- und Randräume aufweisen.

- Bei der Errichtung der Speicher sind ggf. Vermeidungsmaßnahmen umzusetzen, wie z. B. eine kleinräumige Verschiebung des Speichers bei Vorkommen hochwertiger oder geschützter Biotope
- In den Regelungen finden sich Lücken oder Unklarheiten, was zu Unsicherheiten und unterschiedlichen Handhabungen im Genehmigungsprozess führen kann und führt. Insbesondere zu folgenden Punkten bedarf es Klarstellungen.
 - Mit Blick auf die Ausweisung von Beschleunigungsgebieten:
 - Es bleibt zu klären, welche Art Schutzgebiete aus Beschleunigungsgebieten definitiv ausgeschlossen sind (eindeutig für Natura 2000-Gebiete, Biosphärenreservate (Kern- und Pflegezone), Nationalparke und Naturschutzgebiete; nicht eindeutig ist der Status von gesetzlich geschützten Biotopen (KNE 2024)).
 - Die Durchführung der erforderlichen Strategische Umweltprüfung (SUP) ist von zentraler Bedeutung; bereits vorhandene Leitfäden (z.B. wie für den Bundesbedarfsplan zum Netzausbau der (Bundesnetzagentur 2021)) sollten angepasst und ergänzt werden, um die Naturschutzbelange von Speicherprojekten mit aufzugreifen. Eine dies-

²⁹ Im Übrigen enthalten die Eckpunkte des BfN auch die Forderung nach einer vorrangigen Erschließung von Potenzialen auf bereits versiegelten oder überbauten Flächen (BfN, 2022).

bezügliche Frage ist, ob und wie nachgewiesen wird, dass die Vorranggebiete auf Grundlage einer hinreichend aktuellen SUP festgelegt worden sind. Es bleibt zu erwarten, dass die Ausgestaltung der SUP als Prüfinstrument für ein beschleunigtes Verfahren zur Gebietsausweisung entsprechend erfolgt. Empfehlungen von aktuell noch laufende Forschungsarbeiten finden dabei hoffentlich Berücksichtigung.³⁰

- Ob und unter welchen Umständen die Privilegierung von Batteriespeichern in § 35 Bau-gesetzbuch (BauGB) im Außenbereich gilt, wird bislang je nach Bundesland oder je nach Landkreis unterschiedlich gehandhabt und sollte vereinheitlicht werden. Hier wäre eine rechtliche Klarstellung anzustreben.
- Ebenso bedarf es Empfehlungen des Bundes des Bundes, wie die Naturschutzbelange im Rahmen der baurechtlichen Genehmigung abzu prüfen sind, um zu einer einheitli-chen Prüfung beizutragen. Hierzu können Leitfäden, wie sie im Ansatz im Rahmen die-ses Vorhabens angelegt wurden, als Grundlage dienen.
- Ebenfalls uneinheitlich geregelt ist bislang, wann für die Genehmigung von Großspei-chern eine Planfeststellung nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) erforderlich ist.
- Eine entscheidende Frage ist: Wie kann sichergestellt werden, dass bei Verfahren in Be-schleunigungsgebieten eine fachgerechte Prüfung von tatsächlich relevanten Naturschutz-belangen aufgrund der extrem kurzen Prüfzeiten (45 Tage) letztlich stattfindet? Auch hier wären die bereits erwähnte Leitfäden eine Unterstützung für die zuständigen kommuna-len Behörden.
- Daran schließt sich die Frage nach der Umsetzung der nach Eingriffsregelung verpflichte-ten, naturschutzfachlichen Ausgleichsmaßnahmen oder Kompensationszahlungen an. Von Seiten der Umweltverbände werden hier grundsätzlich erhebliche Defizite moniert, was zum einen die Zeiträume, aber auch den Grad der Umsetzung betrifft (LBV, 2020), (NABU, 2022). Im Falle von vereinfachten Verfahren mit kurzen Prüfzeiträumen dürfte sich das Risiko solcher Vollzugsdefizite eher erhöhen.

Pumpspeicherwerke weisen in besonderem Maße Naturschutzkonflikte auf. Ihre Genehmi-gung unterliegt dem Wasserrecht und kann insgesamt als umfangreich und komplex bezeich-net werden. Die Eingriffe in die Natur sind jedoch erheblich. Angesichts der aktuell in Umset-zung befindlichen Projekte sollte ein weiterer Ausbau von PSW grundsätzlich ausgeschlossen werden. Ein „Repowering“ von PSW (d.h. eine Nachrüstung bestehender Anlagen mit effizien-teren Techniken) wäre dagegen zu empfehlen, sofern mit dessen Umsetzung auch ökologische Maßnahmen verbunden sind. Es sei darauf hingewiesen, dass bezüglich des Ausbaus von PSW auch positive Haltungen z.B. aus der Wasserwirtschaft kommen mit der Forderung, auch hier Verkürzung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren anzustreben (DWA, 2024).

Mittel- bis langfristig sollten, wo technisch möglich, Überlegungen zu einem Rückbau und ei-ner Renaturierung getroffen werden. In solche Überlegungen sind die Entwicklungen des Hochlaufs von Batteriespeichern und der Bedarfe an Stromspeicher einzubeziehen.

³⁰ z.B. das UBA-Forschungsvorhaben Neuausrichtung der SUP als Prüfinstrument für ein beschleunigtes Ver-fahren für die Ausweisungen von Flächen für die Windenergie an Land; FKZ: 3723 13 102 0; <https://www.umweltbundesamt.de/themen/nachhaltigkeit-strategien-internationales/umweltpruefun-gen/forschungsvorhaben-weitere-projekte/forschungsvorhaben-neuausrichtung-der-sup-fuer>

Forschungsbedarf

Bisher liegen kaum Erfahrungen vor, was die Wechselwirkungen von Bau, Betrieb und Rückbau von Stromspeicheranlagen mit Naturschutzbelangen betrifft. Hier ist eine Ist-Analyse, in welcher (natur-)räumlichen Lage (Industrieflächen, landwirtschaftliche Flächen, usw.) sich bestehende sowie geplante Anlagen vorzugsweise befinden, als erster Schritt sinnvoll. In dem Zusammenhang wäre auch eine Auswertung von bisherigen Zulassungsverfahren im Hinblick auf darin durchgeführte naturschutzbezogene Bewertungen erkenntnisleitend.

Auch zur Auftretenshäufigkeit und Schwere von Havarien durch Batteriespeicher ist bisher wenig bekannt. Hierzu sollte ein Monitoring von dokumentierten Fällen durchgeführt werden, um die Risiken bislang eingesetzter sowie absehbar zukünftiger Batteriechemien für den Naturschutz und andere Umweltschutzgüter genauer einschätzen zu können. Dadurch können bei Bedarf Leitfäden zum Schutz von Havarien³¹ entsprechend erweitert und angepasst werden.

7.2 Wärmespeicher

Potenzielle Konflikte mit Naturschutzbelangen

Wärmespeicher werden, um transportbedingte Wärmeverluste zu vermeiden, in Verbrauchernähe und damit in Siedlungsräumen errichtet. Da im Fall von Erdbeckenspeichern (sowie Wärmespeichern insgesamt) vergleichsweise große Flächen benötigt werden, werden aus Kosten- und Verfügbarkeitsgründen periphere und damit ländliche und teilweise naturnahe Flächen bevorzugt. Idealerweise sollten jedoch urbane Flächen genutzt werden, die zu anderen Nutzungszwecken überbaut werden können. Unter solchen Voraussetzungen sind Konflikte mit Naturschutzbelangen als eher niedrig einzustufen.

Ansatzpunkte für Empfehlungen

Aus diesen Gründen ist zu empfehlen, Wärmespeicher kategorisch im urbanen Innenbereich zu errichten und möglichst so zu gestalten, dass netto keine zusätzliche Nutzfläche in Anspruch genommen wird. Ist dies nicht der Fall, sollte grundsätzlich immer eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) – zumindest eine Vorprüfung – verpflichtend sein.

Von den technischen Optionen sind Warmwassertankspeicher aufgrund des geringeren Flächenbedarfs und der Nähe zu Wärmequellen und -senken, gegenüber Erdbeckenspeichern zu bevorzugen. Allerdings sind die Investitionskosten deutlich höher. Der höhere Flächenbedarf ist gerade bei ländlichen Standorten kein relevanter Kostenfaktor, jedoch umso mehr der entscheidende Faktor beim Eingriff in den Naturhaushalt.

Forschungsbedarf

Bei Wärmespeichern wäre eine technologische Entwicklung zu begrüßen, die die flächeneffizienten Tanksysteme gegenüber günstigeren Erdbecken ökonomisch wettbewerbsfähig macht.

Für Erdbeckenspeicher gilt es, naturnahe Oberflächennutzungskonzepte zu entwickeln. Zumindest sollten Möglichkeiten der Zusatznutzung der Oberfläche untersucht werden.

³¹ Beispiel: Vorbeugender und abwehrender Brandschutz bei Lithium-Ionen Großspeichersystemen (BVES e.V., 2021).

Außerdem sollte sich die Forschung den Blick auf neue Technologien erweitern, die Wärme in deutlich flächen- und raumeffizienteren Medien als Wasser speichern können. Ansätze bestehen auf Basis von Materialien wie Salz, Kalk oder Naturstein (DLR, o. D.).

7.3 Wasserstoff

Potenzielle Konflikte mit Naturschutzbelangen

Wasserstoff als Erzeugnis der Elektrolyse von Wasser stellt für sich ein Medium zum Speichern von Energie dar. Die technischen Verfahren zur Speicherung von Wasserstoff wiederum sind sehr unterschiedlich und reichen von Wasserstoffdrucktanks (Röhren, Kavernen) bis zu Umwandlung in Derivate (Methanol, Ammoniak). Letztere weisen jedoch relevante bzw. hohe umwelttoxische Risiken auf und setzen sichere Techniken zur Lagerung und beim Einsatz voraus. Äußere Einflüsse bei der Bewertung von Betriebsrisiken, wie z.B. durch cyberphysische Risiken, Sabotage oder Drohneneinwirkungen, erscheinen insbesondere bei Ammoniak bislang unterbelichtet.

Für Wasserstoff und H₂-Derivate ist es daher wichtig, die gesamte Kette und nicht allein den Speichervorgang für Wasserstoff zu berücksichtigen. Zu dieser Kette gehören:

- die Stromerzeugung, die z.B. zentral in sehr großen Solarkraftwerken, vorzugsweise in sonnenreichen Regionen außerhalb Europas erfolgt und dort Naturschutzkonflikte verursachen kann,
- die Elektrolyseanlage, ebenfalls am Ort der Stromerzeugung,
- die Wasserquelle, die in den entsprechenden Regionen der Knappheit unterliegen kann und dadurch Konflikte im Bereich der Hydrologie auslösen kann,
- gegebenenfalls weitere Prozesse für die Herstellung, Lagerung und ggf. Verteilung von H₂-Derivaten (Methanol, Ammoniak).

Zwar verlangt die RED III mit ihren Delegierten Verordnungen die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien (mit Herkunftsnachweis, bzw. Zertifizierung), doch diese enthalten kaum Ansatzpunkte für Natur- und Umweltbelange. Außerdem ist auf die Lieferkettensicherheit und mögliche Betrugsrisiken hinzuweisen. Aktuell negative Beispiele, wie es hier zu Verstößen kommen kann, zeigen sich bei abfallbasiertem Biodiesel)³².

Ansatzpunkte für Empfehlungen

Wasserstoffspeicher

Verfahren mit nachweislich geringen Risiken und geringem Flächenverbrauch wie Felskavernen sollten bevorzugt eingesetzt werden.

³² Im Rahmen einer Überprüfung der Zertifizierung von Lieferketten für nachhaltige Biokraftstoffe gemäß der RED wurde öffentlich, dass Rohstoffe wie auch Herkunft teilweise in erheblichen Mengen falsch deklariert wurden. Als Konsequenz folgte ein dramatischer Einbruch bei den Zertifikatspreisen für die THG-Einsparung, wodurch ein zentrales Instrument zur THG-Minderungsquote im Verkehr massiv geschwächt wurde (Bickert, 2023).

Wasserstoffproduktion

Wo notwendig, sollten Kriterien, die die menschliche Gesundheit und den Naturschutz einbeziehen, in die Anforderungen gemäß RED III und die Umsetzung in deutsches Recht aufgenommen werden. Eine Diskussion scheint insbesondere bei dem H₂-Derivat Ammoniak vor dem Hintergrund einer sich verschlechternden geopolitischen Sicherheitskulisse notwendig.

Forschungsbedarf

Wasserstoff zählt aktuell zu den besonders intensiv beforschten Themen im Kontext der Energiewende. Forschungsbedarf besteht grundsätzlich in zahlreichen Fragestellungen.; Naturschutzaspekte wie auch Umweltfragen generell stehen dabei eher selten im Vordergrund. Dies zeigt sich auch an den nur auf Treibhausgasbilanzen und erneuerbaren Strom als Energiequelle begrenzten Nachhaltigkeitskriterien der RED. Wie in Kapitel 6 ausführlich beschrieben, gibt es zahlreiche Arbeiten und Vorschläge für eine grundlegende Nachhaltigkeitsbewertung von Wasserstoffprojekten und Lieferketten. Forschungsergebnisse liegen diesbezüglich vor, bzw. werden z.B. im Rahmen von Vorhaben des Umweltbundesamts vorangebracht.³³ Außerdem läuft aktuell ein Projekt beim Deutschen Institut für Normung (DIN) zur Entwicklung einer Norm zu Nachhaltigkeitskriterien für Wasserstoff und Wasserstoffderivaten (DIN, o. D.).

Der Einfluss auf die Natur erfolgt zumeist über den Flächenbedarf und die damit verbundene Veränderung der u.U. natürlichen Ausgangsflächen. Welche Gesamtwirkung dadurch folgen kann, ist bislang kaum erforscht.

Abschließend sei neben den hier aufgeführten Empfehlungen auch auf zwei weitere Eckpunkte eines naturverträglichen Ausbaus der Speicher aus Kapitel 5.2 hingewiesen, wonach

1. neben der Standortfrage bei der Technologieauswahl das Kriterium Flächeneffizienz im Rahmen einer Gesamtbewertung zu berücksichtigen ist. Für den Naturschutz unkritische Technologien sollen gefördert bzw. bevorzugt werden,
2. der (aktuell sehr rapide) Speicherausbau nicht ohne Einbettung in die wirklichen Bedarfe für die Netzstabilität erfolgen darf

³³ z.B. Untersuchung von umweltrelevanten Wirkkategorien der Wasserstoffwirtschaft (inklusive Derivate) zur Verankerung von Nachhaltigkeitsanforderungen; FKZ 3724437040; Abschluss im September 2026

A Anhang

A.1 Anhang I: Steckbriefe Speichertechnologien

A.1.1 Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO₄)

Techno-ökonomische Daten

Tab. 35: Elektromechanischer Speicher – Techno-ökonomische Daten

Speichertyp	Elektrochemischer Speicher
Speicherdauer	Bis mehrere Stunden
Speicherkapazität pro Anlage	Existierende Anlagen bis zu 250 MWh bei 250 MW Leistung (Transnet BW, 2023)
Systemwirkungsgrad (inkl. Verluste bei AC-Systemen)	78,5 %-94,1 % (Munzke, Schwarz, Büchle, & Barry, 2017)
Batteriewirkungsgrad	78,5 %-94,1 % (Munzke, Schwarz, Büchle, & Barry, 2017)
Volumetrische Energiedichte	Zelle: 160-650 Wh/l je nach Zellchemie (Dorrmann, Sann-Ferro, Heininger, & Mähliß, 2021) System (stationäre Stromspeicherung): 13-40 kWh/m ³ inklusive Leistungselektronik und gegebenenfalls Zwischengang zu den einzelnen Batterie-Modulen in einem 40-ft--Container (BYD, 2021; SVOLT, 2022)
Massenspezifische Energiedichte	Zelle: 90-250 Wh/kg je nach Zellchemie (Dorrmann, Sann-Ferro, Heininger, & Mähliß, 2021)
Netzebene	Flexible Netzeinbindung möglich, alle Netzebenen möglich
Skalierbarkeit	Sehr gut Im Zeitraum 2019-2023 hat sich die verfügbare Speicherkapazität an stationären Batteriespeichern in Deutschland versiebenfacht. Bis 2050 wird ein Bedarf von 50-400 GWhel prognostiziert (Kretz, 2023).
Synergien/Technologiekombinationen	Durch Nutzung von Synergieeffekten in der Abfallaufarbeitung von metallhaltigen Reststoffen, wie z.B. Aktivmaterial von Lithium-Ionen-Batterien und Müllverbrennungssasche, kann die Recyclingquote erhöht werden und zudem die Rohstoffverfügbarkeit verbessert werden (Gerold & Antrekowitsch, 2022). Zudem bietet die Nutzung von Synergien zwischen den marktdominierenden mobilen Batterien und stationären Speichern enormes Potenzial, u.a. zur Kostensenkung und zur Verbesserung der Nachhaltigkeitsbilanz (Votabox AG, 2024)
Technologiereifegrad (TRL)	9
Zykluslebensdauer (bis zu 80% Restkapazität)	Ca. 5.800-10.000 Vollzyklen-Äquivalent (Energie-Experten, 2024; Fonseca, 2024), mit ersten kommerziellen Angeboten >11.000 Vollzyklen-Äquivalent bei verbleibender Speicherkapazität von 70% des Neuzustands (HiTHIUM, 2025)
Standort	Keine speziellen Anforderungen an Speicherstandort

Speichertyp	Elektrochemischer Speicher
Installierte Speicherkapazität global	Ca. 2,8 TWh (Stand 2023), jedoch inklusive des Sektors der Elektromobilität
Anzahl Anlagen in Deutschland	Ca. 1,4 Mio. (Stand Juli 2024), davon ca. 227 Großspeicher (RWTH, 2024)
Installierte Speicherkapazität in Deutschland	Stationäre Batteriespeicher gesamt (Stand Juli 2024): 14,7 GWh, davon 14,1 GWh Li-Ion Speicher (RWTH, 2024)
Installierte Leistung in Deutschland	Stationäre Batteriespeicher gesamt (Stand Juli 2024): 9,5 GW, davon 1,4 GW Großspeicher (RWTH, 2024)
LCOE-Bewertung	150 USD/MWh (Colthorpe, 2020)*
Weltweite Investitionskosten in USD/kWh	152 USD/kWh Speicherkapazität (Statista, 2023)
Relevante Förderprogramme und Umfang	Förderung eines Projekts zur Entwicklung eines ganzheitlichen Recyclingansatzes für Li-Batterien (16,6 Mio. €) (BMWK, 2022) Förderung von F&E an Batterietechnologien (projektbezogene, anteilige Förderung) (BMBF, 2023) KfW-Programm Erneuerbare Energien ‚Standard‘ – Photovoltaik (Nr. 270) (Förderkredit) (Kredit max. 150 Mio. € pro Vorhaben) (CO2online, 2024b) Weitere landesspezifische bzw. kommunale Förderprogramme – siehe Übersicht (CO2online, 2024a) z.B. Zuschuss des Landes Berlin für Stromspeicher von 300€/kWh Speicherkapazität) über das Förderprogramm SolarPLUS (IBB, 2024)

* Die LCOE der Stromspeicherung hängt ab vom Investitionsbedarf, der Lebensdauer, der Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie der Anzahl der Vollzyklen-Äquivalent pro Jahr (Speichernutzung)

Prinzipielle Funktionsweise

Moderne Lithium-Ionen-Batterien bestehen aus einer positiven Elektrode (Lithium-Metalloxide zum Beispiel LiMnO_2 , $\text{LiNi}_x\text{Mn}_y\text{Co}_z\text{O}_2$, LiFePO_4) sowie einer negativen Elektrode aus Graphit (oder $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ im Fall des Lithiumtitanat-Akkumulators), welche durch einen porösen Separator aus Polyethylen oder -propylen (oder einer Keramik) voneinander getrennt sind. Der im Separator eingequollene Elektrolyt besteht aus Lithiumsalzen (zum Beispiel LiPF_6), die in organischen Carbonaten gelöst sind. Während des Ladens wandern Lithium-Ionen von der positiven zur negativen Elektrode und lagern sich dort in den Graphitschichten (als Li_xC_6) ein. Während des Entladens bewegen sich die Lithium-Ionen zur positiven Elektrode (zum Beispiel als $\text{Li}_{1-x}\text{FePO}_4$), wobei sie in das Kristallgitter eingelagert werden.

Lithium-Ionen-Batterien können auf möglichst hohe Leistung im Verhältnis zur Speicherkapazität oder auf möglichst hohe Energiespeicherkapazität im Verhältnis zur Leistung ausgelegt werden. Auf hohe Leistung ausgelegte Batteriesysteme können besonders schnell geladen und entladen werden, wie es bei Hybrid-Fahrzeugen erforderlich ist (Degen, Mitterfellner, & Kampker, 2024). Daher gibt es auch im Bereich stationärer Stromspeicher unterschiedliche Konfigurationen, wie zum Beispiel 250 MW und 250 MWh beim Netzbooster in Kupferzell (1h-Speicher) oder 103 MW und 238 MWh beim Batteriekraftwerk in Bollingstedt (~2,5h-Speicher), siehe Projektbeschreibungen im nachfolgenden Kapitel.

Kritikalitätsbewertung

Tab. 36: Kritikalitätsbewertung - Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Parameter	Charakteristik
Spezifische Flächenbedarfe	Der Flächenbedarf hängt von der Konfiguration der Anlage ab (Module gestapelt oder nebeneinander), z.B. Netzbooster Kupferzell mit 250 MWh Speicherkapazität und 250 MW Leistung oder Batteriekraftwerk bei einer Gesamtfläche von 32.500 m² (inkl. aller Randflächen, ausgemessen nach Kartenlage), bei 17.000 m² Überbauung inklusive Abstände und Wege innerhalb des Grundstücks (nach Angabe von (Transnet BW, 2023); Bollingstedt mit 238 MWh Speicherkapazität und 103,5 MW Leistung auf Basis von LiFePO₄-Batterien (Module nebeneinander) bei einer Fläche von 15.000 m²: führt zu 63-67 m²/MWh bzw. 145 m²/MW inklusive Abstände und Wege innerhalb des Grundstücks (Transnet BW, 2023), (Foster, 2024) Darin enthalten sind die Batteriemodule, AC/DC- und DC/AC-Konverter, Transformatoren und Betriebsgebäude sowie Abstände zwischen den Bauteilen; Weitere Auswertungen von Anlagen aus dem (NEP, 2023) führen zu ähnlichen spez. Flächenbedarfen; insgesamt wird von einem spez. Bedarf von 145 m²/MW_{el} ausgegangen.
Versiegelungsgrad	40-100 %, je nachdem inwieweit begeh- und befahrbare Wege versiegelt sind (Transnet BW, 2023)
Licht-, Lärm- und Wärmeemissionen	Keine
Toxizität	In der Kritik stehen insbesondere die Umweltauswirkungen des Lithium-Abbaus, vor Allem die Auswirkungen auf wasserarme Ökosysteme sowie die Kontamination des Trinkwassers. Zudem bestehen Risiken des Schadstoffaustritts bei Bränden. Li-Ionen Akkus gelten als anfällig für einen thermisches Durchgehen („Thermal Runaway“), das zu Bränden führt, wenn brennbares Material in der Nähe ist. Ursache kann ein Herstellungsfehler oder ein ungeeignetes Ladegerät sein. Potenzielle Schadstoffe sind z.B. Lithiumcobaltdioxid (nicht bei LiFePO₄), Lithiumnickeloxid (nicht bei LiFePO₄) und Fluorverbindungen, welche teilweise gesundheits- und wassergefährdend sind (Informationsportal zur Abfallbewertung, 2020)
Gesellschaftliche Akzeptanz	Hoch
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Nach den Plänen der Bundesregierung soll Deutschland in den kommenden Jahren zum führenden Batteriezellproduzenten Europas werden. Hierzu sind mehrere Gigafactories in Planung. Zudem baut die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) ein modernes Kernspinresonanzspektrometer auf, welche die Untersuchung gängiger Li-Ionen-Batterien sowie neuer Batteriekomponenten ermöglicht (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, 2022).
Rechtliche Voraussetzungen	Nach Auffassung der Rechtskanzlei Gleiss Lutz befinden sich Stromspeicher im regulatorischen Aufwind in Deutschland (Gleiss Lutz, 2024). Das BMWK listet in seiner 2023 veröffentlichten Stromspeicher-Strategie einige Fortschritte, etwa das überragende öffentliche Interesse für Stromspeicher oder die Befreiung von der Stromsteuer. Zudem möchte das Ministerium laut Strategie

Parameter	Charakteristik
	überprüfen, ob zusätzliche Anreize für die Errichtung erzeugungsnaher Batteriespeicher nötig sind – dies würde insbesondere Lithium-Ionen Speicher betreffen (BMWK, 2023d).
Materialverfügbarkeit	In der Vergangenheit ist es aufgrund des starken Markthochlaufs bei Li-Ionen-Zellen bereits zu Lieferengpässen gekommen. Mittelfristig ist durch den Aufbau von Produktionsinfrastruktur jedoch mit guter Verfügbarkeit zu rechnen (Consentec GmbH, 2022). Steigende Rohstoffpreise (Lithium, bei einigen Li-Ionen-Zellchemien) stellen jedoch eine Herausforderung dar. Global belaufen sich die Lithium-Ressourcen auf ca. 28 Mio. Tonnen (Stand: 2023)
Sicherheit	Brandgefahr bei unsachgemäßer Verwendung. Als häufigste Brandursachen gelten fehlerhafte Installationen, Schäden an Kabelanlagen **im Gleichstrombereich oder defekte elektrische Komponenten in den Speichersystemen (Gebäude Energieberater, 2023) Es besteht hohe Brandgefahr bei Kurzschluss und Beschädigung. Diese Reaktion kann bereits durch Wasser (Regen, hohe Luftfeuchtigkeit) hervorgerufen werden, wenn es mit beschädigten Lithium-Ionen-Batterien in Kontakt kommt. Dadurch kann es bei der Erfassung, dem Transport und der Behandlung (bspw. mechanische Zerkleinerung von elektrischen und elektronischen Bauteilen, die noch Lithium-Ionen-Akkumulatoren enthalten) zu Bränden kommen. (Informationsportal zur Abfallbewertung, 2020)

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 37: Vor- und Nachteile Lithium-Ionen-Batteriespeicher

Vorteile	Nachteile
- Die Kosten von Li-Ionen Speichern sind in den letzten Jahren stark gesunken, somit erscheint ein exponentielles Wachstum der Speicherkapazität realistisch. - Li-Ionen Batterien verfügen über eine hohe Effizienz, sowie eine hohe Leistungsfähigkeit und Energiedichte. - Li-Ionen Batterien gelten als langlebig und verfügen über eine hohe Zyklenlebensdauer, im Vergleich zu anderen Batterien wie etwa Blei-Akkumulatoren. - Es gibt keine speziellen geografischen Anforderungen und der Flächenbedarf ist überschaubar. Somit eignen sich Li-Ionen Batterien sowohl im ländlichen wie auch im urbanen Raum.	- Li-Ionen-Batterien werden primär in Elektrofahrzeugen eingesetzt. Der Markt für stationäre Energiespeicher ist im Vergleich dazu gering, jedoch stark wachsend. - Li-Ionen-Batterien sind nicht für die saisonale Speicherung über Wochen oder Monate geeignet. - In absehbarer Zukunft ist eine Ressourcenproblematik bei einigen Batteriekomponenten absehbar. Zudem stellen steigende Rohstoffpreise (Lithium, Kobalt) eine Herausforderung dar. - Bisher sind die Bergbauunternehmen, die Lithium-Vorkommen abbauen, auf wenige Länder begrenzt. Akteure aus China kontrollieren 33% der Weltproduktion von Lithium (Mazarei, 2022). Zudem stellt der Lithiumabbau in Ländern mit niedrigen Umweltstandards ein Problem der sozialen Akzeptanz dar.

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Es wird erwartet, dass Lithium-Ionen-Batterien auch in Zukunft die dominante Batterietechnologie bleiben werden. So rechnen Marktprognosen mit einer globalen Nachfrage von 2-4 TWh LIBs pro Jahr, in manchen Szenarien sogar bis zu 6 TWh. Langfristig erscheint sogar eine jährliche Nachfrage von über 10 TWh realistisch, jedoch wird der Großteil der LIBs auch künftig in E-Autos Anwendung finden. Im Bereich der Stromspeicher wird mit einer jährlichen Nachfrage von ca. 100-300 GWh im Jahr 2030 gerechnet. Mittel- bis langfristig ist zudem mit einer Diversifizierung des Batteriemarktes zu rechnen: Insbesondere bei stationären Speicheranwendungen wird erwartet, dass LIBs zunehmend durch alternative Batterietechnologien ergänzt werden (Fraunhofer ISI, 2023)

Sonstiges

Lithium-Eisen-Phosphat (LiFePO_4)-Akkus setzen sich auf dem Markt für stationäre Stromspeicher gegen andere Batterien immer mehr durch, da sie im Vergleich zu Lithium-Nickel-Cobalt (NCA) und Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt (NMC) als deutlich sicherer gelten. Zudem gelten sie als günstiger und enthalten kein Cobalt, was aus Umwelt- und Ressourcensicht relevant ist.

Beispielprojekte

Tab. 38: Projekt BigBattery Lausitz

Projekttitel	BigBattery Lausitz
Inbetriebnahme	Dauerbetrieb seit Jahreswechsel 2020/21
Flächenbedarf	110 x 62 m, 6820 m ²
Anzahl Batteriemodule	8.840 (in 13 Containern)
Nutzbare Gesamtkapazität	53 MWh
Quelle	(LEAG, 2021)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 39: Projekt Netzbooster Kupferzell, Baden-Württemberg

Projekttitel	Netzbooster Kupferzell, Baden-Württemberg Blick auf Gesamtanlage (Bild: Harrer Ingenieure GmbH) Siehe Abb. 25
Inbetriebnahme	Probetrieb 2025, Anlagenbetrieb erstes Quartal 2026
Flächenbedarf	~17.000 m ² (überbaute Fläche) zzgl. ca. 15.000 bis 16.000 m ² für Wege und Abstands- und Randflächen.
Anzahl Batteriemodule	30 Subnest mit je 16 Batteriemodulen, 4 Modulen mit Leistungselektronik (Umrichter) und 2 Transformatoren. Siehe Abb. 26
Zellchemie	LiFePO_4
Nutzbare Gesamtkapazität	250 MW, 250 MWh
Quelle	(Transnet BW, 2023)

Zusammenstellung: LBST



Abb. 25: Netzbooster Kupferzell, Baden-Württemberg – Blick auf Gesamtanlage (Bild: Harrer Ingenieure GmbH)



Abb. 26: Subnest (Bild: Harrer Ingenieure GmbH)

Natrium-Ionen-Batteriespeicher

Techno-ökonomische Daten

Tab. 40: Elektromechanischer Speicher – Techno-ökonomische Daten

Speichertyp	Elektrochemischer Speicher
Speicherdauer	Ähnlich wie LiFePO ₄ (bis einige Stunden)
Speicherkapazität pro Anlage	Ähnlich wie LiFePO ₄ (z.B. Netzbooster Kupferzell: 250 MWh)
Systemwirkungsgrad (inkl. Verluste bei AC-Systemen)	Na-Ionen-Batterie mit wässrigem Elektrolyten: 79% (Photovoltaikforum, 2023) Na-Ionen-Batterie mit nicht-wässrigem Elektrolyten: 80-92% (CATL, 2021; Surveillance Ghana, 2024)
Batteriewirkungsgrad (DC/DC), nicht-wässriger Elektrolyt	Elektrolytbeladung mit „Hard Carbon“: <78% (Fraunhofer FFB, 2023) bis 90% (CATL, 2021) Elektrolytbeladung mit Graphit: >92% (Fraunhofer FFB, 2023)
Volumetrische Energiedichte	Na-Ionen-Batterie mit wässrigem Elektrolyten: 6.76 Wh/l (CORDIS, 2021) Na-Ionen-Batterie mit nicht-wässrigem Elektrolyten: 150-210 Wh/l (Fraunhofer FFB, 2023)
Netzebene	Flexible Netzeinbindung möglich, Netzebenen je nach Leistung
Skalierbarkeit	Gut Angekündigte Kapazitätserhöhungen deuten auf eine globale Kapazität von 75-100 GWh bis 2030 hin, bei einer jährlichen Wachstumsrate von ca. 40% (IDTechEx, 2023). Allerdings erschwert das Fehlen von Standardmaterialien die Skalierung, da Unternehmen aktuell meist als Zellhersteller und Materialproduzent auftreten. Dies erhöht den individuellen Skalierungsaufwand und verhindert die Übertragung der Materialversorgung auf externe Hersteller (Fraunhofer FFB, 2023).
Synergien/ Technologiekombinationen	Na-Ionen-Batterien können auf den gleichen Produktionsanlagen produziert werden wie Li-Ionen-Batterien
Technologiereifegrad (TRL)	8
Zykluslebensdauer (bis zu 80% Restkapazität)	5.000-6.000 Ladezyklen (Solaridee, 2024; Fraunhofer FFB, 2023)
Standort	Überall, wo sich ein Anschluss zum Stromnetz befindet (bevorzugt an Netzknoten oder am Standort von PV- und Windenergieanlagen).
Installierte Speicherkapazität global	ca. 4 GWh
Investitionsbedarf*	Zelle (nicht-wässriger Elektrolyt): 87 \$/kWh (IDTechEx, 2023) System mit wässrigem Elektrolyten: ca. 1.200 €/kWh Speicherkapazität) (Solaridee, 2024)* System mit nichtwässrigem Elektrolyten: niedrigerer Investitionsbedarf als bei Li-Ionen-Batterien erwartet (Rho Motion, 2023)
Relevante Förderprogramme und Umfang	KfW-Kredit Nr. 270: Kreditvolumen von max. 150 Mio. Euro pro Vorhaben (KfW, 2024)

Speichertyp	Elektrochemischer Speicher
	Lokale Förderprogramme, wie etwa der Zuschuss des Landes Berlin für Stromspeicher von 300 €/kWh Speicherkapazität) über das Förderprogramm SolarPLUS (IBB, 2024)

*Das System mit wässrigem Elektrolyten (auch Salzwasserbatterie genannt) weist eine niedrigere Energiespeicherdichte auf als Systeme mit nichtwässrigem Elektrolyten. Systeme mit nichtwässrigem Elektrolyten weisen ähnliche Eigenschaften auf wie LiFePO₄-Batterien aufweisen.

Prinzipielle Funktionsweise

Natrium-Ionen Akkus bestehen aus einer positiven (Kathode) sowie einer negativen Elektrode (Anode), einem Elektrolyten und einem Separator. Sie basieren auf dem Prinzip der reversiblen Elektrochemie, wobei die Natrium-Ionen während des Ladevorgangs von der Kathode zur Anode wandern und den umgekehrten Weg beim Entladevorgang nehmen (Energie-Experten, 2024).

Natrium-Ionen-Akkus unterscheiden sich in der Zellchemie und auch im Elektrolyten. Es gibt Natrium-Ionen-Akkus mit wässrigem Elektrolyten („Salzwasserbatterie“) und Natrium-Ionen-Akkus mit nicht-wässrigem Elektrolyten, die ähnlich aufgebaut sind wie Lithium-Ionen-Akkus. Darüber hinaus gibt es Unterschied beim Anoden- und Kathodenmaterial.

Kritikalitätsbewertung

Tab. 41: Kritikalitätsbewertung – Natrium-Ionen-Batteriespeicher

Parameter	Charakteristik
Spezifischer Flächenbedarf	Ähnlich wie LiFePO ₄ (z.B. Netzbooster Kupferzell: 67 m ² /MWh bzw. 67 m ² /MW, inklusive Abstände und Wege innerhalb des Grundstücks)
Versiegelungsgrad	Ähnlich wie LiFePO ₄ : 40-100% je nachdem inwieweit begeh- und befahrbare Wege versiegelt sind
Licht-, Lärm- und Wärmeemissionen	Keine
Toxizität	Das Element Natrium ist nicht als akut toxisch einzustufen, kann jedoch bei Hautkontakt schwere Verätzungen hervorrufen. Zudem können bei Berührung mit Wasser spontan entzündbare Gase entstehen. ³⁴ In Na-Ionen-Batterien kommt Natrium nur in Verbindungen vor, z.B. als NaFeCN oder Na ₂ Fe[Fe(CN) ₆] [auch „Prussian White“ genannt] (CATL, China und Altris, Schweden), NaFeMnCu (HiNa, China), Na ₃ V ₂ (PO ₄) ₂ F ₃ (Tiamat, Frankreich) oder NaNiMnMgTiO (Faradion, UK/Indien und AMTE, USA) (Kite Rise, 2023).
Gesellschaftliche Akzeptanz	Hoch
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Stromnetzanschluss

³⁴ Die in diesem sowie in den nachfolgenden Steckbriefen dargestellten GHS-Gefahrensymbole sind öffentlich zugänglich und unter der Creative-Commons-Lizenz CC0 (Public Domain) verfügbar. Heruntergeladen unter: <https://freesvg.org/flammable-substances-warning>

Parameter	Charakteristik
Materialverfügbarkeit	Sehr gut. Natrium ist etwa 1000 mal häufiger in der Natur vorfindbar, verglichen mit Lithium (Ruiz, Lyons, Garcia, & Wu, 2023). Im Gegensatz zu Lithium stellt Natrium keine kritische Ressource dar (Fraunhofer FFB, 2023). Je nach verwendeter Zellchemie werden als Grundmaterialien für die Kathoden- und Anodenherstellung auch Rohstoffe wie Vanadium, Mangan oder Nickel verwendet, welche teils eine kritischere Versorgungssituation aufweisen (Fraunhofer FFB, 2023).
Sicherheit	Die Sicherheit von Na-Ion Batterien gilt als hoch. Im Gegensatz zu Li-Ionen Batterien kann eine Überhitzung aufgrund eines Kurzschlusses nicht vorkommen, es besteht daher weder Brand- noch Explosionsgefahr (MVV, 2024).

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 42: Vor- und Nachteile Natrium-Ionen-Batteriespeicher

Vorteile	Nachteile
• Der Hauptvorteil gegenüber der weit verbreiteten Li-Ion Technologie liegt in den verwendeten Materialien. So wird Lithium durch Natrium ersetzt und Kupfer durch Aluminium, was Kosten senkt und Rohstoffabhängigkeiten reduziert. • Na-Ion Batterien mit wässrigem Elektrolyten (Salzwasserbatterie) gelten als unempfindlich gegenüber Tiefenentladung. Sie können problemlos komplett entladen werden, ohne dass ihre Kapazität darunter leidet. Somit entfallen Inspektionen und auch ein Batteriemanagement-System ist nicht nötig (MVV, 2024). Aber auch Na-Ionen-Batterien mit nicht-wässrigem Elektrolyten gelten als sicherer als Li-Ionen-Batterien (BR24, 2024). • Na-Ionen Batterien gelten sowohl in der Produktion, aber auch im Recycling als nachhaltiger verglichen mit Blei- oder Lithium-Akkus.	• Na-Ion Batterien mit nicht-wässrigem Elektrolyten verfügen meist über eine geringere gravimetrische Energiedichte (ca. 120-140 Wh/kg) als LFP-Akkus oder Nickel-Mangan-Kobalt-Zellen. Somit haben sie ein höheres Gewicht bei gleichem Energiegehalt. (Zota, F., 2024). Andererseits erreicht Northvolt bereits heute eine Energiespeicherdichte von 160 Wh/kg (Northvolt, 2024). • Na-Ionen-Batterien mit wässrigen Elektrolyten verfügen über eine erheblich niedrigere Energiedichte als Li-Ionen-Batterien (und auch als Na-Ionen-Batterien mit nicht-wässrigem Elektrolyten) • Die niedrigere volumetrische Energiedichte und der damit einhergehende höhere spezifische Flächenbedarf von Na-Ionen-Batterien gilt als ein Nachteil gegenüber Lithium-Batterien (insbesondere im Vergleich mit NMC). So schreibt Hersteller BMZ, die Lithium-Ionen-Technologie bleibe wegweisend für Anwendungen, „bei denen der Platzbedarf ein kritischer Faktor ist“ (BR24, 2024).

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Der Technologie wird in aktuellen Marktprognosen ein enormes Wachstum vorausgesagt. So prognostiziert das britische Marktforschungsunternehmen IDTechEx eine globale Gesamtkapazität von über 120 GWh im Jahr 2034, ausgehend von 4 GW im Jahr 2024. Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von ca. 40 % (IDTechEx, 2023). Ob diese Entwicklung tatsächlich eintritt, dürfte u.a. von der Weiterentwicklung der Anode aus amorphem Kohlenstoff abhängen.

Für das Jahr 2030 prognostizieren verschiedene Studien sehr unterschiedliche Nachfragen nach Na-Ionen-Batterien: So reicht die Spannweite von 35 GWh bis hin zu 580 GWh (Fraunhofer FFB, 2023).

Ein kürzlich vorgestellter hybrider Natrium-Ionen-Speicher verfügt mit 247 Wh/kg über eine deutlich höhere gravimetrische Energiespeicherdichte als herkömmliche Na-Ionen-Speicher (Industr., 2024). Wenn sich solche Entwicklungen fortsetzen, bestehen gute Chancen einer schnelleren Kommerzialisierung und Hochskalierung der Speichertechnologie.

Beispielprojekte

Tab. 43: Unternehmen China Southwestern Power Grid

Unternehmen	China Southwestern Power Grid
Typ	Na-Ionen-Batterie mit nichtwässrigen Elektrolyten, Anode: Carbon (ähnlich Li-Ionen-Batterien)
Inbetriebnahme	Mai 2024
Flächenbedarf	4 Stück 20-ft-Container (~60 m ²) + 4 Einheiten Leistungselektronik (~16 m ²), Transformator (~6 m ²) und Abstände zwischen den Komponenten
Anzahl Batteriezellen	22.000 (210 Ah-Zellen)
Nutzbare Gesamtkapazität	10 MWh (geplant: bis zu 100 MWh)
Dauer des Aufladens	12 min (für 90 %)
Investitionsbedarf	k.A.
Quelle	(CnEVPost, 2024)

Zusammenstellung: LBST

A.1.2 Redox-Flow-Batterien (Vanadium, Eisen, Lignin)

Techno-ökonomische Daten

Tab. 44: Redox-Flow-Batterien – Techno-ökonomische Daten

Parameter	Charakteristik
Speichertyp	Elektrochemischer Speicher
Speicherdauer	Mehrere Stunden (ca. 6-12 h)
Speicherkapazität pro Anlage	100 kWh – 400 MWh
Systemwirkungsgrad (inkl. Verluste bei AC-Systemen)	63-68 % (Annahme Wirkungsgrad Umrichter: AC=>DC: 95 %; DC=>AC: 95 %)
Batteriewirkungsgrad (DC-DC)	70-75 % (Voltstorage, 2023; Maisch, 2022)
Volumetrische Energiedichte	7,5 kWh/m ³ (2 übereinander gestapelte 40 ft-Container für 1.160 kWh)
Netzebene	Je nach Leistung Niederspannung, Mittelspannung oder Hochspannung
Skalierbarkeit	Sehr gut (linear skalierbar in jeder beliebigen Größe über Anzahl der Module)
Synergien/ Technologiekombinationen	Projekt „BigBattery“: Kombination mit Stromspeichern auf Basis von Li-Ionen-Batterien
Technologiereifegrad (TRL)	Vanadium-Redox-Flow: 9 Eisenbasierter-basierter Elektrolyt: 9 Andere Chemikalien: 5-9 (DNV, 2024)
Zykluslebensdauer (bis zu 80% Restkapazität)	Bis zu 25 Jahre, >20000 Zyklen (LEAG, 2024a)
Installierte Speicherkapazität global	1100 MWh (Sankaralingam, Seshadri, Sunarso, Bhatt, & Kapoor, 2021)
Weltweite Investitionsbedarf in USD/kWh	100-400 €/(kWh Speicherkapazität)

Zusammenstellung: LBST

Prinzipielle Funktionsweise

Eine Redox-Flow Batterie besteht im Wesentlichen aus drei Komponenten. Die erste Komponente ist die Zelle, welche aus zwei Elektroden (positiv und negativ) besteht, die durch eine ionenselektive Membran getrennt sind. Die anderen beiden Komponenten sind die Tanks zur Speicherung der jeweiligen positiven und negativen Elektrolytflüssigkeit, oftmals auch als Anolyte und Katholyte bezeichnet. Je nach genutzten Materialien gibt es neben Redox-Flow-Batterien, welche auf Vanadium- als auch Ausführungen, die beispielsweise auf Eisen oder Lignin basieren. Die beiden unterschiedlichen Elektrolytflüssigkeiten werden jeweils über eine Pumpe in getrennten Kreisläufen an eine Elektrode geführt, wo eine der Elektrolytflüssigkeiten reagiert und Ionen freisetzt. Beim Ladevorgang werden Elektronen von der externen Stromquelle zugeführt, wobei der Elektrolyt an der Anode reduziert, und an der Kathode oxidiert.

diert wird. Beim Entladen läuft der Vorgang umgekehrt ab, sodass die gespeicherte chemische Energie in elektrische Energie umgewandelt wird.

Kritikalitätsbewertung

Tab. 45: Redox-Flow-Batterien - Kritikalitätsbewertung

Parameter	Charakteristik
Spezifische Flächenbedarfe	Der Flächenbedarf hängt von der ^{Konfiguration} der Anlage ab. Folgende Aufbau-konfiguration wurde in Projekten gewählt: Module bestehend aus je 2 übereinander gestapelten 40 ft-Containern. Im unteren Container Elektrolyt-Tanks, im oberen Batterie-Zellen. Module stehen nebeneinander mit Abständen und Zugangswegen: • 121 m²/MWh • 968 m²/MW Berechnung auf Basis von (ESS Tech, 2024) und (Transnet BW, 2023)
Versiegelungsgrad	40-100 % je nachdem inwieweit begeh- und befahrbare Wege versiegelt sind (Transnet BW, 2023).
Licht-, Lärm- und Wärme-emissionen	Keine
Toxizität	Vanadiumsulfat bzw. Vanadylsulfat: Potenziell umweltgefährlich, ätzend und gesundheitsschädlich (gilt in manchen Aggregatzuständen als giftig) Eisenchlorid: Potenziell ätzend und reizend Lignin: wird nicht als Gefahrstoff eingestuft
Gesellschaftliche Akzeptanz	Hoch
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Anschluss an ein Stromnetz
Materialverfügbarkeit	• Vanadium gilt als begrenzt, zudem stammen 78% der globalen Vanadium-Versorgung aus China und Russland (Dede, 2023). • Eisen weist eine hohe Verfügbarkeit auf. • Lignin kann u.a. aus den Reststoffen der Zellstoffproduktion gewonnen werden. Die Verfügbarkeit für die Anwendung in Batteriesystemen ist daher hoch
Sicherheit	Hoch, nicht brennbar sowie explosionssicher

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 46: Redox-Flow-Batterien – Vor- und Nachteile

Vorteile	Nachteile
- Leistung und Kapazität von Redox-Flow-Batterien sind unabhängig voneinander skalierbar, da die Leistung durch die Anzahl der Zellen im Stack bestimmt wird, während die Kapazität der Batterie durch die Größe der Elektrolyttanks erhöht werden kann. - Eine hohe Lebensdauer von 20 Jahren und mehr ist wahrscheinlich. - Im Fall von Elektrolyten auf Eisen- und Lignin-Basis besteht eine hohe Verfügbarkeit der Materialien. - Lignin wird nicht als Gefahrstoff eingestuft. - Redox-Flow-Batterien können geringere levelized cost of storage (LCOS) als Li-Ion Batterien erreichen, insbesondere aufgrund ihrer hohen Zyklenlebensdauer. So können Redox-Flow-Batterien über ihre gesamte Lebensdauer eine höhere Energiemenge speichern als Lithium-Ionen-Batterien (ca. Faktor 4-5) (Nichols, 2023).	- Die volumetrische Energiedichte von Redox-Flow-Batterien ist geringer als bei Lithium-Batterien. Aufgrund des höheren Platzbedarfs sind Redox-Flow-Batterien nur als stationäre Speicher sinnvoll, nicht aber in mobilen Anwendungen. - Der Einsatz von Vanadium – der aktuell etabliertesten Form von Redox-Flow-Systemen – gilt als umstritten. Zwar gilt es gegenüber Lithium als ökologisch vorteilhaft, dennoch gilt es in manchen Aggregatzuständen als giftig. Zudem unterliegt es als Schwermetall hohen Preisschwankungen und gilt als kritischer Rohstoff, welcher mehrheitlich in China und Russland vorkommt. - Während die LCOS von Redox-Flow-Batterien zwar geringer sind, sind die CAPEX/kWh bei Vanadium, der aktuell (noch) meist verwendeten Chemikalie für Redox-Flow-Batterien, höher als bei Li-Ion Batterien. Dies liegt insbesondere an den hohen Kosten von Vanadium, was ca. 30-50 % der Kosten pro Einheit ausmacht (Nichols, 2023).

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Vanadium-Redox-Systeme gelten als die bisher am weitesten entwickelten Systeme und sind am Markt vor allem für die stationäre Energiespeicherung verfügbar. Laut einem Marktreport aus dem Jahr 2020 werden sie bis 2026 ca. 80 % des Marktes ausmachen (Jendrischek, 2020). Da Vanadium jedoch ähnlich wie Lithium importiert werden muss, die globale Nachfrage rasant wächst und das Element toxisch sein kann, gibt es auch Bemühungen, Redox-Flow-Batterien zu produzieren, die auf nachhaltigeren Rohstoffen basieren. Zu nennen sind hier insbesondere die Iron-Flow-Batterie, wobei die Elektrolyte aus Eisen, Salz und Wasser bestehen, sowie ein Batterie-Elektrolyt auf Basis von Lignin aus Holz. Beide Technologien wurden in den vergangenen Jahren in ersten Projekten auf den Markt gebracht und könnten zukünftig vielversprechende Alternativen darstellen.

Beispielprojekte

Tab. 47: Großprojekt „RedoxWind“

Projekttitel	Großprojekt „RedoxWind“
Basischemikalie	Vanadium
Inbetriebnahme	September 2017
Leistung	2 MW

Projekttitel	Großprojekt „RedoxWind“
Kapazität	20 MWh
Fassungsvermögen der Tanks	Ca. 300.000 L
Anzahl Tanks	12 (Fassungsvermögen: je 45.000 L)
Kopplung	Kopplung der Großbatterie an den Gleichstromzwischenkreis einer Windkraftanlage
Quellen	(Fraunhofer ICT, 2024) (Jendrischek, 2020) (Galileo (ProSieben), 2017)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 48: Projekt BigBattery

Projekttitel	BigBattery
Standort	Boxberg (Oberlausitz), Sachsen
Betreiber	LEAG
Basischemikalie	Eisenbasierter Elektrolyt
Hersteller	EES Tech Inc., USA
Inbetriebnahme	2027
Leistung	50 MW
Kapazität	500 MWh
Kopplung	Kopplung mit Stromnetz
Quellen	(LEAG, 2024a)

Zusammenstellung: LBST

A.1.3 Klassische Pumpspeicherkraftwerke

Techno-ökonomische Daten

Tab. 49: Klassische Pumpspeicherkraftwerke – Techno-ökonomische Daten

Parameter	Charakteristik
Speichertyp	Mechanischer Speicher
Speicherdauer	Bereitstellung von Regelleistung, Stunden bis Tage
Speicherleistung pro Anlage	10 MW – 3 GW
Speicherkapazität pro Anlage	Bis zu mehreren 100 GWh
Wirkungsgrad	75-85 % (Verivox, 2024)
Volumetrische Speicherdichte	Abhängig von der Fallhöhe des Wassers: • Bei 100 Meter Fallhöhe: ca. 0,27 kWh/m³ • Bei 2000 Meter Fallhöhe: ca. 5,4 kWh/m³ (Oberholzer, 2021) Im Schnitt 0,7 kWh/m ³
Netzebene	Hochspannungsebene (110 kV, 220 kV, 380 kV)
Skalierbarkeit	Begrenzte Anzahl an geeigneten Flächen in Deutschland
Technologiereifegrad (TRL)	9
Lebensdauer	30 – 60 Jahre (Turbinen und Pumpen); 80 – 100 Jahre (Speicherbecken und Talsperren)
Physikalisches Prinzip	Potenzielle Energie (Wassergefälle)
Standort	Ländlich, in bergigem Gelände
Installierte Speicherleistung global	175 GW EU: 56 GW (International Hydropower Association, 2023) Pumpspeicherkraftwerke gelten somit als die ausgereifteste Speichertechnologie weltweit und machen ca. 96 % der global installierten Speicherleistung aus (Stand: 2020).
Speicherkapazität global	Ca. 9.000 GWh (International Hydropower Association, 2024)
Anzahl Anlagen in Deutschland	30 (Stand 2016)
Installierte Speicherleistung in Deutschland	Stand 2019: 7,8 GW (Deutscher Bundestag, 2021)
Gesamtkapazität aller ans deutsche Netz angeschlossenen Pumpspeicherkraftwerke	Stand 2019: Ca. 40 GWh (Deutscher Bundestag, 2021)
CAPEX	40-150 €/kWh Speicherkapazität

Zusammenstellung: LBST

Prinzipielle Funktionsweise

Pumpspeicherkraftwerke nutzen den geografischen Höhenunterschied zwischen einem tiefer gelegenen (Unterbecken) und einem höheren Becken (Oberbecken) aus, um die potenzielle Energie des Wassers zu speichern. In Phasen von Stromüberschuss wird Wasser in das höher

gelegene Reservoir (Oberbecken) gepumpt und dort gespeichert. Bei Bedarf kann das Wasser zurück in das Unterbecken strömen und so über eine Turbine elektrische Energie produzieren.

Kritikalitätsbewertung

Tab. 50: Klassische Pumpspeicherkraftwerke - Kritikalitätsbewertung

Parameter	Charakteristik
Spezifische Flächenbedarfe (m ² /MWh)	Der Flächenbedarf von Pumpspeicherkraftwerken hängt vom zur Verfügung stehenden Höhenunterschied zwischen Oberbecken und Unterbecken sowie der Tiefe von Oberbecken und Unterbecken ab. Beispiel Pumpspeicher Goldisthal: 65 m ² /MWh bzw. 520 m ² /MW
Versiegelungsgrad	100 % (Entweder natürlicher wasserdichter Boden z.B. Fels, oder künstliche Versiegelung mit bspw. Beton). Vollständige Versiegelung wird benötigt.
Licht-, Lärm- und Wärmeemissionen	Keine
Toxizität	Keine
Gesellschaftliche Akzeptanz	Naturschutzverbände sehen den Neubau von Pumpspeicherkraftwerken kritisch.
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Stromanschluss (Hochspannungsebene). Darüber hinaus muss ein ausreichendes Gefälle vorhanden sein
Materialverfügbarkeit	Hoch (hauptsächlich Beton und Stahl)
Sicherheit	Überschwemmungsgefahr für unter dem Oberbecken gelegene Ortschaften bei Dambruch

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 51: Klassische Pumpspeicherkraftwerke – Vorteile - Nachteile

Vorteile	Nachteile
- Ein wichtiger Vorteil ist die Schwarzstartfähigkeit, d.h. die Fähigkeit ein Kraftwerk ohne größeren Energieaufwand hochzufahren. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist dies zudem sehr schnell möglich: So benötigt das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (s.u.) vom Stillstand auf volle Leistung nur ca. 100 Sekunden. - Pumpspeicherkraftwerke können sehr große Mengen Energie speichern und sind eine technisch lang etablierte Technologie.	- Der größte Nachteil von Pumpspeicherkraftwerken ist der hohe Flächenverbrauch, verbunden mit Eingriffen in die Natur. So müssen zumeist künstliche Seen geschaffen werden. Zudem wird in das natürliche Ökosystem von Flüssen bzw. Seen eingegriffen, was negative Auswirkungen auf die Gewässer und deren Tierwelt haben kann. - Die Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks ist in der Regel sehr teuer. Aufgrund fehlender Förderung und schlechten Rahmenbedingungen ist der Bau neuer Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland aktuell kaum rentabel. - Pumpspeicherkraftwerke sind auf den geographischen Höhenunterschied zwischen Ober- und

Vorteile	Nachteile
	Unterbecken angewiesen, daher beschränkt sich ihr Potenzial auf hügeliges bzw. bergiges Gelände. • Da die Kraftwerke meist abgelegen sind, muss der Strom in der Regel über größere Strecken transportiert werden, was zu Energieverlusten und einer Reduktion des Wirkungsgrades führt.

Zusammenstellung: LBST

Sonstiges

Derzeit werden auch alternative Formen der Pumpspeichertechnologie diskutiert, um die Landschaftsauswirkungen zu reduzieren und andere Gegebenheiten zu nutzen. Zu nennen sind hier Untertage-Pumpspeicher in stillgelegten Bergwerken, Halden-Pumpspeicher auf künstlichen Halden sowie Kugelpumpspeicher. Keine der genannten Technologien befindet sich jedoch in kommerzieller Anwendung (Hoferichter, 2020; Westfälischer Anzeiger, 2011; Energieleben.at, 2020)

Zukünftig erwartete Entwicklung

Die Internationale Energieagentur (IEA) prognostiziert, dass die installierte Speicherleistung in Europa bis 2050 von aktuell 57 GW auf 91-188 GW wachsen wird. Dies entspräche einem jährlichen Zuwachs von 1,2 bis 3,6 GW. Angesichts der Tatsache, dass in Deutschland insbesondere aufgrund der schwierigen Wirtschaftlichkeit in den letzten 20 Jahren keine neuen Pumpspeicherkraftwerke ans Netz gegangen sind, scheinen die Ausbaupotenziale hierzulande fraglich. Vereinzelt fordern Politiker jedoch den Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken – so veröffentlichte etwa das Bayerische Wirtschaftsministerium im Jahr 2014 eine Studie, wonach der Freistaat ein Gesamtpotenzial von 16 Flächen mit einem Gesamtarbeitsvermögen von ca. 66 GWh hätte (Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2014).

Beispielprojekt

Tab. 52: Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal, Thüringen

Projekttitel	Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (Goldisthal, Thüringen)
Inbetriebnahme (Probebetrieb)	2004
Installierte Leistung	1060 MW
Flächenbedarf oberes Becken (künstlich angelegt)	0,55 km ²
Flächenbedarf unteres Becken (gestauter Fluss)	Ca. 0,78 km ²
Fassungsvolumen oberes Becken	13 Mio. m ³ Wasser
Maximaldauer Turbinenvolllastbetrieb	Ca. 9 Stunden
Fallhöhe	302 m

Projekttitel	Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal (Goldisthal, Thüringen)
Weitere Bestandteile der Gesamtanlage	• Maschinen-Kaverne am oberen Becken (3.562 m²) • Trafo-Kaverne am oberen Becken (1.830 m²) • Zwei Druckwasser-Stollen (jeweils ca. 800 m) • Vorsperre Gräftiegelsperre (Steinschüttdamm im Unterbecken) • Staudamm (67 m Höhe)
Quellen	(Vattenfall, 2024) (Wikipedia, 2024)

Zusammenstellung: LBST

A.1.4 Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)

Techno-ökonomische Daten

Tab. 53: Druckwasserstoff-Tiefenspeicher – Techno-ökonomische Daten

Speichertyp	Chemischer Speicher	
	Salzkaverne	Porenspeicher
Speicherdauer	Saisonale Grundlastabdeckung, sowie tageszeitliche Spitzenlastabdeckung; leistungsfähiger als Porenspeicher	Mehrheitlich saisonale Speichervorgänge; Grundlastabdeckung
Speicherkapazität pro Anlage	40 bis 100 Mio. Nm ³ H ₂ (120 bis 300 GWh H ₂) (Landesgesellschaft für Energie und Klimaschutz NRW, 2022)	Unklar
Systemwirkungsgrad (H ₂ ein- und ausspeichern)	ca. 98 % (ees Europe, 2022)	
Systemwirkungsgrad Zyklus Strom-zu-Strom	38 % (Wirkungsgrad Elektrolyse: 65%; Stromverbrauch H ₂ -Komprimierung: 0,02 kWh/kWh _{H2} ; Wirkungsgrad Rückverstromung mit Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk: 60 %)	
Volumetrische Energiedichte	~270 kWh _{H2} /m ^{3*} ~160 kWh _{el} /m ^{3**}	
Netzebene	Je nach elektrischer Leistung der Elektrolyse- und der Rückverstromungsanlage, z.B. Gas- und Dampfturbinenkraftwerk Irsching 4 mit 561 MW _{el} (Uniper, 2022): 220/380 kV	
Skalierbarkeit	Sehr gut Durch die Umrüstung bestehender Erdgaskavernenspeicher besteht ein großes Potenzial in Deutschland (ca. 33 TWh). Für die Umrüstung bestehender Erdgaskavernen wird von einer durchschnittlichen Dauer von ca. 5 Jahren ausgegangen. (Nationaler Wasserstoffrat, 2021)	Offen Aktuell wird Erdgas in Höhe von 94 TWh in deutschen Porenspeichern gespeichert (1/3 des Erdgasspeichervolumens). Ob diese Speicher jedoch für Wasserstoff geeignet sind, wird noch untersucht – hierfür ist weitere Forschung zur Löslichkeit von Wasserstoff-Gas-Gemischen im Wasser sowie zu geochemischen Wechselwirkungen im Reservoir-Gestein nötig (Nationaler Wasserstoffrat, 2021). Erste positive

Speichertyp	Chemischer Speicher	
		Ergebnisse brachten Tests in Bayern (siehe Beispielprojekte).
Synergien/ Technologiekombinationen	Kombination mit lokaler Wasserstoff-Produktion (z.B. durch Elektrolyse) möglich	
Technologiereifegrad (TRL)	9	3-4
Lebensdauer	20 a (Konvergenz der Kaverne, inkl. Einsacken der Oberfläche, führt zur Verkleinerung des ursprünglichen Kavernenvolumens von etwa 1%/a) (Landesgesellschaft für Energie und Klimaschutz NRW, 2022)	Unbegrenzt
Standort	Ländlich	Ländlich
Anzahl Anlagen in Deutschland	Mind. 4 Projekte, davon eines im Test-Betrieb	Ein Testbetrieb
Installierte Speicherkapazität in Deutschland	Wenn alle bestehenden Salzkavernen auf H ₂ umgerüstet würden: ~33 TWh _{H₂} (H _i) ~20 TWh _{el} (Nationaler Wasserstoffrat, 2021)	
Investitionsbedarf	60 €/ (m ³ Kavernenvolumen) + 10 Mio. € (H ₂ -Kompressoren) (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2024)	
H ₂ -Speicherkosten	Spannbreite zwischen 0,66 (1.000.000 m ³ geometrisches Volumen/Kaverne) und 1,75 €/kg _{H₂} bezogen auf das ausgespeicherten H ₂ (250.000 m ³ geometrisches Volumen/Kaverne (bei 2 Zyklen/a <0,45 €/kg sinken bei 3 Zyklen/a und 1.000.000 m ³ /Kaverne; <3,50 € bei 1 Zyklus/a und 250.000 m ³ geometrischem Volumen/Kaverne (gerade Salzkavernen sind flexibler und haben höhere jährliche Zyklenzahlen EWI 2024)	

* Rohrschuhentiefe: 1100 m; Druckgradient: 0,018 MPa/m; $p_{\max} = \text{Rohrschuhentiefe} \cdot \text{Druckgradient} = 19,8 \text{ MPa}$; $p_{\min} = p_{\max}/3 = 6,6 \text{ MPa}$; Temperaturgradient: 0,03 K/m; Temperaturunterschied innerhalb der Kaverne: 10 K

** Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, elektrischer Wirkungsgrad: 60 %

Prinzipielle Funktionsweise

Ein Energiespeichersystem auf Basis von Wasserstoff eignet sich zur Überbrückung von Tagen bis mehrere Wochen niedrigem Solar- und Windstromaufkommens. Es handelt sich um einen Langzeitspeicher.

Es wird unterschieden zwischen zwei Formen der unterirdischen Wasserstoffspeicherung: Kavernenspeicher (Salzkavernen und Felskavernen) und Porenspeicher (Aquifere und erschöpfte Erdgasstätten). Felskavernen gelten jedoch im Vergleich zu anderen geologischen Speichermöglichkeiten als unrentabel und werden daher nicht berücksichtigt.

Als Kavernenspeicher eignen sich in Deutschland insbesondere Hohlräume in Salzstöcken im Nordwesten sowie in Mitteldeutschland. Das Gas wird über Kompressoren in die Kaverne eingebracht und unter Druck gespeichert. Die Hohlräume können vollständig mit Wasserstoff befüllt werden, zudem sind Ein- und Ausspeichervorgänge kurzfristig möglich.

Als Porenspeicher werden meist ausgeförderte Erdgas- oder Erdölreservoirs genutzt, in welchen das Gas wie in einen Schwamm in Gesteinsporen eingepresst wird. Solche Poren sind in Deutschland v.a. in Süddeutschland vorhanden und eignen sich gut für die Aufnahme großer Volumina für saisonalen Speicherbedarf.

Kritikalitätsbewertung

Tab. 54: Druckwasserstoff-Tiefenspeicher - Kritikalitätsbewertung

Parameter	Einordnung
Spezifische Flächenbedarfe (m ² /MWh)	Der Flächenbedarf der obertägigen Bauwerke pro gespeicherte Energiemenge ist sehr gering. Im Fall von Salzkavernen wird die Fläche im Umkreis der Kavernenbohrung durch Bodensetzungen beeinflusst. Bei einer Rohrschuhentiefe von 1400 m wird in etwa ein Radius von 1100 m um die Kavernenbohrung beeinflusst (etwa 6 km ²).
Versiegelungsgrad	Gering (obertägige Bauwerke)
Licht-, Lärm- und Wärmeemissionen	Eventuell Lärm aus Kompressoren
Toxizität	Keine toxischen Substanzen
Gesellschaftliche Akzeptanz	Bodensenkungen in der Umgebung führen zu Protesten, wenn Schäden an nahegelegenen Gebäuden entstehen.
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Sole-Pipeline zum Meer bei Aussolung der Salzkaverne, H ₂ -Pipeline
Rechtliche Voraussetzungen	Der Nationale Wasserstoffrat fordert regulatorische Anpassungen zur Förderung der Umrüstung bestehender Erdgasspeicher, etwa finanzielle Unterstützung sowie Anpassungen im EnWG, Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und Regelungen zur Entflechtung (Unbundling) für Wasserstoffspeicher (Nationaler Wasserstoffrat, 2021).
Materialverfügbarkeit	Der Materialbedarf für den H ₂ -Speicher ist gering. Bei der PEM-Elektrolyse sind die Edelmetalle Platin und Iridium nötig. Erfolgt die Rückverstromung über PEM-Brennstoffzellen statt über Gasturbinen, sind Platingruppenmetalle erforderlich.

Parameter	Einordnung
Sicherheit	Entzündbare Gase/Flüssigkeiten: H2 ist Kategorie 1 GHS-Gefahrenkennzeichnung: GHS02 – Entzündlich; GHS04 – Gase unter Druck

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 55: Druckwasserstoff-Tiefenspeicher – Vor- und Nachteile

Vorteile	Nachteile
- Deutschlands Gasspeicherinfrastruktur besteht zu 2/3 aus Kavernenspeichern und zu 1/3 aus Porenspeichern. Laut Studien besteht allein durch Umrüstung von bereits für Erdgas verwendeten Salzkavernen ein Speicherpotenzial von ca. 33 TWh (Nationaler Wasserstoffrat, 2021). - Durch die flächendeckende Anbindung bestehender Erdgasspeicher an das deutsche Gas-transportnetz könnte gespeicherter Wasserstoff regional und verbrauchsnahe Flexibilität bereitstellen.	- Wasserstoff reagiert in Verbindung mit Materialien wie Stahl und Zement (Nationaler Wasserstoffrat, 2021). - Untergrundspeicher sind in Deutschland regional unterschiedlich vorhanden: In der Mitte Deutschlands sowie im Nordwesten Kavernenspeicher, im Süden Deutschlands Porenspeicher. - Salzkavernen ziehen sich mit der Zeit zusammen (Konvergenz), was zu Bodensenkungen und zu einer Verringerung des Speichervolumens um etwa 1 % des ursprünglichen Speichervolumens pro Jahr führt.

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Der Speicherung von Wasserstoff wird künftig eine essenzielle Rolle zukommen. Hierbei gilt die Speicherung in Salzkavernen als aus geologischer und ökonomischer Sicht vielversprechendste Art der Speicherung, gefolgt von Porenspeichern (Nachnutzung erschöpfter Erdgasfelder und Errichtung neuer Aquiferspeicher), und ausgekleideten Felskavernen („Lined Rock Cavern“). Aquifere können in Gebieten, in denen erschöpfte Erdgaslagerstätten oder Salzkavernen nicht verfügbar bzw. möglich sind, eine gute Alternative sein. Für alle drei Speicheroptionen besitzt Deutschland ein vielversprechendes Potenzial (Warnecke & Röhling, 2021, S. 654).

Beispielprojekte

Tab. 56: Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn, Niedersachsen

Projekttitel	Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn (Krummhörn, Niedersachsen)
Art der H ₂ -Speicherung	Salzkaverne
Inbetriebnahme (geplant)	2024
Geometrisches Volumen (m ³)	3.000 m ³
Flächenbedarf oberirdisch (m ²)	Unklar, jedoch Flächenbedarf für Elektrolyse, H ₂ Aufbereitung, Einspeicherung, Rückverstromung

Projekttitel	Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn (Krummhörn, Niedersachsen)
H ₂ -Speicherkapazität (Nm ³)	200.000 m ³ Wasserstoff
Nutzbare Gesamtkapazität	Ein Teil des eingespeisten Wasserstoffs dient als Kissengas
Quelle	(Uniper, 2024a)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 57: HYPOS (Bad Lauchstädt, Sachsen-Anhalt)

Projekttitel	HYPOS (Bad Lauchstädt, Sachsen-Anhalt)
Inbetriebnahme	>2025
Art der H ₂ -Speicherung	Kombinierter Kavernen- und Lagerstättenspeicher
Geometrisches Volumen (m ³)	~527.016 m ³ (Marco, et al., 2022)
Flächenbedarf oberirdisch (m ²)	Unklar
Nutzbare H ₂ -Speicherkapazität	Bis zu 4.500 t Wasserstoff (50 Mio. Nm ³ Arbeitsgasvolumen)
Gesamtkapazität	ca. 148,5 GWh
Quelle	(Sachsen-Anhalt, 2024)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 58: HyStorage (Bierwang, Bayern)

Projekttitel	HyStorage (Bierwang, Bayern)
Art der H ₂ -Speicherung	Porenspeicher
Inbetriebnahme (Probetrieb)	2023
Flächenbedarf unterirdisch (m ³)	Unklar
Flächenbedarf oberirdisch (m ²)	Unklar
Speichervolumen (m ³)	Unklar
Nutzbare Gesamtkapazität	Unklar
Quelle	(Uniper, 2024b)

Zusammenstellung: LBST

A.1.5 Druckwasserstoff – Oberflächennah (Drucktanks, Röhrensegmentmatrix)

Techno-ökonomische Daten

Tab. 59: Druckwasserstoffspeicher Oberflächennah – Techno-ökonomische Daten

Parameter	Charakteristik
Speichertyp	Chemischer Speicher
Speicherdauer	Tage bis Wochen
Speicherkapazität pro Anlage	Oberirdische Drucktanks: beliebig skalierbar, ab einer bestimmten Größe durch höhere Anzahl an H ₂ -Drucktanks Röhrenspeicher: beliebig skalierbar, durch modular nebeneinander im Boden vergrabene Drucktanks (Pipeline-Segmente)
Systemwirkungsgrad (Zyklus Strom-zu-Strom)	38 % (Wirkungsgrad Elektrolyse: 65 %; Stromverbrauch H ₂ -Komprimierung: 0,02 kWh/kWhH ₂ ; Wirkungsgrad Rückverstromung mit Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk: 60 %)
Druckniveau	Oberirdische Drucktanks: 5-70 MPa, teils bis 100 Mpa Unterirdische Röhrenspeicher (Pipeline-Segmente): bis 10 Mpa (Jauslin Stebler, 2013)
Volumetrische Energiedichte (nutzbar)	Bei Druckspiel zwischen 0,7 und 10 Mpa nach (Jauslin Stebler, 2013) bei Röhrenspeicher: 243 MWh/(m ³ Druckbehälterinnenvolumen) Bei Druckspiel zwischen 1 und 50 Mpa nach (Hexagon-Purus, 2019) bei Druckflaschen-Container: 1030 MWhH ₂ /(m ³ Druckbehälterinnenvolumen) bzw. 438 MWhH ₂ /(m ³ Container-Volumen) Hochdruck-Pufferspeicher 95 Mpa (z.B. für CGH ₂ -Tankstellen): 274 MWhH ₂ /(m ³ Container-Volumen), berechnet auf Basis (Harris, 2022)
Netzebene	Je nach elektrischer Leistung der Elektrolyse- und der Rückverstromungsanlage, z.B.: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit 600 MWel: 220/380 kV Brennstoffzellen-Kraftwerk 10 MWel: 10-20 kV Brennstoffzellen-Kraftwerk 0,1 MWel: 0,4 kV
Skalierbarkeit	Für eine große Bandbreite an erforderlichen Speicherkapazitäten skalierbar
Synergien/ Technologiekombinationen	Bei Röhrenspeichern kommen die gleichen Materialien, die gleichen Durchmesser und die gleichen Fertigungsprozesse zum Einsatz wie bei H ₂ -Pipelines.
Technologiereifegrad (TRL)	9
Zyklenlebensdauer	>10.000 (Harris, 2022)
Investitionsbedarf	Unterirdische Röhrenspeicher (Pipeline-Segmente): 516 – 602 US\$/ (kg H ₂ -Speicherkapazität) (Papadias & Ahluwalia, 2021), was etwa 15-18 US\$/ (kWh H ₂ -Speicherkapazität) oder 26-30 US\$/ (kWh Stromspeicherkapazität) entspricht

Zusammenstellung: LBST

Prinzipielle Funktionsweise

Röhrenspeicher bzw. Drucktanks können entweder ober- oder untertägig installiert werden und eignen sich gut für die Speicherung von Wasserstoff in geringem Umfang. Als Röhrenspeicher bezeichnet man beispielsweise Stahlrohre, in welchen Wasserstoff gespeichert werden kann. Drucktanks unterscheiden sich von Röhrenspeichern im Wesentlichen durch die unterschiedliche Form und ein höheres Betriebsdruckniveau (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2024). Sowohl oberirdische Hochtanks als auch Röhrenspeicher können auch unterirdisch verbaut werden (NOW GmbH, 2023).

Kritikalitätsbewertung

Tab. 60: Druckwasserstoffspeicher Oberflächennah – Kritikalitätsbewertung

Parameter	Charakteristik
Spezifische Flächenbedarfe (MWh)	Röhrenspeicher allein: 98 m ² /MWhel Gesamtsystem bestehend aus Elektrolyseanlage, Röhrenspeicher und Rückverstromung für eine Speicherdauer von 30 Tagen: 99 m ² /MWhel
Versiegelungsgrad	Es findet keine Versiegelung statt. Regenwasser kann zwischen den Rohrsegmenten hindurchfließen und so zur Grundwasserneubildung beitragen. Die Fläche über dem Röhrenspeicher kann als Wiese oder als Ackerfläche genutzt werden, ähnlich wie die Fläche unter Ferngasleitungen. Nur als Waldfläche oder für Obstbäume ist die Fläche über dem Röhrenspeicher nicht geeignet. Gebäude dürfen über den Röhrenspeicher ebenfalls nicht errichtet werden, da ein Zugang zum Rohrsystem möglich sein muss.
Licht-, Lärm- und Wärmeemissionen	Keine
Toxizität	Keine
Gesellschaftliche Akzeptanz	Nach der Installation ist die Speicheranlage nicht mehr sichtbar. Man sieht nur Wiese oder Ackerfläche. Daher dürfte die Akzeptanz hoch sein. Es befinden sich keine toxischen Stoffe im Speicher.
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Anschluss an H ₂ -Pipeline oder H ₂ -Produktionsanlage
Umweltkritikalität	Keine toxischen Substanzen. Der Röhrenspeicher muss zugänglich sein, daher ist die Flächennutzung eingeschränkt (keine Waldfläche). Oberirdische Drucktanks befinden sich in der Regel in Gewerbe- und Industriegebieten.
Rechtliche Voraussetzungen	Sicherheitstechnische Anforderungen müssen erfüllt sein. Genehmigung nach BImSchG.
Materialverfügbarkeit	Oberirdischer Drucktank: Carbonfaser-verstärkter Kunststoff mit HDPE-Liner im Fall von Typ-4-Tanks, Stahl im Fall von Typ-1-Tanks. Die Materialien sind reichlich verfügbar Röhrenspeicher: Stahl ist reichlich verfügbar
Sicherheit	Brennbares Gas, Gas unter Druck

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 61: Druckwasserstoffspeicher Oberflächennah – Vor- und Nachteile

Vorteile	Nachteile
- Wasserstoff kann in Drucktanks über lange Zeit verlustfrei gespeichert werden. - Drucktanks können leicht um weitere Tanks modular erweitert werden.	- Oberirdische Hochdrucktanks eignen sich vorwiegend für kleine Volumina, nicht aber für große Mengen an Wasserstoff. - Im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff hat Wasserstoff in Drucktanks eine relativ niedrige Energiedichte. - Röhrenspeicher und Drucktanks weisen deutlich höhere spezifische Investitions- und Betriebskosten, bezogen auf die eingespeicherte Wasserstoffmenge auf, als Salzkavernen oder Porenspeicher.

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Besonders Röhrenspeicher gelten aktuell als vielversprechend. So schreibt der Nationale Wasserstoffrat (NWR), ein beratendes Gremium der Bundesregierung, dass Röhrenspeicher insbesondere in Regionen, in denen natürliche Speicheroptionen wie Salzkavernen, nicht erschließbar sind, als Option für eine resiliente Versorgung ausgebaut werden sollten (Nationaler Wasserstoffrat, 2023). Zudem forscht das Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik (IWU) im Rahmen des Projekts H₂Mare aktuell an Röhrenspeichern für den Offshore-Einsatz. Wesentliche Untersuchungsschwerpunkte des Projekts sind hierbei Materialermüdung sowie die Gestaltung der Betriebsführung für einen langlebigen Einsatz (Fraunhofer IWU, 2021).

Laut einem Marktbericht für Wasserstoffdruckbehälter aus dem Jahr 2023 belief sich die globale Marktgröße von Wasserstoffdruckbehältern auf 470,9 Mio. US\$ im Jahr 2021. Laut Prognose soll der Markt bis zum Jahr 2031 auf eine Größe von 2588 Mio. US\$ anwachsen, dies entspräche einer jährlichen Wachstumsrate von 18,6 % (Business Research Insights, 2024).

Beispielprodukte

Tab. 62: Hydrogen Tank 60 bar -850 l

Produkttitel	Hydrogen Tank 60 bar – 850 l
Hersteller	MAHYTEC
Art der H ₂ -Speicherung	Drucktank
Drucktank-Typ	Type 4 (siehe: Übersicht der Druckbehälter-Typen) (EMCEL, 2020)
Maximaler Arbeitsdruck	60 bar
Masse des gespeicherten Wasserstoffs	4,2 kg
Inneres Tankvolumen	850 L

Produkttitel	Hydrogen Tank 60 bar – 850 l
Tankgewicht (leer)	215 kg
Durchmesser	84 cm
Länge	187 cm
Laufzeit	20 Jahre/10.000 Zyklen
Quelle	(MAHYTEC, 2021)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 63: Hydrogen Tank 500 bar -160l to 300l

Produkttitel	Hydrogen Tank 500BAR – 160L TO 300L
Hersteller	MAHYTEC
Art der H ₂ -Speicherung	Drucktank
Drucktank-Typ	Type 4 (siehe: Übersicht der Druckbehälter-Typen) (EMCEL, 2020)
Maximaler Arbeitsdruck	500 bar
Masse des gespeicherten Wasserstoffs	9,5 kg
Inneres Tankvolumen	300 L
Tankgewicht (leer)	260 kg
Durchmesser	49 cm
Länge	307 cm
Laufzeit	10 Jahre/5.000 Zyklen
Quelle	(MAHYTEC, 2024)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 64: H2UB (Hydrogen Unit and Battery)

Projekttitel	H ₂ UB (Hydrogen Unit and Battery)
Unternehmen	LEAG
Art der H ₂ -Speicherung	Röhrenspeicher
Kapazität	2.000 MWh _{H₂}
Quelle	(LEAG, 2024b)

Zusammenstellung: LBST

A.1.6 Ammoniak-Speicher

Techno-ökonomische Daten

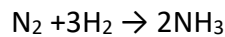
Tab. 65: Ammoniak-Speicher – Techno-ökonomische Daten

Parameter	Charakteristik
Speichertyp	Elektrochemischer Speicher
Speicherdauer	Saisonspeicher (Wochen, Monate)
Speicherkapazität pro Anlage	MWh – GWh z.B. bei 20.000 m ³ -Speichertank: 58 GWh _{NH₃} bzw. 21 GWh _e
Roundtrip efficiency	19 % (Elektrolyse => NH ₃ -Synthese => NH ₃ -Cracking und Rückverstromung über H ₂ -Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke), bei direkter NH ₃ -Verstromung z.B. in Brennstoffzellen höhere Zykluswirkungsgrad möglich.
Wirkungsgrad Rückverstromung	Wirkungsgrad NH ₃ -Cracking (NH ₃ zu H ₂): 80 % (Jackson, et al., 2019) Stromverbrauch NH ₃ -Cracking: 0,1446 kWh _{el} /kWh _{H₂} (Jackson, et al., 2019) Wirkungsgrad Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD): 60 % Wirkungsgrad gesamt: 36,4 % (Annahme: Strom für NH ₃ -Cracking aus GuD)
Volumetrische Energiedichte	Unterer Heizwert (H _i): 12,68 MJ/(l verflüssigtes NH ₃) 3170 kWh/m ³ (Füllgrad Tank = 90 %)
Netzebene	Je nach elektrischer Leistung der Elektrolyse- und der Rückverstromungsanlage, z.B.: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit 600 MW _{el} : 220/380 kV
Skalierbarkeit	Größere und mehrere Tanks parallel bei höherem Speicherbedarf. „Economy of Scale“ bei NH ₃ -Synthese und NH ₃ -Cracking
Synergien/ Technologiekomb.	Kombination mit lokaler Wasserstoff-Produktion (z.B. durch Elektrolyse) möglich
Technologiereifegrad (TRL)	9 (für Elektrolyse, Ammoniakherstellung und -lagerung) NH ₃ -Cracker (Großanlage) 6-9 (Port of Rotterdam Authority (PoR), 2023)
Standort	Chemiehafen, aufgrund der Toxizität hohe Sicherheitsabstände zu bewohnten Gebieten erforderlich
Anzahl Anlagen global	Unternehmen wie Ballard Power Systems und Amogy haben bereits Demonstrationsanlagen einer Brennstoffzelle für die direkte Verstromung von NH ₃ für 2023 angekündigt (Ballard Power Systems, 2022; Bonnet-Cantalloube, Espitalier-Noël, Carvalho, Fonseca, & Pawelec, 2023)
H ₂ -Gestehungskosten (LCOH)	175-350 €/MWh _{H₂} inkl. H ₂ -Produktion über Elektrolyse und N ₂ -Bereitstellung, NH ₃ -Synthese, NH ₃ -Transport, NH ₃ -Cracking. Durchschnitt aus heutigem Stand und Erwartungen für 2030/2050 (Weltenergierat - Deutschland e.V., 2023).
Relevante Förderprogramme und Umfang	The Clean Hydrogen Joint Undertaking (CHJU) fördert R&I-Aktivitäten in der Europäischen Union im Bereich sauberer Wasserstofflösungen und -technologien. Budget für 2021 – 2027: 1 Mrd. € (Clean Hydrogen Europe, 2024) Process4Planet (P4P) Partnership fördert die Dekarbonisierung der Industrie. Gesamtbudget: 2,6 Mrd. € (davon 1,3 Mrd. € aus Horizont Europa). Damit will P4P neue Technologien und den Ausbau von Technologien mit hohen TRLs unterstützen, um die CO ₂ -Emissionsreduktionsziele bis 2030 zu erreichen. (A.SPIRE, 2022)

Parameter	Charakteristik
	ETS Innovation Fund fördert innovative Low-Carbon-Technologien mit einem Gesamtbudget für 2020 – 2023 von ~25 Mrd. € (Europäische Kommission, 2024)

Prinzipielle Funktionsweise

Nach der Elektrolyse mit erneuerbarem Strom wird der erzeugte Wasserstoff durch den Haber-Bosch-Prozess (Stand der Technik) oder durch eine elektrochemische Synthese (frühes Stadium der Forschung und Entwicklung) zu Ammoniak synthetisiert. Beim Haber-Bosch-Prozess reagiert der aus einer Luftzerlegungsanlage gewonnene Stickstoff mit Wasserstoff bei über 150 bar und >300°C an einem Eisenkatalysator (Wang, 2017).



Das entstandene gasförmige Ammoniak kann anschließend durch Abkühlung auf unter -33,5°C verflüssigt und in isolierten Tanks gelagert werden. Bei Bedarf wird das Ammoniak über einen Ammoniak-Cracker wieder in Wasserstoff und Stickstoff zerlegt (Fricke, 2018). Der Wasserstoff kann anschließend in einem Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD-Kraftwerk) oder über eine Brennstoffzelle zur Stromerzeugung verwendet werden. Alternativ kann Ammoniak auch direkt in einer dafür ausgelegten Gasturbine oder Brennstoffzelle verstromt werden. Im Fall der direkten Verbrennung von Ammoniak in Gasturbinen können erhöhte Emissionen an NO_x und N₂O entstehen. Auch NH₃-Schlupf kann auftreten.

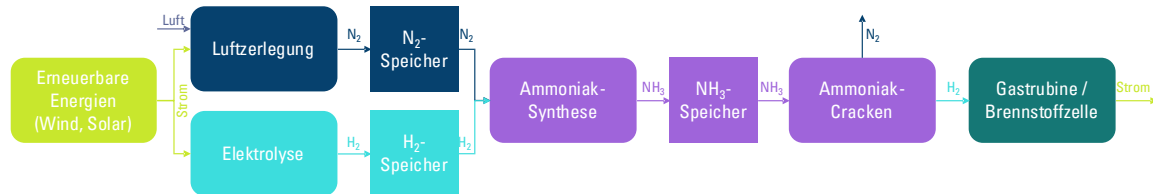


Abb. 27: Ammoniak als Energiespeicher. Eigene Grafik auf Basis von (Wan, Tao, Shao, Zhang, & You, 2021)

Kritikalitätsbewertung

Tab. 66: Ammoniak Speicher – Kritikalitätsbewertung

Parameter	Charakteristik
Spezifische Flächenbedarfe	Langzeitspeicherung: 30 Tage Volllast-Betrieb: 0,044 m²/MWh_{el} (ohne Flächenbedarf für Elektrolyse, NH₃-Cracker und H₂-GuD) Gesamtanlage: 1,56 m²/MWh_{el}, davon • Elektrolyseanlage (alkalisch): 1,20 m²/MWh_{el} • NH₃-Synthese: 0,12 m²/MWh_{el} • NH₃-Speicher und NH₃-Cracking: 0,20 m²/MWh_{el} • Rückverstromung: 0,05 m²/MWh_{el} 31 m²/MWh_{el} (ohne Flächenbedarf für Elektrolyse, NH₃-Cracker und H₂-GuD) Gesamtanlage: 1112 m²/MWh_{el}, davon • Elektrolyseanlage (alkalisch): 852 m²/MWh_{el} • NH₃-Synthese: 85 m²/MWh_{el} • NH₃-Speicher und NH₃-Cracking: 142 m²/MWh_{el} • Rückverstromung: 32 m²/MWh_{el}

Parameter	Charakteristik
Versiegelungsgrad	100 %. Zentraler Tank mit Betoneinfassung rundum.
Licht-, Lärm- und Wärme-emissionen	Ggf. Lärm aus Kompressoren für die NH ₃ -Synthese
Toxizität	• Akute Toxizität (inhalativ): Kategorie 3 • Schwere Augenschädigung/ Augenreizung: Kategorie 1 • Ätzwirkung auf die Haut/Hautreizung: Kategorie 1 • Biologisch leicht abbaubar für Algen und Mikroorganismen, führt jedoch zu Eutrophierung • Kurzfristig (akut) gewässergefährdend: Kategorie 1 • Langfristig (chronisch) gewässergefährdend: Kategorie 2 • Entzündbare Gase/Flüssigkeiten: Kategorie 2 (Cames, Wissner, & Sutter, 2021)
Gesellschaftliche Akzeptanz	Wenn sich Anwohner*innen der Gefahren bewusst werden, dürfte die Akzeptanz sehr niedrig werden.
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Ammoniakproduktion, -lagerung und -transport bereits sehr ausgereift. NH ₃ -Cracker müssen für große Projekte noch entwickelt werden.
Rechtliche Voraussetzungen	Genehmigung nach BImSchG und BImSchV inklusive 12. BImSchV (Störfallverordnung)
Materialverfügbarkeit	Gute Verfügbarkeit (z.B. Stahl für Tanks)
Sicherheit	Entzündbare Gase/Flüssigkeiten: Kategorie 2 Sicherheitsrisiko: Verdichtetes Gas
Mögliche Umweltwirkungen	Emissionen von NO _x , NH ₃ (Versauerung, Eutrophierung) und N ₂ O (Treibhauseffekt) aus NH ₃ -Cracking-Anlagen. Bei direkter Verbrennung von NH ₃ in Kraftwerken erhöhte Emissionen von NO _x . (Cames, Wissner, & Sutter, 2021)

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 67: Ammoniak Speicher – Vor- und Nachteile

Vorteile	Nachteile
Hohe Energiedichte Ausgereifte Ammoniakherstellung, -transport und -lagerung (inkl. technische Regelwerke und Sicherheitsvorschriften) Kein Kohlenstoff für Synthese notwendig	TRL von Ammoniak-Cracking (Großanlage): 6 – 9 Hohe Sicherheitsanforderungen bei Lagerung und Transport. Hohe Toxizität. Sehr hohes Gefährdungspotenzial, insbesondere wenn es z.B. zu terroristischen Angriffen oder Absturz von Passagierflugzeugen auf Anlagen mit energiewirtschaftlich relevanten Mengen in der Nähe von Ballungsräumen kommt. Vergleichsweise hohe Kosten, schon aufgrund der Wirkungskaskade Strom => Elektrolyse => NH₃-Synthese => gegebenenfalls NH₃-Transport => NH₃-Cracking => H₂-Rückverstromung

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien erfordert auch den Ausbau von Langzeit-Speichern. Die Speicherung in Wasserstoffderivaten wie Ammoniak ist hierbei eine mögliche Lösung. Neben der Rückverstromung von Ammoniak über Brennstoffzellen kann dies auch über Gasturbinen erfolgen. Eine aktuelle Studie von Hydrogen Europe bevorzugt die Gasturbine gegenüber der Brennstoffzelle aufgrund der hohen Flexibilität und der geringeren Hochlaufzeiten, was den Einsatz als Speicher für Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien vereinfacht (Bonnet-Cantalloube, Espitalier-Noël, Carvalho, Fonseca, & Pawelec, 2023).

Allerdings wird die Speicherung in Form von Ammoniak aufgrund der hohen Toxizität auch kritisch hinterfragt.

Beispielprojekte

Tab. 68: Mitsubishi Power: Ammonia Gas Turbine

Projektname	Mitsubishi Power: Ammonia Gas Turbine
Projektbeteiligte	Mitsubishi Power
Zeitraum	- Ankündigung: 2021 - Geplante Markteinführung: 2025
Beschreibung	Gasturbine mit 100%iger direkter Verbrennung von Ammoniak für kleine bis mittelgroße Kraftwerke
Quellen	(Mitsubishi Power, 2021) (Bonnet-Cantalloube, Espitalier-Noël, Carvalho, Fonseca, & Pawelec, 2023)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 69: Wilhelmshaven green hydrogen hub

Projektname	Wilhelmshaven green hydrogen hub
Projektbeteiligte	bp, Gasunie, Nowega, NWO, Salzgitter, Thyssengas, Uniper
Zeitraum	2022: Ankündigung des Projekts 2028: Inbetriebnahme des NH ₃ -Crackers
Beschreibung	- Ammonik-Cracking in großem Maßstab - Errichtung eines Ammoniak-Importterminal in Wilhelmshaven - Bau eines Ammoniak-Crackers: Erzeugung von bis zu 130.000 t H₂ aus grünem Ammoniak 400 Kilometer lange Transportroute für Wasserstoff zu etablieren, durch bestehende Leitungsnetze
Quellen	(Weltenergieat - Deutschland e.V., 2023) (bp Deutschland, 2022) (bp Deutschland, 2023)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 70: Newcastle Ammoniak-Cracker

Projektname	Newcastle Ammoniak-Cracker
Projektbeteiligte	Siemens Energy, Fortescue Future Industries, Geo-Pura
Zeitraum	Start: 2022
Beschreibung	• Prototypen-Entwicklung zur hochreinen H₂-Herstellung (200 kg/Tag). • Hochskalierung für H₂-Herstellung aus Ammoniak in großem Maßstab
Quellen	(Weltenergierat - Deutschland e.V., 2023) (Atchinson, 2022)

Zusammenstellung: LBST

A.1.7 Methanol-Speicher (Allam-Zyklus mit zirkulierendem CO₂)

Techno-ökonomische Daten

Tab. 71: Methanol-Speicher – Techno-ökonomische Daten

Parameter	Charakteristik
Speichertyp	Elektrochemischer Speicher
Speicherdauer	Saisonspeicher (Wochen, Monate)
Speicherkapazität pro Anlage	MWh – GWh z.B. bei 20.000 m ³ -Speichertank: 79 GWh _{CH₃OH} bzw. 47 GWh _e (wenn O ₂ für Verbrennung aus Elektrolyse)
Systemwirkungsgrad (inkl. Verluste bei AC-Systemen)	„Transcritical CO ₂ gas turbine“: 30 % (Baak, Pozarlik., Arentsen, & Brem, 2019) bis 35 % (Brown & Hampp, 2023), in beiden Fällen O ₂ aus Elektrolyse
Rückverstromung über Allam-Zyklus	50 % [Chan 2023] (O ₂ aus Luft) bis 60 % (transcritical CO ₂ gas turbine, O ₂ aus Elektrolyse) (Baak, Pozarlik., Arentsen, & Brem, 2019)
Volumetrische Energiedichte	15,8 MJ/l 3951 kWh/m ³ (Füllgrad Tank = 90 %)
Netzebene	Je nach elektrischer Leistung der Elektrolyse- und der Rückverstromungsanlage, z.B. Gas- und Dampfturbinenkraftwerk mit 600 MW _{el} : 220/380 kV
Skalierbarkeit	Elektrolyseanlage, H ₂ -Pufferspeicher, O ₂ -Speicher, CO ₂ -Speicher, Methanol-Synthese, Methanol-Tanks und Rückverstromungsanlage können für einen weiten Leistungsbe- reich dimensioniert werden.
Synergien/ Technologiekombinationen	Kombination mit lokaler Wasserstoff-Produktion (z.B. durch Elektrolyse) möglich. In diesem Fall kann neben H ₂ auch das während der Elektrolyse entstandene O ₂ zwischen- gespeichert und für den Allam-Zyklus genutzt werden.

Parameter	Charakteristik
Technologiereife-grad (TRL)	6-8 Die zentralen Komponenten wie der Allam-Zyklus existieren bereits in bestehenden Anlagen. Jedoch existiert noch keine kommerzielle Anlage, die mit Methanol betrieben wird.
Lebensdauer	Die Lebensdauer der Komponenten liegt im Bereich typischer Chemie- und Kraftwerksanlagen (20 bis 40 Jahre)
Standort	Keine speziellen Anforderungen an Speicherstandort
Anzahl Anlagen global	Allam-Zyklus: 1 Anlage in Texas (für Betrieb mit Erdgas)*
Installierte Speicherkap. global	0*
Anzahl Anlagen in Deutschland	0*
Installierte Speicherkapazität in Deutschland	0*
Kosten	LCOE (EU) = 77 (Spanien)– 102 €/MWh _{el} (Schweden) (Brown & Hampp, 2023) LCoS = 0,240 US\$/MWh _{el} (transcritical CO ₂ gas turbine) (Baak, Pozarlik., Arentsen, & Brem, 2019)
Investitionsbedarf	
Relevante Förderprogramme und Umfang	ETS Innovation Fund fördert innovative, low-carbon-Technologien mit einem Gesamtbudget für 2020 – 2023 von ~25 Mrd. € (Europäische Kommission, 2024) The Clean Hydrogen Joint Undertaking (CHJU) fördert R&I-Aktivitäten in der Europäischen Union im Bereich sauberer Wasserstofflösungen und -technologien. Budget für 2021 – 2027: 1 Mrd. € (Clean Hydrogen Europe, 2024) Process4Planet (P4P) Partnership fördert die Dekarbonisierung der Industrie. Gesamtbudget: 2,6 Mrd. € (davon 1,3 Mrd. € aus Horizont Europa) wird P4P neue Technologien und den Ausbau von Technologien mit hohem TRLs unterstützen, um die CO ₂ -Emissionsreduktionsziele bis 2030 zu erreichen. (A.SPIRE, 2022)

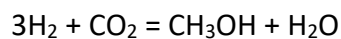
* Bisher gibt es keine Anlagen in dieser Konstellation (Strom aus erneuerbaren Energien -> H₂ -> Methanol -> Allam-Zyklus -> Strom), jedoch bestehen die zentralen Komponenten des Speichersystems wie zum Beispiel Elektrolyse und Methanol-Synthese bereits in anderen Anlagen.

Prinzipielle Funktionsweise

Ein Energiespeichersystem auf Basis von Methanol eignet sich zur Überbrückung von Tagen bis zu mehreren Wochen niedrigem Solar- und Windstromaufkommens. Es handelt sich um einen Langzeitspeicher. Die Lagerung von Methanol erfolgt bei Raumtemperatur.

Durch Elektrolyse wird aus erneuerbarem Strom grüner Wasserstoff hergestellt. Zur weiteren Synthese zu Methanol wird eine CO₂-Quelle benötigt. Generell kann dieses CO₂ entweder aus einer Punktquelle (z.B. direkte Abscheidung an einer Industrieanlage) kommen, oder aus der Umgebungsluft abgespalten werden (Direct Air Capture – DAC). Beim Allam-Zyklus wird das CO₂, das beim Verbrennen von Methanol frei wird, wieder zurückgewonnen, gespeichert und anschließend wieder der Methanol-Synthese zugeführt.

Bei ca. 200–300 bar und 350–400 °C wird aus dem gewonnenen CO₂ und H₂ Methanol synthetisiert, gemäß:



Anschließend kann das Methanol in Tanks gespeichert werden und bei Bedarf zurückverstromt werden. Bei einer Verbrennung mit reinem Sauerstoff entsteht Wärme und Abgas mit einem sehr hohen CO₂-Gehalt. Dieses CO₂ wird abgeschieden und wieder der Methanol-Synthese zugeführt.

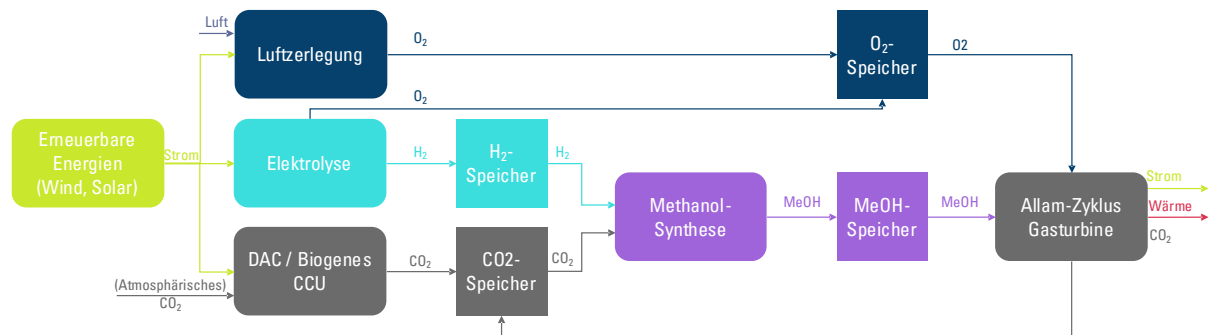


Abb. 28: Speichersystem auf Basis von Methanol als Speichermedium mit Allam-Zyklus Gasturbine.
Eigene Grafik auf Basis von (Brown & Hampp, 2023)

Kritikalitätsbewertung

Tab. 72: Methanol-Speicher – Kritikalitätsbewertung

Parameter	Charakteristik
Spezifische Flächenbedarfe	Langzeitspeicher: 32 d Volllastbetrieb Nach Speichermenge (ausspeichern): 0,019 m²/MWh_{el} (Methanol-Tank) Gesamtanlage: 0,84 m²/MWh_{el}, davon • Elektrolyseanlage (alkalisch): 0,73 m²/MWh_{el} • Methanol-Synthese: 0,05 m²/MWh_{el} • Methanol-Tank(s): 0,02 m²/MWh_{el} • Rückverstromung: 0,04 m²/MWh_{el} Nach Ausspeicherleistung: 16 m²/MWh_{el} (Methanol-Tank) Gesamtanlage: 639 m²/MWh_{el}, davon • Elektrolyseanlage (alkalisch): 553 m²/MWh_{el} • Methanol-Synthese: 40 m²/MWh_{el}

Parameter	Charakteristik
	• Methanol-Tank(s): 14 m²/MWel • Rückverstromung: 32 m²/MWel
Versiegelungsgrad	100 %. Zentraler Tank mit umlaufender Betoneinfassung.
Licht-, Lärm- und Wärme-emissionen	Eventuell aus Kompressoren und Rückverstromung (Gasturbine)
Toxizität	• Akute Toxizität (oral, dermal): Kategorie 3 • Akute Toxizität (Augen, zentrales Nervensystem): Kategorie 1 • Entzündbare Gase/Flüssigkeiten: Kategorie 2 • Biologisch abbaubar.
Gesellschaftliche Akzeptanz	Methanolherstellung an Chemiestandorten sind bereits verbreitet und haben dort eine hohe Akzeptanz. Durch die Gasturbine mit Allam-Zyklus (Verbrennung mit reinem Sauerstoff) entstehen keine NO _x Emissionen am Standort, was eine hohe Akzeptanz vermuten lässt.
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Methanolproduktion, -lagerung und -transport bereits sehr ausgereift. Anlagen mit Allam-Zyklus benötigen weitere Forschung.
Materialverfügbarkeit	Gute Verfügbarkeit (z.B. Stahl für Tanks)
Sicherheit	GHS-Gefahrenkennzeichnung: GHS02 – Entzündbares Gas; GHS06 – Akute Toxizität; GHS08 – Gefährdung der Atemwege

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 73: Methanol-Speicher – Vor- und Nachteile

Vorteile	Nachteile
• Methanol ist ein universeller chemischer Rohstoff und Kraftstoff und nicht nur für die chemische Energiespeicherung verwendbar, sondern auch für die Substitution fossiler Rohstoffe • Keine speziellen Anforderungen an Speicherstandort • Große Energiemengen über lange Zeit speicherbar • Keine kryogene Lagerung nötig • Die Freisetzung von Methanol bei Störfällen führt nicht zu toxischen Wolken wie bei NH₃, die über bewohnte Gebiete ziehen können. Negative Einflüsse auf den Menschen bei Störfällen bleiben auf Werksgelände begrenzt. Niedrigere aquatische Toxizität als Ammoniak. • Nur „einmalig“ nachhaltige CO₂-Quelle für die Herstellung benötigt, danach wird CO₂ im Kreis geführt.	• Weitere Forschung zur Flexibilität, zum Allam-Zyklus und zur Systemintegration erforderlich • Niedrigerer Systemwirkungsgrad als Speicher mit H₂ als Speichermedium

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien erfordert auch den Ausbau von Langzeit-Speichern. Die Speicherung in Wasserstoffderivaten wie Methanol und Rückverstromung über den Allam-Zyklus ist hierbei eine mögliche Lösung.

Beispielprojekte

Tab. 74: Forschungsprojekt Metha-Cycle

Projekttitlel	Forschungsprojekt Metha-Cycle
Art der Anlage	Testanlage zur Wasserstofferzeugung aus Methanol
Laufzeit	Knapp 500 Stunden Laufzeit, um Funktionstüchtigkeit des Konzepts zu demonstrieren
Projektpartner	Friedrich-Alexander-Universität (FAU) Erlangen-Nürnberg: Testanlagenbetreiber Zentrum für Brennstoffzellentechnik (ZBT) in Duisburg: Hersteller der Brennstoffzelle als Teil des Demonstrators FH Stralsund: Partner zur Kopplung von Windkraft, Elektrolyse und Methanol-Synthese Leibniz-Institut für Katalyse (LIKAT): Hersteller der Katalysatoren für selektive Zersetzung von Methanol bei niedrigen Temperaturen ATI Küste GmbH: Partner zu Berechnungen zum Wirkungsgradpotenzial
Ziel und Ergebnisse	Ziel: - Identifizierung, Entwicklung und Testung von Katalysatoren für die Dehydrierung von Methanol zur Wasserstofferzeugung - Katalysatoren-Entwicklung für Niedrigtemperatur-Herstellung von Methanol durch direkte Hydrierung von CO₂ - Hochskalierung der Katalysatoren - Testlauf in einer Versuchsanlage Ergebnis: - Erfolgreicher Dauerbetrieb der Testanlage über 500 h - Katalysatorsysteme wurden entwickelt, getestet, optimiert und hochskaliert
Quelle	(Catalysis Leibniz-Institut für Katalyse, 2020) (Surkus, Agapova, Scharnagel, Junge, & Beller, 2020)

Zusammenstellung: LBST

A.1.8 Hochtemperatur-Wärmespeicher / Carnot-Batterie (Strom-zu-Strom)

Techno-ökonomische Daten

Tab. 75: Hochtemperatur-Wärmespeicher

Parameter	Charakteristik
Speichertyp	Elektrothermischer Speicher
Speicherdauer	Mehrere Stunden bis zu einer Woche
Speicherleistung pro Anlage	Pumped Thermal Energy Storage (PTES oder Carnot-Batterie): Bis zu 25 MW _{el} (ausspeichernd) (Vecchi, et al., 2022)
Speicherkapazität pro Anlage	PTES: Bis zu 200 MWh _{el} (8 h Volllastbetrieb) (Vecchi, et al., 2022)
Systemwirkungsgrad Zyklus (Strom-Wärme-Strom)	Thermal Energy Storage (TES, kleine Anlage mit 1,5 MW _{el}): 22% (BMWK, 2019) TES (größere Anlage): 45 % (Scheuermann, 2019), (BMWK, 2019) PTES* (Stand der Technik): 45-70 % (Vecchi, et al., 2022)
Volumetrische Energiedichte	50-200 kWh Wärme/m ³ (Vandersickel, et al., 2022)
Netzebene	Je nach Leistung bis Hochspannungsebene
Skalierbarkeit	Mindestens 2-stelliger MW _{el} -Bereich bei Rückverstromung wünschenswert, um möglichst hohe Zyklus-Wirkungsgrade zu erreichen (Wirkungsgrad von Dampfturbinen steigt mit zunehmender Leistung).
Synergien/ Technologiekombinationen	Infrastruktur an bestehenden Kraftwerksstandorten (Transformatoren, Stromanschluss) kann genutzt werden. Auch die Dampfturbinen in stillgelegten Kohlekraftwerken können gegebenenfalls weiter genutzt werden (Scheuermann, 2019).
Technologiereifegrad (TRL)	Wärmespeicher: Keramik: 6-9 (Vandersickel, et al., 2022) Nitratsalz (NaNO ₃ , KNO ₃), flüssig: 4-9 (Vandersickel, et al., 2022) Druckwasser: 8-9 (Vandersickel, et al., 2022) Eine Mischung aus NaNO ₃ und KNO ₃ wird als „Solar Salt“ heute in solarthermischen Kraftwerken zur Wärmespeicherung verwendet (Bonk & Bauer, 2021). Dampfturbinen für Rückverstromung: 9 Carnot-Batterie: Bis zu 6 (Koksharov, Zendel, Dammel, & Stephan, 2024)
Zykluslebensdauer (bis zu 80 % Restkapazität)	Prinzipiell unbegrenzt
Anzahl Anlagen in Deutschland	Eine Prototyp-Anlage in Hamburg-Altenwerder (BMWK, 2019)
Installierte Speicherkapazität in Deutschland	130 MWh _{th} , 30 MWh _{el} bei 1,5 MW _{el} (Hamburg-Altenwerder) (BMWK, 2019; Scheuermann, 2019)
Investitionsbedarf	15-300 €/kWh Wärmespeicherkapazität (Vandersickel, et al., 2022). Dazu kommt noch der Investitionsbedarf für weitere Komponenten wie zum Beispiel die Dampfturbine

*PTES: Pumped Thermal Energy Storage (Carnot-Batterie)

Prinzipielle Funktionsweise

Ein Speichersystem auf Basis von Hochtemperaturspeichern mit Rückverstromung eignet sich zur Überbrückung von Fluktuationen des Stromangebots aus Solar- und Windenergieanlagen über mehrere Stunden und für den Tag-Nacht-Ausgleich für Strom aus Photovoltaikanlagen. Das Speichersystem eignet sich auch zur Stabilisierung des Stromnetzes.

Strom wird in Hochtemperaturwärme gewandelt und eingespeichert. Hierfür kommen je nach Temperaturniveau unterschiedliche Methoden infrage, etwa eine Wärmepumpe (bis ca. 250 °C), Elektrodenkessel oder Elektroerhitzer (bis ca. 750 °C). Beim Ausspeichern wird die Wärme wieder in Strom umgewandelt. Werden Wärmepumpen zur Wärmerzeugung eingesetzt, handelt es sich um eine Carnot-Batterie, im Englischen auch „Pumped Thermal Energy Storage“ (PTES) genannt. Wird die Wärme über Widerstandsheizung erzeugt, handelt es sich um einen elektrothermischen Speicher, im Englischen auch „Thermal Energy Storage“ (TES) genannt.

Für die Speicherung der Wärme stehen verschiedene Materialien zur Verfügung, etwa Gesteine, Keramik, Druckwasser oder Nitratsalz.

Die Rückverstromung kann über Dampfturbinen erfolgen (bei ausreichend hohem Temperaturniveau im Wärmespeicher) oder kann über eine Wärmekraftmaschine betrieben werden, die mit niedrigeren Temperaturen auskommt (zum Beispiel „Organic Rankine Cycle“) (Vecchi, et al., 2022).

Kritikalitätsbewertung

Tab. 76: Hochtemperatur-Wärmespeicher - Kritikalitätsbewertung

Parameter	Charakteristik
Spezifischer Flächenbedarf (m ² /MWh)	Versuchsanlage in Hamburg-Altenwerder: ~130 m ² /MWh _{el} (ausspeichern) bzw. ~2600 m ² /MWh _{el} (ausspeichern). Bei höheren Leistungen für das Ausspeichern (z.B. 50 MW _{el} statt 1,5 MW _{el}) dürfte der spezifische Flächenbedarf sinken, da der Zykluswirkungsgrad des Speichersystems steigt (von 22 % auf 45 % nach (BMWK, 2019)). Im Fall der Versuchsanlage handelt es sich um die Grundstücksfläche inklusive Freiflächen auf einem bestehenden Industriegebiet in Hamburg.
Versiegelungsgrad	Hamburg-Altenwerder: Nahezu 100 %, nur geringer Anteil an Grünflächen auf dem Kraftwerksgelände. Der Versiegelungsgrad dürfte auf dem Niveau von typischen Kraftwerken (Gaskraftwerke, Dampfturbinenkraftwerke) liegen. Geplant ist, derartige Speichersystem an Standorten heutiger Kohle(heiz)kraftwerke zu errichten und dabei existierende Infrastruktur zu nutzen (BMWK, 2019; Scheuermann, 2019)
Licht-, Lärm- und Wärmeemissionen	Allenfalls Lärm aus dem Betrieb von Lüftern und Dampfturbinen
Toxizität	Im Fall von Wasser oder Vulkangestein: Keine Toxizität Nitratsalze: • KNO₃: Niedrig (LD50_{Ratte}: 3015 mg/kg) • NaNO₃: Akute Toxizität Kategorie 4 Oral (relativ niedrig, LD50_{Ratte}: 1267 mg/kg), GHS-Einstufung: GHS07 • NaNO₃ und KNO₃ werden auch als Dünger verwendet. Sie werden auch zur Haltbarmachung von Lebensmitteln verwendet (Pökelsalz)

Parameter	Charakteristik
Gesellschaftliche Akzeptanz	Hoch
Infrastrukturauswirkungen bzw. -anforderungen	Stromanschluss, Netzebene je nach elektrischer Leistung
Materialverfügbarkeit	Hoch (keine kritischen Materialien)
Sicherheit	- Wasser, Lavagestein: keine toxischen Stoffe, keine brennbaren oder explosiven Stoffe) - Nitratsalze (NaNO_3, KNO_3): Kann Brand verstärken, GHS-Gefahrstoffkennzeichnung: GHS03

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 77: Hochtemperatur-Wärmespeicher – Vor- und Nachteile

Vorteile	Nachteile
- Wärme kann in Wärmespeichern deutlich wirtschaftlicher gespeichert werden als Strom. - Wärmespeicher kommen mit Materialien aus, die in der Regel weder ökologisch noch ökonomisch (Verfügbarkeit) problematisch sind, etwa Schüttgut oder Salze. Seltene Erden, Kobalt oder Lithium werden nicht benötigt.	- Niedrigere volumetrische Energiespeicherdichte als bei Stromspeichersystemen auf Basis von Lithium- und Natrium-Ionen-Batterien, wenn Rückverstromung der Hochtemperaturwärme berücksichtigt wird. - Niedrigerer Zyklus-Wirkungsgrad im Vergleich zu Batteriesystemen

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Ähnlich wie Batteriesysteme können Speichersysteme auf Basis von Hochtemperaturwärme und Rückverstromung über Dampfturbinen zur Speicherung von Strom zum Ausgleich von Fluktuation im Bereich einiger Stunden dienen.

Beispielprojekte

Tab. 78: Elektrothermischer Energiespeicher (ETES) Hamburger Hafen

Projekttitel	Elektrothermischer Energiespeicher (ETES) im Hamburger Hafen (Hamburg-Altenwerder)
Unternehmen	Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE)
Art des Speichers	Elektrothermischer Energiespeicher (ETES)
Inbetriebnahme	Juni 2019
Projektabschluss	Mai 2022 Während des dreijährigen Testbetriebs hat Siemens Gamesa laut eigener Aussage den Nachweis der technischen Machbarkeit des Konzepts erbracht. Es gebe jedoch „derzeit keinen kommerziellen Markt für Großspeicher“, weshalb der Betrieb eingestellt wurde.

Projekttitel	Elektrothermischer Energiespeicher (ETES) im Hamburger Hafen (Hamburg-Altenwerder)
Speichermaterial	Vulkangestein (ca. 1.000 Tonnen)
Kapazität	Max. 130 MWh (Wärme ausspeichern); 30 MWh (Strom ausspeichern); 1,5 MW Leistung (Strom ausspeichern)
Speicherdauer	20 h (30 MWhel/1,5 MWel) (BMWK, 2019)
Temperatur	Ca. 750 °C
Quellen	(BMWK, 2019) (Scheuermann, 2019) (Siemens Gamesa, 2019)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 79: Projekt CHESTER

Projekttitel	CHESTER (Compressed heat energy storage for energy from renewable sources)
Unternehmen	Konsortium bestehend aus TECNALIA, The German Aerospace Center (DLR), IREN, University of Stuttgart (USTUTT), PlanEnergi (PLANENERGI), Aguasol (AIGUASOL), Encontech BV (ECT), Ghent University (UGent), Universidad Politécnica de Valencia / Instituto de Ingeniería Energética (UPV), Ulster University (Ulster), PNO Innovation (PNO), GoiEner (GOIENER, S. COOP)
Homepage	https://www.chester-project.eu/consortium/
Art des Speichers	Carnot-Batterie
Inbetriebnahme	2020
Speichermaterial	Nitratsalz (ca. 2 m³)
Leistung	10 kW
Speicherdauer	Einige Stunden bis Tage
Temperatur	Ca. 150 °C
Quellen	(DLR, 2020), (top agrar, 2023)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 80: Projekt Tess 2.0

Projekttitel	Tess 2.0
Unternehmen und Organisationen	Solar-Institut Jülich, FH Aachen, Kraftanlagen München, Otto Junker, DÜRR
Art des Speichers	Elektrothermischer Energiespeicher (ETES) Rückverstromung: 1. Stufe: Stirling-Motor 2. Stufe: Organic Rankine Cycle (ORC)
Inbetriebnahme	2021

Projekttitel	Tess 2.0
Speichermaterial	Keramik
Leistung	Einspeichern: • 360 kWel Ausspeichern: • 60 kWel • 220 kWth bei 80 °C
Speicherdauer	4 h (Thermischer Speicher: 1400 kWh; Strom + Wärme: 280 kW; Gesamtnutzungsgrad: 80 %)
Temperatur	1000 °C
Quellen	(Dluhosch, multiTESS, 2021a) (Dluhosch, TESS 2.0 - Power-to-Heat-to-Power&Heat bei 1000°C, 2021b)

Zusammenstellung: LBST

A.1.9 Wärmespeicher (Erdbeckenspeicher und oberirdische Tanks)

Techno-ökonomische Daten

Tab. 81: Thermischer Speicher

Parameter	Einordnung
Speichertyp	Thermischer Speicher
Speicherdauer	• Erdbeckenspeicher: Saisonaler Speicher • Oberirdischer Wassertank: Tages- und Pufferspeicher (Kraft, 2021)
Volumetrische Speicherdichte	• Wassertank & Erdbecken: 69-92 kWh/m³ • Erdbecken mit Kies: 50-60 kWh/m³ (Haller & Ruesch, 2019)
Jahresproduktion (MWh)	Erdbeckenspeicher: Bis zu ~35.000 MWh bei bis zu 500.000 m ³ Wasser (oder 750.000 m ³ Wasser-Kies-Gemisch) nach (DREWAG; Dresden, TU; SBU, 2019) und $\Delta T = 60$ K) Oberirdischer Tank: Bis zu ~3500 MWh bei bis zu 50.000 m ³ Wasser nach (Kraft, 2021) und $\Delta T = 60$ K)
Wirkungsgrad	83-90% (Xie, et al., 2021)
Netzebene	Fern-/Nahwärmenetz
Skalierbarkeit	Skalierbar bis zu 500.000 Kubikmeter Wasser oder 750.000 m ³ Wasser-Kies-Gemisch (DREWAG; Dresden, TU; SBU, 2019)
Synergien/Technologiekombinationen	Erdbeckenspeicher und große oberirdische Wärmespeicher werden meist in Kombination mit solarthermischen Anlagen, Großwärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung und/oder industrieller Abwärme verwendet, um die Energie langfristig zu speichern und Heizkraftwerke stromgeführt betreiben zu können.
Technologiereifegrad (TRL)	• Erdbeckenspeicher: 7-8 • Oberirdischer Wassertank: 9

Parameter	Einordnung
(Zyklen)Lebensdauer	Die Lebensdauer von Erdbeckenspeichern mit Auskleidungsfolien wird mit ca. 20 Jahren angegeben, da nach diesem Zeitraum die Auskleidungsfolien ausgetauscht werden müssen (Energie-Experten CH, 2020).
Verhältnis von Oberfläche (m ²) zu Volumen (m ³)	0,23 - 0,87 (abhängig von Tiefe des Speicherbeckens) ¹
Standort	• Erdbeckenspeicher: Meist ländlich, jedoch in Stadtnähe (nahe an Verbrauchern); urbane Variante möglich (wenn Fläche über Speicher nutzbar z.B. als begehbare Grünanlage, (Götze und Hadlich, 2024)) • Oberirdische Tanks: urban (verbrauchernah)
Anzahl Anlagen global	15 (Xiang, et al., 2022)
Installierte Kapazität global	Stand 2022: Erdbeckenspeicher über 500 m ³ haben insgesamt eine Wärmespeicherkapazität von 580.050 m ³ (Xiang, et al., 2022)
Anzahl Anlagen in Deutschland	6 (Xiang, et al., 2022)
Kapazität in Deutschland	23.550 m ³ (Xiang, et al., 2022)
LCOES pro Wärmeumsatz	65 CHF/MWh (Haller & Ruesch, 2019)
Investitionsbedarf	• Erdbeckenspeicher: 2.780.000 CHF für 4.800 MWh ergeben 579 CHF/(MWh Speicherkapazität) • Oberirdischer Tank (relativ klein): 150.000 CHF für 16 MWh ergeben 9.375 CHF/MWh (Haller & Ruesch, 2019)
Relevante Förderprogramme und Umfang	Speicher mit einem Volumen von über 100 m ³ Wasseräquivalent, welche ihre Wärme/Kälte zu mehr als 50 % aus KWK-Anlagen beziehen, können einen Zuschlag von 250 € pro Kubikmeter Wasseräquivalent erhalten. Die Förderung ist begrenzt auf 30 % der Investitionskosten bzw. 10 Mio. € pro Projekt (BAFA, 2021)

Zusammenstellung: LBST

Prinzipielle Funktionsweise

Ein Erdbecken wird ausgehoben und der Aushub wird als Wall rund um das entstandene Erdbecken aufgeschüttet. Während ältere Erdbeckenspeicher gegen das Erdreich wärmege-dämmt sind, kommen größere Erdbeckenspeicher der neueren Generation in Dänemark in-zwischen ohne Wärmedämmung nach unten aus – auf der oberen Seite wird jedoch immer eine wärmedämmende Abdeckung installiert, meist als schwimmende Abdeckung. Um was-serdicht zu sein, wird die Grube unten mit einer speziellen Folie ausgelegt. Die Grube wird meist mit Wasser bzw. wassergesättigtem Kies (dient der besseren Stabilität) gefüllt (Haller & Ruesch, 2019).

Großvolumige oberirdische Wärmespeichertanks bestehen in der Regel aus Stahl oder Stahl-beton und sind mit Wasser gefüllt. Bisher gebaute oberirdische Wärmespeicher weisen ein geometrisches Volumen von bis zu 50.000 m³ auf. Sie können drucklos oder unter Druck be-trieben werden. Drucklose Wärmespeicher werden bis zu einer Temperatur von 98 °C (ein-fach) bis 120 °C (Zweizonenspeicher) betrieben, unter Druck betriebene Wärmespeicher bis 160 °C (Kraft, 2021).

Das Ein- und Ausspeichern der Wärme erfolgt bei Großspeichern in der Regel über direktes Ein- und Ausströmen des Wassers. Dabei sollen die Turbulenzen möglichst gering bleiben, um die Schichtung der Temperaturzonen zu erhalten und eine optimale Speicherkapazität zu erreichen (Kraft, 2021).

Kritikalitätsbewertung

Tab. 82: Thermischer Speicher - Kritikalitätsbewertung

Parameter	Charakteristik
Spezifische Flächenbedarfe	Erdbeckenspeicher nach (DREWAG; Dresden, TU; SBU, 2019): • 35.000 m² Speichervolumen (Wasser) von 500.000 m³ • Leistung (Ausspeichern): 50 MW Daraus ergibt sich bei einer Wärmespeicherkapazität etwa 35.000 MWh ($\Delta T = 60 \text{ K}$), ein spezifischer Flächenbedarf von etwa 1 m² pro MWh Speicherkapazität und etwa 700 m² pro MW Wärmeleistung
Flächenversiegelung	100 %. Um wasserdicht zu sein, wird die Grube ähnlich eines künstlich angelegten Teichs mit einer speziellen Folie ausgelegt.
Gesellschaftliche Akzeptanz	Erdbeckenspeicher: Die gesellschaftliche Akzeptanz dürfte in Abhängigkeit vom Standort eher hoch sein (keine giftigen Stoffe, nach Beendigung der Bauarbeiten wenig sichtbar) Oberirdische Tanks: Hohe Bauwerke sind häufig umstritten
Infrastrukturauswirkungen und -anforderungen	Anbindung an Wärmequelle (zum Beispiel Solarthermieranlage, Großwärmepumpe, Kraft-Wärme-Kopplung, industrielle Abwärme) und Wärmenetz, geeignete Fläche in der Nähe des Wärmenetzes
Umweltkritikalität	Niedrig (keine giftigen Stoffe)
Rechtliche Voraussetzungen	Für Speicher mit einem Volumen von mehr als 100 m ³ Wasseräquivalent muss ein Zulassungsantrag gestellt werden, zudem muss die Funktionsfähigkeit in einem Probetrieb nachgewiesen werden (weitere Details: siehe (BAFA, 2021)).
Materialverfügbarkeit	Materialverfügbarkeit gilt als sicher, da keinerlei kritische Rohstoffe benötigt werden (v.a. Wasser, Kies, Kunststoffolie (z.B. HDPE, Beton und Stahl))
Sicherheit	Sicherheitstechnisch gelten Erdbeckenspeicher als unbedenklich. Die schwimmenden Isolationsabdeckungen müssen jedoch abgesperrt werden, da diese nach Regen unterschiedlich tiefe Wasserlachen bilden können, die eine Gefahr des Ertrinkens darstellen (Haller & Ruesch, 2019). Dies hängt jedoch von der technischen Ausführung der Abdeckung ab. In einem Projekt in Dresden sollen auf der Abdeckung Sonnenkollektoren zur Wärmeproduktion installiert werden (DREWAG; Dresden, TU; SBU, 2019). Eine hohe Stabilität kann auch durch eine Füllung mit einem Wasser-Kies-Gemisch erreicht werden.

Zusammenstellung: LBST

Vor- und Nachteile

Tab. 83: Thermischer Speicher – Vor- und Nachteile

Vorteile	Nachteile
• Relativ hohe Speicherdichte, insbesondere im Vergleich zu Aquifer- oder Erdreichspeichern (Haller & Ruesch, 2019) • Geringe Kosten der Energiespeicherung verglichen mit anderen Saisonspeichern • Erdbeckenspeicher: Lange Speicherdauer (saisonal) • Erdbeckenspeicher: Große Speichervolumen realisiert mit bis zu 200.000 m³ (Xiang, et al., 2022), größere Volumen von bis zu 500.000 m³ sind möglich (DREWAG; Dresden, TU; SBU, 2019) • Oberirdischer Tank: niedriger Flächenbedarf	• Erdbeckenspeicher: Hoher Flächenbedarf im Vergleich zu oberirdischen Tanks aufgrund zu meist recht geringer Tiefen des Beckens • Der Bau von Erdbeckenspeichern kann je nach Bodenbeschaffenheit herausfordernd sein. So wurde etwa der Bau des Speichers in Meldorf (Schleswig-Holstein) durch den dortigen Marschboden mit hohem Grundwasserdruck erschwert (Jachmann, 2022) • Hoher Investitionsbedarf • Oberirdischer Tank: Kurze Speicherdauer (einige Stunden bis einige Tage) • Geringere Lebensdauer (ca. 20 Jahre) verglichen mit anderen Speichern (abhängig von Auskleidung des Erdbeckens)

Zusammenstellung: LBST

Zukünftig erwartete Entwicklung

Die künftige Entwicklung in Deutschland ist noch unklar, doch aufgrund der guten Skalierbarkeit und der Größenordnung der Energiespeicherung erscheinen weitere Projekte in Zukunft realistisch.

Beispielprojekte

Tab. 84: Erdbeckenspeicher in Vojens (Dänemark)

Projekttitel	Erdbeckenspeicher in Vojens (Dänemark)
Betrieb	Als Multifunktions-Speicher genutzt und etwa mit industrieller Abwärme oder Sonnenkollektoren betrieben.
Besonderheit	Weltweit größte Erdbeckenwärmespeicher mit einem Fassungsvermögen von ca. 200.000 m ³ Wasser
Leistung	Besitzt solaren Anteil von knapp 50 % und eine Spitzenleistung von 49 MW. Die Jahresproduktion der Anlage liegt bei ca. 28.000 MWh und versorgt so ca. 2.000 Haushalte mit Wärme.
Kosten	Ca. 0,5 CHF/kWh bzw. 28 CHF/m ³
Quelle	(Jachmann, 2022)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 85: Erdbeckenspeicher in Meldorf, Schleswig-Holstein

Projekttitel	Erdbeckenspeicher in Meldorf, Schleswig-Holstein
Ausmaße	Siebeneinhalb Meter tief, die Seiten jeweils 75 Meter lang, mit Spezialfolie ausgelegt.
Besonderheit	Fassungsvermögen von 45 Millionen Liter
Wärmequelle	U. a. aus Trocknungsanlage der benachbarten Druckerei. Die Abwärme erhitzt das Wasser im Becken auf rund 70 Grad. Außerdem aus neuer Solarthermieanlage, direkt daneben.
Ziel	Museum und Schule im Winter mit Wärme versorgen.
Weitere Informationen	(Jachmann, 2022)

Zusammenstellung: LBST

Tab. 86: Oberirdischer Wärmespeicher, Stadtwerke Halle

Projekttitel	Oberirdischer Wärmespeicher für Energiepark Dieselstraße, Stadtwerke Halle (SWH) Siehe Abb. 29
Ausmaße	Volumen: 50.000 m ³
Technische Eigenschaften	Drucklos Wärmeverluste: < 10 W/(m ² Oberfläche)
Temperatur	98 °C
Speicherkapazität	2000 MWh Wärme
Lade-/ Entladeleistung	70 MW
Wärmequelle	Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerk
Ziel	Stromgeführter Betrieb einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
Weitere Informationen	(Kraft, 2021), (Stadtwerke Halle, 2024)

Zusammenstellung: LBST



Abb. 29: Oberirdischer Wärmespeicher für Energiepark Dieselstraße, Stadtwerke Halle (SWH) (Bild: Agentur Kappa)

Tab. 87: Oberirdischer Zweizonenspeicher Stadtwerke Duisburg

Projekttitel	Oberirdischer Zweizonenspeicher der Stadtwerke Duisburg
Inbetriebnahme:	2019
Ausmaße	Volumen: 43.000 m ³
Technische Eigenschaften	Drucklos Festes Zwischendach zwischen obere und untere Zone
Temperatur	Obere Zone: 60-90 °C Untere Zone: bis 115 °C
Speicherkapazität	1450 MWh Wärme
Lade-/ Entladeleistung	140 MW
Wärmequelle	
Ziel	
Weitere Informationen	(Kraft, 2021)

Zusammenstellung: LBST

A.2 Anhang II: Fragebogen Experteninterviews

Der Fragebogen beinhaltet folgende Komplex und konkrete Fragen, die mit dem BfN abgestimmt wurden:

Einleitung:

Ziel der Befragung

Hinweise zum Datenschutz (alle Ergebnisse werden anonymisiert verwendet) und zur Freiwilligkeit der Teilnahme,

Dauer zur Beantwortung des Fragebogens (max. 10-12 min)

Themenblock 1: aktuelle Situation

Frage 1: Wie sehr stimmen Sie zu? (1: vollkommen, 10: überhaupt nicht)

- ☐ Der Ausbau von Energiespeichern läuft auf Hochtouren.
- ☐ Die Geschwindigkeit des Ausbaus von Speichern ist überraschend.
- ☐ Die Rolle von Speichern im Energiesystem ist Systemrelevant.
- ☐ Die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen fördern den Ausbau von Speichern im richtigen Maß.

alternativ: Bitte weisen Sie den folgenden Punkten Prioritäten von 1 bis 5 zu.

Welcher Aspekt ist Ihrer Meinung nach am wichtigsten (1) und am wenigsten wichtig (5):

- ☐ Ausbau des Strom- und Wärmenetzes
- ☐ Ausbau von EE-Anlagen
- ☐ Import von grüner Energie
- ☐ Ausbau von Speichern
- ☐ Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken (Gas, Nuklear, Kohle)

Frage 2: Worin sehen Sie derzeit die größten Hemmnisse für den Ausbau von Energiespeichern?

Frage 3: Welche Speichertechnologie ist Ihrer Meinung nach derzeit am stärksten vertreten. Wenn möglich, schlüsseln Sie die Technologien bitte in die Bereiche Strom, Wärme und Wasserstoff auf.

Themenblock 2: Szenarien

Frage 4: Wie viel Speicherkapazität (in Gigawatt) wird ihrer Expertise nach bis 2030, 2035 sowie 2040 installiert sein? Bitte unterscheiden Sie in Stromspeicher, Wärmespeicher und H₂-Speicher.

Frage 5: Welche Technologien werden bis 2040 voraussichtlich am meisten Speicherkapazität zur Verfügung stellen? Bitte bewerten Sie die folgenden Technologien, sortiert nach Strom, Wasserstoff und Wärme nach ihrer Bedeutung für das Energiesystem.

Strom:

1. Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO₄)
2. Natrium-Ionen-Batteriespeicher
3. Redox-Flow-Batterien (Vanadium, Eisen, Lignin)
4. Klassische Pumpspeicherkraftwerke

Wasserstoff:

5. Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)
6. Druckwasserstoff-Oberflächennah (Drucktanks, Röhrensegmentmatrix)
7. Ammoniakspeicher
8. Methanolspeicher (Allam-Zyklus mit zirkulierendem CO₂)

Wärme:

9. Hochtemperatur-Wärmespeicher / Carnot-Batterie (Strom zu Strom)
10. Wärmespeicher (Erdbecken und oberirdische Tanks)

Frage 6: Welche Rahmenbedingungen müssen zukünftig für den angestrebten Ausbau von Energiespeichern erreicht werden? Bitte differenziert nach Bau-/Genehmigungsrecht, Förderrecht, Steuerrecht, Energierecht.

Themenblock 3: naturschutzfachliche Aspekte

Frage 7: Welche Rahmenbedingungen spielen für die Standortwahl eines Speichervorhabens die größte Rolle? (z. B. verbrauchsnahe, erzeugungsnahe, Netzknotenanschluss etc.)

Frage 8: Wo werden Batteriegroßspeicher voraussichtlich überwiegend installiert werden? Bitte machen Sie Angaben zu folgenden Bereichen:

- ☐ Wird es in Deutschland Schwerpunktregionen geben? Welche wären das?

- ☐ Werden eher urbane oder ländliche Regionen für die Errichtung genutzt werden?

- ☐ Welchen Anteil werden Heimspeicher in Zukunft am Gesamtspeichervolumen haben?

- ☐ Werden Batteriespeicher zukünftig Co-Located zu Erzeugungsanlagen von erneuerbaren Energien oder Stand-Alone gebaut?

Frage 9: Welche Auswirkungen können spezielle Speichertechnologien (zum Beispiel Batteriegroßspeicher oder Pumpspeicherwerke) Ihrer Expertise nach auf die Belange von Naturschutz und Landschaftsplanung, Artenschutz haben?

Welche Charakteristika unterscheidet Energiespeicher von anderen Bauwerken, wie beispielsweise einer Fabrikhalle?

Themenblock 4: Wasserstoff

Frage 10: Wird Wasserstoff Ihrer Meinung nach im gesamten Energiesystem eine Rolle spielen oder werden sich die Einsatzmöglichkeiten auf wenige Einsatzbereiche beschränken? Wenn ja, welche Einsatzbereiche wären das Ihrer Meinung nach?

Frage 11: Welchen Anteil des künftigen Verbrauchs an Wasserstoff kann Deutschland Ihrer Meinung nach selbst erzeugen und über welche Energiequellen und Erzeugungssysteme wird dies voraussichtlich geschehen?

Stimmen sie in diesem Zusammenhang der Deutschen Wasserstoffstrategie mit ca. 30-50 % nationaler Erzeugung zu? Oder ist dieser Korridor Ihrer Meinung nach zu hoch oder zu gering?

Themenblock 5: Kosten

Frage 12: Wie schätzen Sie das Kostenthema beim Speicherausbau im Gesamtkontext Energiewende ein?

Was sind die größten Kostentreiber?

Spielt Naturschutz bei den Kosten eine Rolle? Durch Auflagen etc.

Anmerkungen, Kommentare:

Bereitschaft für ein einstündiges telefonisches Interview:

- ☐ Ja
- ☐ nein

Literaturverzeichnis

- A.SPIRE (2022): Processes4Planet. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.aspire2050.eu/p4planet/about-p4planet>
- AGEB (2024): Zusatzinformationen - Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2023 (in TWh) Deutschland insgesamt. Abgerufen am 10. April 2024 von AG Energiebilanzen: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>
- Agora Energiewende (2023): Solarstrom vom Dach: Das Energiewendepotenzial auf Deutschlands Gebäuden.
- Agora Energiewende, Agora Industrie und Guidehouse (2024): Wasserstoffimporte Deutschlands - Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten? Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/wasserstoffimporte-deutschlands>
- amprion (o. D.): Batteriespeicher: Chancen und Risiken für das Stromnetz. Abgerufen am 12. August 2025: <https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2025/Batteriespeicher-Chancen-und-Risiken-f%C3%BCr-das-Stromnetz.html>
- Amt der Steiermärkischen Landesregierung (2018): Fachgutachten zur UVP Pumpspeicherkraftwerk Koralm - Fachbereich Wasserversorgung. Graz. Abgerufen am 12. August 2025 von https://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/12585291_9176022/c8486b2b/Wasserversorgung%20%28278%29%20Juli%202018.pdf
- Atchinson, J. (2022): Siemens Energy begins work on commercial cracker prototype. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: <https://ammoniaenergy.org/articles/siemens-energy-begins-work-on-commercial-cracker-prototype/>
- Baak, J., Pozarlik, A., Arentsen, M., & Brem, G. (2019): Techno-economic study of a zero-emission methanol based energy storage. Energy Conversion and Management, 530–545. doi:10.1016/j.enconman.2018.12.015
- BAFA (2021): Merkblatt Wärme und Kältespeicher zur Darlegung der Zulassungsvoraussetzungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG): Eschborn, Germany: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA):
- Ballard Power Systems (2022): News Releases - Amogy and Ballard sign contract to integrate maritime fuel cell engines in zero-emission ammonia-to-power platform. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.ballard.com/about-ballard/newsroom/news-releases/2022/12/08/amogy-and-ballard-sign-contract-to-integrate-maritime-fuel-cell-engines-in-zero-emission-ammonia-to-power-platform>
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (2014): Analyse der Pumpspeicherpotentiale in Bayern - Endbericht. Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2019): Bayerisches Ministerialblatt - Förderrichtlinien zur Durchführung des bayerischen 10.000-Häuser-Programms. Abgerufen am 31. 07 2025 von <https://www.verkuendung-bayern.de/files/baymb/2019/301/baymb/2019-301.pdf>
- BBH (2025): Neue Regelungen für Batteriespeicher: Gesetzliche Änderungen 2024/2025. Abgerufen am 15. Juni 2024: <https://www.bbh-blog.de/allgemein/neue-regelungen-fuer-batteriespeicher-gesetzliche-aenderungen-2024-2025/>
- BDEW (2025): EU-Pläne gefährden Wasserstoffhochlauf – Korrektur nötig. Abgerufen am 12. August 2025 von <https://www.bdew.de/presse/eu-plaene-gefaehrden-wasserstoffhochlauf-korrektur-noetig/>

- Bezirksregierung Arnsberg (2025): Förderprogramme für Klimaschutz und Energiewende. Abgerufen am 14. August 2025: <https://www.bra.nrw.de/energie-bergbau/foerderprogramme-fuer-klimaschutz-und-energiewende>
- BfN (2020): Erneuerbare Energien Report - Die Energiewende naturverträglich gestalten! Bad Godesberg: BfN. Abgerufen am 11. August 2025 von https://www.bfn.de/sites/default/files/2021-04/BfNERneuerbareEnergienReport2019_barrierefrei.pdf
- BfN (2022): Eckpunkte für einen naturverträglichen Ausbau der Solarenergie. Bonn. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.bfn.de/publikationen/positionspapier/eckpunkte-fuer-einen-naturvertraeglichen-ausbau-der-solarenergie>
- Bickert, D. C. (2023): Biodiesel. Der Betrug mit HVO ist offensichtlich. Zukunft Landwirtschaft. Abgerufen am 12. August 2025 von <https://www.dlg-mitteilungen.de/artikel/ansicht/biodiesel-der-betrug-mit-hvo-ist-offensichtlich>
- BMBF (2023): Bekanntmachung - Richtlinie zur Förderung von Projekten zum Thema „Forschung und Entwicklung an Batterietechnologien für technologisch souveräne, wettbewerbsfähige und nachhaltige Batteriewertschöpfungsketten“. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/bekanntmachungen/de/2023/09/2023-09-21-Bekanntmachung-Batterieforschung.html>
- BMJV (2013): 4. BImSchV (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungs-, Heiz- und Verbrennungsanlagen). BMJ & Bundesamt für Justiz. Abgerufen am 11. August 2025 von https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_4_2013/4_BImSchV.pdf
- BMJV (2022): Gesetz zur Festlegung von Flächenbedarfen für Windenergieanlagen an Land (Windenergieflächenbedarfsgesetz - WindBG). BMJV. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://www.gesetze-im-internet.de/windbg/BJNR135310022.html>
- BMUV (2024): Nationale Strategie zur Biologischen Vielfalt 2030 (NBS 32030). Beschluss des Bundeskabinetts vom 18. Dezember 2024. Abgerufen am 18. Juni 2025 von <https://www.bundesumweltministerium.de/download/die-nationale-strategie-zur-biologischen-vielfalt-2030-nbs-2030>
- BMWE (2025): Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz) - Arbeitsstand des BMW. Abgerufen am 16. Mai 2025 von https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- BMWE (2025): Bundestag und Bundesrat beschließen Solarpaket I. Von Pressemitteilung - Energiewende: abgerufen am 12. August 2025 von <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240426-bundestag-bundesrat-solarpaket-i.html>
- BMWE (2025): Förderaufruf „Innovative Wasserstoff-Demonstrationsregion Rheinisches Revier“. Abgerufen am 31. Juli 2025 von Die Bundesregierung: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Foerderung-National/030-foerderaufruf-innovative-wasserstoff-demonstrationsregion-rheinisches-revier.html>
- BMWK (2019): Vulkangestein speichert Windstrom. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: <https://www.energieforschung.de/de/aktuelles/news/2019/windenergie-in-vulkangestein-speichern-weltpremiere-in-hamburg>
- BMWK (2022): Aufbau des Batterie-Ökosystems schreitet voran: Knapp 17 Millionen Euro Förderung für Recycling-Projekt. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/07/20220705-aufbau-des-batterie-oekosystems-schreitet-voran-knapp-17-millionen-euro-foerderung-fuer-recycling-projekt.html>
- BMWK (2023): Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie. Die Bundesregierung.

- BMWK (2023a): Förderrichtlinie Klimaschutzverträge. Erläuterungen zum Förderinstrument. Abgerufen am 12. Juni 2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderrichtlinie-klimaschutzvertraege.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- BMWK (2023b): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.
- BMWK (2023c): Photovoltaik Strategie - Handlungsfelder und Maßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der Photovoltaik. Berlin: BMWK.
- BMWK (2023d): Stromspeicher-Strategie. Abgerufen am 05. Juni 2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stromspeicherstrategie-231208.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- BMWK (2024a): Einigung zur Kraftwerksstrategie. Abgerufen am 11. August 2025 von: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html>
- BMWK (2024b): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Abgerufen am 10. August 2025 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategiewasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18
- BMWK (2024c): Naturschutzfachliche Mindestkriterien bei PV-Freiflächenanlagen - Leitfaden zur Umsetzung der §§ 37 Absatz 1a, 48 Absatz 6 EEG 2023 in der Praxis. BMWK. Abgerufen am 11. August 2025 von https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/leitfaden-naturschutzfachliche-mindestkriterien-bei-pv-freiflaechenanlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=15
- BMWK (2024d): Speicher für die Energiewende. Berlin: BMWK. Abgerufen am 31. Juli 2025 von https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/speicher-fuer-die-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- BMWK (2025a): Exportkreditgarantien (sogenannte Hermesdeckungen). (B. f. Klimaschutz, Herausgeber) Abgerufen am 09. April 2025 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Aussenwirtschaft/exportkreditgarantien.html>
- BMWK (2025b): Weißbuch Wasserstoffspeicher. Berlin, Germany: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Abgerufen am 10. Juli 2025 von <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.html>
- BNQ & CSA (2025): BNQ and CSA Group publish a new standard for measuring the environmental impact of hydrogen production. Québec, Kanada. Abgerufen am 23. Mai 2025 von https://bnq.qc.ca/images/pdf/nouvelles_evenements/2025/communiqu%C3%A9_presse_1789-200_2025-05-08_en.pdf
- Bonk, A., & Bauer, T. (2021): Solar Salt – Thermal Property Analysis. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik.
- Bonnet-Cantalloube, B., Espitalier-Noël, M., Carvalho, P. F., Fonseca, J., & Pawelec, G. (2023): Clean Ammonia in the future Energy System. Abgerufen am 12. Juni 2024 von Hydrogen Europe: https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/03/2023.03_H2Europe_Clean_Amonia_Report_DIGITAL_FINAL.pdf
- Bott, C., Dahash, A., Noethen, M., & Bayer, P. (2024): Influence of thermal energy storage basins on the subsurface and shallow groundwater. Journal of Energy Storage, 92. doi:Influence of thermal energy storage basins on the subsurface and shallow groundwater
- bp Deutschland (2022): Wilhelmshaven green hydrogen hub. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.energyhub-wilhelmshaven.de/>

- bp Deutschland (2023): Pressemitteilung - H2 Allianz. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/de_de/germany/home/presse/pressemitteilungen/2023/pm2023_25042023_Presseinformation%20H2-Allianz.pdf
- BPA (2024): FAQ: Strategie zum Import von Wasserstoff. (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung) Abgerufen am 07. April 2025 von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/faq-wasserstoffimportstrategie-2300536#tar-1>
- BR24 (2024): Batteriehersteller BMZ: "Wandel" statt Stellenstreichung? (R. BR24, Herausgeber)
- Brown, T., & Hampp, J. (2023): Ultra-long-duration energy storage anywhere: methanol with carbon cycling. Engineers Ireland webinar. Technische Universität Berlin.
- Bruns, D., Koch, S., Bauer, J., Kraetzschmer, D., Sicard, J.-C., Garske, S., & Hofmann, P.-I. (2015): Auswirkungen zukünftiger Netzinfrastrukturen und Energiespeicher in Deutschland und Europa. Bonn: Bundesamt für Naturschutz.
- Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (2022): Neue Forschungsinfrastruktur stärkt Batteriezellproduktion in Deutschland. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.bam.de/Content/DE/Pressemitteilungen/2022/Energie/2022-09-22-forschungsinfrastruktur-batterien.html>
- Bundesgerichtshof (2025): Beschluss vom 15. Juli 2025 in der energiewirtschaftlichen Verwaltungsache. Bundesgerichtshof. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&sid=f63da74757858de48218ce2c7676a426&nr=142304&anz=40&pos=0>
- Bundesnetzagentur (2021): Strategische Umweltprüfung (SUP) - Die Methode der SUP zum Bundesbedarfsplan. Netzausbau. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.netzausbau.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Methodik/SUP-Methode.pdf?blob=publicationFile>
- Bundesnetzagentur (2025): Innovationsausschreibungen. Abgerufen am 12. August 2025 von <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/start.html>
- Burrack, M. (2025): Die materiell- und verfahrensrechtliche Behandlung von Batterieenergiespeichersystemen. Juris. Abgerufen am 12. September 2025 von <https://juris.de/jportal/portal/page/homerl.psm?nid=jpr-NLOBADG000125&cmsuri=%2Fjuris%2Fde%2Fser-vices%2Fnews%2Fnews-detail.jsp>
- Business Research Insights (2024): Business Research Insights. Abgerufen am 12. Juni 2024 von Hydrogen Pressure Vessels Market Report Overview: <https://www.businessresearchinsights.com/market-reports/hydrogen-pressure-vessels-market-100853>
- BVES e.V. (2021): Vorbeugender und abwehrender Brandschutz bei Lithium-Ionen Großspeichersystemen. BVES e.V. Abgerufen am 12. August 2025 von https://www.bves.de/wp-content/uploads/2021/11/Brandschutz_Lithium_Ionen_Grossspeichersysteme_DE_2023-2.pdf
- BYD (2021): Energy Storage System. Shenzhen, China: BYD.
- Cames, D. M., Wissner, N., & Sutter, J. (2021): Ammonia as a marine fuel - Risks and perspectives. Öko-Institut e.V.
- Carl Roth GmbH (2024): Sicherheitsdatenblatt - Hydrolytisches Lignin, Nadelholz >75 %. Carl Roth GmbH. Abgerufen am 12. August 2025 von: <https://www.carlroth.com/medias/SDB-25XP-BE-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wyNDAXNzd8YXBwb-GlJYXRpb24vcGRmfGFHVmxMMmd3TWk4NU1UZzFPRFI6T0Rrek1ESXIMMU5FUWw4eU5WaFFY-MEpGWDBSRkxuQmtaZ3w3MGQyN2VIMjRjOWQ5MzlhOTRiZWl0ZTRhOTHiYTViNzkxNDU3NmJi-OWU1ZDEwNjA5NzdiMmUwODZkM2UwY2Vm>

- Carl Roth GmbH (2025): Sicherheitsdatenblatt - Methanol ≥ 99 %, zur Synthese. Carl Roth GmbH. Abgerufen am 12. August 2025 von <https://www.carlroth.com/medias/SDB-8388-DE-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wzOTM3MzN8YXBwb-GljYXRpb24vcGRm-fGFHRTFMMmd6WVM4NU1qSXpNVEV4TmpBMk16QXIMMU5FUWw4NE16ZzRYMFJGWDBS-RkxuQmtaZ3xkOTgxMTMxODlkNzAzYWViZWVlOTFiMzgyNTY4ZTVkODQ2NzJiNWJhZDYwNG-FiMmU5NWM4MzlyMjYyYjRhOTNj>
- Catalysis Leibniz-Institut für Katalyse (2020): Pressemitteilung - Speicher für grüne Energie: Methanol – Metha-Cycle entkoppelt Windkraft vom Strombedarf. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: https://www.catalysis.de/fileadmin/user_upload/MAIN-bilder/0_Home/Pressemitteilung-gen/2020_08_LIKAT_Methacycle.pdf
- CATL (2021): CATL Unveils Its Latest Breakthrough Technology by Releasing Its First Generation of Sodium-ion Batteries. Abgerufen am 12. Juni 2024: <https://www.catl.com/en/news/665.html>
- CG Chemikalien (2017): Sicherheitsdatenblatt-7 - Eisen-III-chlorid-Lösung 25-40 %. CG Chemikalien. Abgerufen am 12. August 2025 von <https://www.carlroth.com/medias/SDB-7750-AT-DE.pdf?context=bWFzdGVyfHNIY3VyaXR5RGF0YXNoZWV0c3wzNjQ1OTF8YXBwb-GljYXRpb24vcGRmGFEZGxMMmd3Tmk4NU1qTXpOemd4TmpVek5UTT-BMMU5FUWw4M056VXdYMEZVWDBS-RkxuQmtaZ3wzZTEyYjlxYzNhNTM2ZjZhYzRmNWE4MjdhNmM4YzBIN-mIzYmY5MGJjN2MyM2M3YWY3MTc3OTdhM2E2NGZjZTc0>
- Chaudhary, A., & Brooks, T. (2018): Land Use Intensity-Specific Global Characterization Factors to Assess Product Biodiversity Footprints. *Environmental Science & Technology*(52 (9)), S. 5094-5104. doi:10.1021/acs.est.7b05570
- chemos (2019): Sicherheitsdatenblatt - Vanadyl(IV) sulfate. chemos. Abgerufen am 12. August 2025 von https://www.chemos.de/import/data/msds/DE_de/27774-13-6-A0039753-DE-de.pdf
- Choi, J. H., & Kim, D. W. (2024): Low-crystallinity conductive multivalence iron sulfide-embedded S-doped anode and high-surface area O-doped cathode of 3D porous N-rich graphitic carbon frameworks for high-performance sodium-ion hybrid energy storages. doi.org/10.1016/j.ensm.2024.103368
- Clean Hydrogen Europe (2024): European Partnership for Hydrogen Technologies. Abgerufen am 12. 06 2024 von https://www.clean-hydrogen.europa.eu/index_en
- CnEVPost (2024): China's 1st large-scale sodium battery energy storage station put into operation. Abgerufen am 31. Juli 2025 CnEVPost: <https://cnevpost.com/2024/05/13/china-1st-large-sodium-battery-energy-storage-station-operation/>
- CO2online (2024a): Batteriespeicher: Alle Förderprogramme & Zuschüsse von KfW, BAFA und Co. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.co2online.de/foerdermittel/liste/batteriespeicher/>
- CO2online (2024b): Förderprogramm: KfW - Programm Erneuerbare Energien 'Standard' - Photovoltaik (Nr. 270): Abgerufen am 05. 06 2024 von <https://www.co2online.de/foerdermittel/details/300693/>
- CO2online (2025): Batteriespeicher: Alle Förderprogramme & Zuschüsse von KfW, BAFA und Co. Abgerufen am 31. Juli 2025 von CO2online: <https://www.co2online.de/foerdermittel/liste/batterie-speicher/>
- Colthorpe, A. (2020): Behind the numbers: The rapidly falling LCOE of battery storage. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.energy-storage.news/behind-the-numbers-the-rapidly-falling-lcoe-of-battery-storage/>

- Consentec GmbH (2022): Batteriespeicher in Netzen. Abgerufen am 05. Juni 2024 von https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/studie-batteriespeicher-in-netzen-schlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- CORDIS (2021): Novel salt-water battery stores electricity seasonally. Abgerufen am 6. Juni 2024 von <https://cordis.europa.eu/article/id/435510-novel-salt-water-battery-stores-electricity-seasonally>
- Czybulka, D. (2022): Regelwerke: Gesetze und Abkommen der Naturschutzpolitik Völkerrecht, Europäisches Unionsrecht, nationales Recht. Abgerufen am 31. Juli 2025 <https://www.bpb.de/themen/umwelt/naturschutzpolitik/510473/regelwerke-gesetze-und-abkommen-der-naturschutzpolitik/>
- Dede, T. (2023): Vanadium Redox-Flow Batterien: Die Kommerzialisierung beginnt! Abgerufen am 31. Juli 2025 <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/vanadium-redox-flow-batterien-die-kommerzialisierung-beginnt/>
- Degen, F., Mitterfellner, M., & Kampker, A. (2024): Comparative life cycle assessment of lithium-ion, sodium-ion, and solid-state battery cells for electric vehicles. Journal of Industrial Ecology, 1-16. doi:10.1111/jiec.13594
- Deutinger, M., & Sailer, F. (2024): Die Beschleunigungsgebiete nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie - Handlungsnotwendigkeiten und -spielräume bei der Umsetzung in nationales Recht. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht. Abgerufen am 31. Juli 2025 https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/02/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStu-dien_35_Die-Beschleunigungsgebiete-nach-der-Erneuerbare-Energien-Richtlinie.pdf
- Deutscher Bundestag (2021): Kleine Anfrage Drucksache 19/30317. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://dserver.bundestag.de/btd/19/303/1930317.pdf>
- Deutscher Bundestag (2022): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2022 - Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor. Bonn: Bundesgesetzblatt. Abgerufen am 12. August 2025 von https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&start=//*/%5b@attr_id=%27bgbl122s1237.pdf%27%5d#/switch/tocPane?ts=1754913639688
- Deutscher Bundestag (2023): Bundestag.de - Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-975420>
- Deutscher Bundestag (2025): Gesetz zur Umsetzung von Vorgaben der Richtlinie (EU) 2023/2413. Berlin: Bundesrat. Abgerufen am 11. August 2025 von https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2025/0301-0400/329-25.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- DGUV (2024): DGUV Information 205-041 - Brandschutz beim Umgang mit Lithium-Ionen-Batterien. Berlin: Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. (DGUV). Abgerufen am 11. August 2025 von <https://publikationen.dguv.de/widgets/pdf/download/article/4668>
- DIN (o. D.): DIN-Normenausschuss Grundlagen des Umweltschutzes (NAGUS) - Projekt Nachhaltigkeitskriterien für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Abgerufen am 12. August 2025 von DIN: <https://www.din.de/de/mitwirken/normenausschuesse/nagus/projekte/wdc-proj:din21:383753619>
- Directorate General Climate Action (2024): Innovation Fund IF24 Auction - Terms and Conditions. European Commission. Abgerufen am 31. Juli 2025 https://climate.ec.europa.eu/document/download/b996825e-cd36-44c1-895d-a780062f626d_en?filename=2024%2009%2025%20Finan%20TC_2nd%20Round%20RFNBO%20H2_IF_TCforPUBLICATION_Clean.pdf
- DLR (2020): Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR). Abgerufen am 11. August 2025 von Erste Carnot-Batterie mit Dampfkraft speichert Strom in Wärme: https://www.dlr.de/de/aktuelles/nachrichten/2020/03/20200914_carnot-batterie-mit-dampfkraft

- DLR (o. D.): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR): Wärmespeicher für eine gesicherte Energieversorgung. Abgerufen am 12. August 2025 von: <https://www.dlr.de/de/tt/forschung-transfer/themen/waermespeicher>
- Dluhosch, R. (2021a): multiTESS. STOREENERGY congress 2021. STOREENERGY. Abgerufen am 12. Juni 2024 https://www.storeenergy.de/sites/storeenergy.de/files/media_document/2021-10/ra-bea_dluhosch_abstract_2021.pdf
- Dluhosch, R. (2021b): TESS 2.0 - Power-to-Heat-to-Power&Heat bei 1000°C. Jülich: Solar-Institut Jülich. Abgerufen am 31. Juli 2024 https://www.thm.de/site/images/stories/Veranstaltungen/TESS2.0_Dluhosch.pdf
- DNR (2022): Solaranlagen: Chance für Naturschutz, Erfordernis für Klimaschutz. Deutscher Naturschutzring e. V. Abgerufen am 11. August 2025 von https://www.dnr.de/sites/default/files/2022-09/220928_Solarpapier_Stand_September.pdf
- DNV (2024): Bringing Flow to the Battery World (II). Abgerufen am 31. Juli 2025 <https://www.dnv.com/article/bringing-flow-to-the-battery-world-2/>
- Dolega, P., Buchert, D., & Betz, D. (2020): Ökologische und sozio-ökonomische. Darmstadt: Fab4Lib. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Graphit-Lithium-Oeko-Soz-Herausforderungen.pdf>
- Dormann, L., Sann-Ferro, D. K., Heininger, P., & Mähliß, D. J. (2021): dke.de. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: Li-Ionen-Batterien Grundlagen, Merkmale, Gesetze und Normen: <https://www.dke.de/resource/blob/933404/3d80f2d93602ef58c6e28ade9be093cf/kompodium-li-ionen-batterien-data.pdf>
- DREWAG; Dresden, TU; SBU (2019): Green heat: Entwicklung innovativer Energieversorgungstechniken und –strukturen mit den Kernkomponenten modularer Großwärmespeicher und Maxianlage Solarthermie. Abgerufen am 31. Juli 2024 https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/ressourcen/dateien/forschung_und_projekte/projekte/200220_Endbericht_GH3_freigegeben.pdf?lang=de
- DUH (2024): Umwelt- und Sozialstandards für Wasserstoffpartnerschaften. Abgerufen am 31. Juli 2025 https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Hintergrundpapier_Umwelt-_und_Sozialstandards.pdf
- DVGW (2024): Wasserstoff – woher, wie viel und wie? DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V., Bonn. Abgerufen am 31. Juli 2025 <https://www.dvgw-ebi.de/themen/publikationen/publikation-2024-feb-dvgw-factsheet-staudt>
- DWA (2024): Pumpspeicher und Speicherwasserkraftwerke für eine erfolgreiche Energiewende - Empfehlungen zur Verkürzung und Vereinfachung der Genehmigungsverfahren in Deutschland, Österreich, Italien und der Schweiz. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V. (DWA). Abgerufen am 31. Juli 2025 <https://shop.dwa.de/DWA-Themen-T4-2024-Pumpspeicher-und-Speicherwasserkraftwerke-fuer-eine-erfolgreiche-Energiewende-Empfehlungen-zur-Verkuerzung-und-Vereinfachung-der-Genehmigungsverfahren-in-Deutschland-OEsterreich-Italien-und-der-Schweiz-September-2024/TH-WW-5.3-24>
- Ebner, S., Sprik, P., Stern, P., & Mair-Bauernfeind, D. (2023): How Green are Redox Flow Batteries? ChemSusChem, 16(8). Abgerufen am 11. August 2025 von <https://chemistry-europe.online-library.wiley.com/doi/10.1002/cssc.202201818>
- ECOSTOR (2025): Battery Storages >1000 kWh according to Marktstammdatenregister. Abgerufen am 04. Juni 2025 von Speichermonitor - ECOSTOR: <https://speichermonitor.eco-stor.de/>
- ees Europe (2022): Salzkaverne als Wasserstoffspeicher. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.ees-europe.com/neuigkeiten/news/salzkaverne-als-wasserstoffspeicher>

- EHB (2022): European Hydrogen Backbone - A European Infrastructure Vision Covering 28 countries. European Gas Grid Operators.
- EMCEL (2020): Wasserstoffdruckbehälter: Welche Druckbehälter-Typen gibt es? Abgerufen am 12. Juni 2024 von emcel.de: <https://emcel.com/de/wasserstoffdruckbehaelter/>
- Emde, A. (2023): Techno-ökonomische Bewertung von energieträgerübergreifenden hybriden Energiespeichern. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: <https://elib.uni-stuttgart.de/bitstream/11682/13039/1/2023EmdeAlexander.pdf>
- Energie-Experten (2024): Natrium-Ionen-Akkus: Preise, Funktion und Entwicklung der Hersteller. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photo-voltaik/stromspeicher/natrium-ionen-akku#c51139>
- Energie-Experten CH (2020): Energie-Experten. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/waermespeicher-saisonale-speicher.html>
- Energieleben.at (2020): Kugelpumpspeicher. Abgerufen am 24. Juni 2024 von: <https://www.energie-leben.at/kugelpumpspeicher/>
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2024): Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern – Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/EWI_Die-Bedeutung-von-Wasserstoffspeichern.pdf
- ESS Tech (2024): Energy Center - Flexible, safe, and low-cost utility-scale energy storage solution. Wilsonville, Oregon, USA.
- Europäische Kommission (2020a): Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. Brüssel: Europäische Kommission. Abgerufen am 31. Juli 2025 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301>
- Europäische Kommission. (2020b): Verordnung (EU) 2020/852 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Juni 2020. Abgerufen am 31. Juli 2025 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0852>
- Europäische Kommission (2021): ANNEX to the Commission Delegated Regulation (EU) .../... supplementing Regulation (EU) 2020/852. Abgerufen am 31. Juli 2025 https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/taxonomy-regulation-delegated-act-2021-2800-annex-1_en.pdf
- Europäische Kommission (2022a): Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Kommission über Vorschriften für die Überprüfung in Bezug auf die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen sowie die Kriterien für ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänd. Europäische Kommission. Abgerufen am 31. Juli 2025 https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_impl/2022/996/oj?locale=de
- Europäische Kommission (2022b): RePowerEU-Plan. Brüssel: Europäische Kommission. Abgerufen am 31. Juli 2025 https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF
- Europäische Kommission (2022c): Vorschlag für eine Richtlinie zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie. Brüssel: Europäische Kommission. Abgerufen am 31. Juli 2025 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022PC0222>
- Europäische Kommission (2023): Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 vom 10. Februar 2023. Abgerufen am 31. Juli 2025 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>
- Europäische Kommission (2024): Innovation Fund. Abgerufen am 12. Juni 2024 von https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund_en

- Europäische Kommission (2025): European Hydrogen Bank. Abgerufen am 09. April 2025 von https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/european-hydrogen-bank_en
- Europäisches Parlament und der Rat der Europäischen Union (2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der. Brüssel: Europäische Union. Abgerufen am 31. Juli 2025 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413
- Fehrenbach, H., Busch, M., Bürck, S., Bischoff, D., Theis, S., Reinhardt, J., Grahl, P. (2021): Flächenrucksäcke von Gütern und Dienstleistungen - Teilbericht III: Daten. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Abgerufen am 2. Juni 2024 von https://www.umweltbundesamt.de/system/files/meldien/479/publikationen/texte_170-2021_flaechenrucksaecke_von_guetern_und_dienstleistungen_teilbericht_iii.pdf
- Fernandez-Marchante, C., Millán, M., Medina-Santos, J., & Lobato, J. (2019): Environmental and Preliminary Cost Assessments of Redox Flow Batteries for Renewable Energy Storage. Energy Technology, 8(11). doi.org/10.1002/ente.201900914
- FfE (2025): Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht. Abgerufen am 31. Juli 2025 https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf
- FhG ISI et al. (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien), update Frühjahr 2024.
- FNB Gas (2023): Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz.
- FNR. (2024): Anbauzahlen. Abgerufen am 31. Juli 2025 von <https://pflanzen.fnr.de/anbauzahlen>
- Fonseca, S. (2024): Lebensdauer Stromspeicher: wie lange halten PV-Speicher? Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://gruenes.haus/lebensdauer-stromspeicher/>
- Förderbank Bayern (o. D.): Energie & Klimaschutz - Unsere Förderkredite für Energie & Klimaschutz. Abgerufen am 14. August 2025 von Förderbank Bayern: <https://www.lfa.de/website/de/foerderangebote/transformation/energie/index.php>
- FÖS (2025): Die Auswirkungen des Herkunftsnachweissystems - Transformationsbeitrag oder systematisches Greenwashing? Abgerufen am 30. September 2025 von https://foes.de/publikationen/2025/2025-07_FOES_ASM_HKN_Impulspapier_Herkunftsnachweise_Analyse_Greenwashing_oder_Transformation.pdf
- Foster, F. (2024): Batteriespeicher von ECO STOR. (W. Weindorf, Interviewer)
- Fraunhofer FFB. (2023): Umfeldbericht zu Natrium-Ionen-Batterien Status Quo und Perspektiven entlang einer zukünftigen Wertschöpfungskette. Münster: Fraunhofer-Einrichtung Forschungsfertigung Batteriezelle FFB. Abgerufen am 30. September 2025 von https://www.ffb.fraunhofer.de/content/dam/ipt/forschungsfertigung-batteriezelle/Dokumente/231009_FFB_TP1_AP1_DV13_Umfeldbericht-SIB.pdf
- Fraunhofer ICT. (2024): Abgerufen am 30. Juni 2025 von Großprojekt "RedoxWind": <https://www.ict.fraunhofer.de/de/komp/ae/RFBWind.html>
- Fraunhofer ISE. (2023): Site-specific, comparative analysis for suitable Power-to-X pathways and products in developing and emerging countries. Freiburg im Breisgau: Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Abgerufen am 30. Juni 2025 von https://www.researchgate.net/publication/372952190_Site-specific_comparative_analysis_for_suitable_Power-to-X_pathways_and_products_in_developing_and_emerging_countries
- Fraunhofer ISE (2024): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Abgerufen am 30. Juni 2025 von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>

- Fraunhofer ISI (2023): Alternative Battery Technologies Roadmap 2030+. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2023/abt-roadmap.pdf>
- Fraunhofer IWES (2022): Offshore Flächenpotenziale: Analyse der Energieerzeugungseffizienz in der deutschen AWZ.
- Fraunhofer IWU (2021): Forschung zur Energiezukunft auf offener See: Neue Offshore-Technologien zur Erzeugung, Speicherung und Nutzung grünen Wasserstoffs entstehen bei Fraunhofer. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.iwu.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/PM-2021-H2Wind-H2Mare-Windkraft-Elektrolyse-auf-dem-Meer.html>
- Fricke, P. D. (2018): Bayern Innovativ. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.bayern-innovativ.de/de/seite/ammoniak-wasserstoffspeicher>
- Frömel, M., Sensfuß, D., Lux, D., Deac, D., Männer, W., & Luderer, D. (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Endbericht. Karlsruhe: Fraunhofer ISI & Consentec GmbH. Abgerufen am 11. August 2025 von https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45-Energieangebot_final.pdf
- Frontier Economics (2021): Grünstromkriterien der RED II - Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland. Abgerufen am 30. Juni 2024 von <https://www.frontier-economics.com/media/wcmieebg/analyse-red-ii-kritieren.pdf>
- Frontier Economics (2023): Wert von Batteriegroßspeichen im deutschen Stromsystem. Abgerufen am 30. Juni 2024 von https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpul/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_final-report.pdf
- Galileo (ProSieben) (2017): Die größte Batterie Deutschlands. Abgerufen am 30. April 2024 von https://www.prosieben.de/serien/galileo/videos/die-groesste-batterie-deutschlands-v_15rj4i9n7v6n
- Gebäude Energieberater (2023): Sachverständige warnen vor Brandgefahr bei PV und Speichern. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.geb-info.de/erneuerbare-energien/sachverstaendige-warnen-vor-brandgefahr-bei-pv-und-speichern>
- Gerold, E., & Antrekowitsch, H. (2022): Potenzialabschätzung von Synergieeffekten zur simultanen Rückgewinnung von Wertmetallen aus komplexen, metallhaltigen Reststoffen. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft, 22-31.
- Gleiss Lutz (2024): Stromspeicher-Strategie des BMWK – regulatorischer Aufwand für Stromspeicher. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.gleisslutz.com/de/aktuelles/know-how/stromspeicher-strategie-des-bmwk-regulatorischer-aufwind-fuer-stromspeicher>
- Götze und Hadlich (2024): Projekte: Solarsiedlung am Ackermannbogen. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.g-h-a.de/projekte/solarsiedlung-ackermannbogen-muenchen>
- H2 News (2025): Wasserstoff-Korridor: Ukraine und EU-Partner unterzeichnen Abkommen. Abgerufen am 07. April 2025 von <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/wasserstoff-korridor-ukraine-und-eu-partner-unterzeichnen-abkommen/>
- H2Global Stiftung (2025): Fact Sheet June 2025. Abgerufen am 30. September 2025 von <https://h2-global.org/wp-content/uploads/2025/06/H2Global-Stiftung-Fact-Sheet-June-2025.pdf>
- Haller, M., & Ruesch, F. (2019): Fokusstudie "Saisonelle Wärmespeicher - Stand der Technik und Ausblick. Abgerufen am 30. Juni 2025 von https://waermeinitiative.ch/wp-content/uploads/sites/3/2021/08/FESS_Fokusstudie_Saisonale_Waermespeicher.pdf
- Handelsblatt (2024): Gaskonzern exportiert nun doch keinen „blauen“ Wasserstoff nach Deutschland. Abgerufen am 07. April 2025 von <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/equinor-exportiert-nun-doch-keinen-blauenwasserstoff-nach-deutschland-01/100071670.html>

- Harris, K. (2022): Hydrogen Storage & Distribution Modules. DOE Bulk Storage of Gaseous Hydrogen Workshop. Hexagon-Purus.
- Helden, D. W. (2021): Wärmespeicher: Giganten im Untergrund. öko+ Fachmagazin für Ökonomie + Ökologie. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://www.wko.at/oe/umwelt/22-waermespeicher-van-helden.pdf>
- Hexagon-Purus (2019): X-Store Gas Container Modules, Version ADR V2 Full Carbon Design, 500 BAR, H2. Kassel.
- Hintco (2025a): 2nd H2Global Auction Round. Information about the tender design and process. Abgerufen am 30. September 2025 von <https://www.hintco.eu/download-registry>
- Hintco (2025b): Hydrogen Purchase Agreement. DRAFT for product open auctions. Seller. Abgerufen am 30. September 2025 von <https://www.hintco.eu/download-registry>
- HiTHIUM (2025): HiTHIUM Block - ESS DC&AC Integration Solution. Trade Fair The Smarter Europe 2025.
- Hoferichter, A. (2020): Stillgelegte Bergwerke als Wasserkraftwerke. Abgerufen am 12. Juni 2024 von Deutschlandfunk: <https://www.deutschlandfunk.de/tolle-idee-was-wurde-daraus-stillgelegte-bergwerke-als-100.html>
- IBB (2024): SolarPLUS – die Photovoltaik-Förderung für die Berliner Solarwende. Abgerufen am 13. Juni 2024 von <https://www.ibb-business-team.de/solarplus/>
- IDTechEx (2023): IDTechEx Reports. Abgerufen am 30. Juni 2024 von Sodium-ion Batteries 2024-2034: Technology, Players, Markets, and Forecasts: <https://www.idtechex.com/en/research-report/sodium-ion-batteries-2024-2034-technology-players-markets-and-forecasts/978>
- ILF & LBST (2022): Requirements for the production and export of green-sustainable hydrogen. Im Auftrag von Energy Partnership Chile - Alemania. Bonn and Eschborn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ): Abgerufen am 30. Juni 2024 von https://lbst.de/wp-content/uploads/2022/02/Study_CHL_Production_of_green_sustainable_hydrogen_final.pdf
- Industr (2024): In wenigen Sekunden wieder aufgeladen: Neue Natriumbatterie entwickelt. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: https://www.industr.com/de/in-wenigen-sekunden-wieder-aufgeladen-neue-natriumbatterie-entwickelt-2749550?GP_NR=%7bGP_NR%7d&Article_ID=2749550&utm_source=newsletter&utm_medium=E40EP&utm_campaign=2022-38-264&GP_NR=26346858
- INES (2025): Wasserstoffspeicherbedarfe in Deutschland. Abgerufen am 30. September 2025 von: https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2025/01/INES-Praesentation_MAHs-Ergebnisse.pdf
- Informationsportal zur Abfallbewertung (2020): Schadstoffe und gefährliche Eigenschaften. Abgerufen am 05. Juni 2024 von https://www.abfallbewertung.org/ipa/repgen.php?report=ipa&char_id=1606_Batt&lang_id=de&avv=&kapitel=3
- Ingenieur.de (2025): Batteriegroßspeicher boomen: Hoffnungsträger mit Grenzen. Abgerufen am 30. September 2025 von <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/batteriegrossspeicher-boomen-was-wirklich-zaehlt/>
- International Hydropower Association (2024): Pumped Hydro. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.hydropower.org/factsheets/pumped-storage>
- International Hydropower Association (2023): World Hydropower Outlook 2023. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://indd.adobe.com/view/4201016f-a51a-4f6f-998b-ec85219d1dfd>
- Jachmann, S. (2022): Der erste Erdbeckenspeicher Deutschlands wird in SH gebaut. Abgerufen am 12. Juni 2024 von NDR: <https://www.ndr.de/nachrichten/info/Der-erste-Erdbeckenspeicher-Deutschlands-wird-in-SH-gebaut,erdbeckenspeicher100.html>

- Jackson, C., Fothergill, K., Gray, F., Makhoulfi, C., Kezibri, N., Davery, A., Greenwood, S. (2019): Ammonia to Green Hydrogen Project.
- Jalas, J. (1955): Hemerobe und hemerochore Pflanzenarten. Ein terminologischer Reformversuch. Abgerufen am 15. Juni 2024 von https://www.researchgate.net/publication/285437106_Hemerobe_und_hemerochore_Pflanzenarten_Ein_terminologischer_Reformversuch
- Jarass, P., & Neumann, D. (2024): Verringerung der Strompreise durch Kappung von Einspeisespitzen. Der SteuerBerater, 4, 94-87. Abgerufen am 30. September 2025 von <https://www.jarass.com/wp-content/uploads/2024/04/Strompreise-und-Spitzenkappung-StB-4.2024-Internet.pdf>
- Jauslin Stebler (2013): Erdgasröhrenspeicher Urdorf. Abgerufen am 10. Juni 2024 von: <https://www.jauslinstebler.ch/projekte/erdgasroehrenspeicher-urdorf/>
- Jendrischek, M. (2020): Redox-Flow-Batterie: Vorteile und Nachteile unterschiedlicher Flüssigbatterien. Abgerufen am 30. Juni 2024 von <https://www.cleantalking.de/redox-flow-batterie-vorteile-und-nachteile-von-fluessigbatterien-2/>
- Kapellmann (2022): Blogreihe "Wasserstoff aktuell": Genehmigung von Wasserstoff-Speicheranlagen. Abgerufen am 11. August 2025 von Kapellmann: <https://kapellmann.de/de/beitraege/genehmigung-von-wasserstoff-speicheranlagen-1>
- Karlsruher Institut für Technologie (2018): Pressemitteilung Expertenwissen - Redox-Flow-Batterie: Netzspeicher für die Energiewende. Abgerufen am 11. August 2025 von: <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/meldungen/redox-flow-batterie-netzspeicher-fuer-die-energiewende>
- Kavanagh, L., Keohane, J., Cabellos, G., Lloyd, A., & Cleary, J. (2018): Global Lithium Sources—Industrial Use and Future. Basel: resources. Abgerufen am 30. Juni 2024 von https://www.researchgate.net/publication/327701483_Global_Lithium_Sources-Industrial_Use_and_Future_in_the_Electric_Vehicle_Industry_A_Review
- KfW (2024): Kredit Nr.270. Abgerufen am 31. 07 2025KfW: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/)
- KfW (2025): Merkblatt Kredit Nr. 270 - KfW-Programm Erneuerbare Energien "Standard". Frankfurt: KfW. Abgerufen am 31. 07 2025 von [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000000178_M_270_EE-Standard.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000000178_M_270_EE-Standard.pdf)
- Kigle, S., Jetter, F., Ebner, M., & Schmid, T. (2022): 2% der der Landesfläche für Windenergie: ein geeignetes Maß? Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE).
- Kite Rise (2023): Natrium-Ionen Speicher aus Österreich. Graz: Kite Rise Technologies.
- KNE (2024): Bilanzierung des Kompensationsbedarfs bei Solarparkprojekten - Spezifische Ländervorgaben für die Eingriffsregelung. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://www.naturschutz-energiewende.de/download/bilanzierung-des-kompensationsbedarfs-bei-solarparkprojekten/>
- KNE (2024): RED III - eine Einführung aus Perspektive der Planung und Genehmigung von erneuerbaren Energien. Berlin: Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://www.naturschutz-energiewende.de/download/red-iii-eine-einfuehrung-aus-perspektive-der-planung-und-genehmigung-von-erneuerbaren-energien/?tmstv=175169823>
- KNE (2025): Rechtliche Rahmenbedingungen für Batteriespeicher im Außenbereich - Analyse mit Blick auf Batteriespeicher und Solarenergie. Berlin: KNE. Abgerufen am 31. 07 2025 von <https://www.naturschutz-energiewende.de/publikationen/rechtliche-rahmenbedingungen-fuer-batteriespeicher-im-aussenbereich/>

- Kobler, U. G., Wüest, A., & Schmid, M. (2018): Effects of Lake–Reservoir Pumped-Storage Operations on Temperature and Water Quality. (MDPI, Hrsg.) 2018,10, 1968. doi:doi.org/10.3390/su10061968
- Koksharov, J., Zendel, L., Dammel, F., & Stephan, P. (2024): Thermodynamic, Economic and Maturity Analysis of a Carnot Battery with a Two-Zone Water Thermal Energy Storage for Different Working Fluids. *Energies*. doi:[10.3390/en17020437](https://doi.org/10.3390/en17020437)
- Kraft, A. (2021): Wärmespeicher 2021. EEB ENERKO. Abgerufen am 30. September 2024 von <https://enerko.de/wp-content/uploads/2021/10/211006-Waermespeicher-2021.pdf>
- Kretz, J. (2023): FlexAbility: Wie Batteriespeicher die Energiewende voranbringen. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/flexibilitaet-batteriespeicher-energie-wende#heutiger-ausbau-von-stationenren-batteriespeichern-in-deutschland>
- LAI (2024): Vollzugsleitfaden „Genehmigung und Überwachung von Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff durch die Elektrolyse von Wasser („Elektrolyseure“)“. Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI). Abgerufen am 30. September 2025 von https://www.lai-immissions-schutz.de/documents/vollzugsleitfaden-elektrolyseure-stand-12-2025_2_1768385601.pdf
- Land Berlin (o. D.): Solarcity Berlin. Abgerufen am 14. August 2025 von: <https://www.berlin.de/solar-city/solarcity-berlin/im-fokus/foerderprogramm-solarplus/>
- Land Schleswig-Holstein & Ministerium für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur (2024): Richtlinie des Landes Schleswig-Holstein für die Gewährung von Zuwendungen zur Förderung von Stromspeichern. Landesportal Schleswig-Holstein. Abgerufen am 31. 07 2025 von https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/F/foerderprogramme/MWAVT/Downloads/FP_21_27/rili_stromspeicher.pdf?blob=publicationFile&v=1&utm_source=Referral&utm_medium=Typeln
- Landesförder-Institut Mecklenburg-Vorpommern (2024): Klimaschutz-Projekte in wirtschaftlich tätigen Organisationen. Abgerufen am 14. August 2025 von Landesförder-Institut Mecklenburg-Vorpommern: <https://www.lfi-mv.de/foerderfinder/klimaschutzprojekte-in-wirtschaftlich-taetigen-organisationen/>
- Landesgesellschaft für Energie und Klimaschutz NRW (2022): Factsheet: Wasserstoffkavernenspeicher. Abgerufen am 12. 06 2024 von <https://www.energy4climate.nrw/publikation/factsheet-wasserstoffkavernenspeicher>
- Landeshauptstadt München (2025): Förderung von Photovoltaikanlagen (FKG). Abgerufen am 31. Juli 2025 von: <https://stadt.muenchen.de/service/info/sachgebiet-foerderprogramm-klimaneutrale-gebaeude/10414150/>
- LANUV (2016): Potenzialstudie Pumpspeicherkraftwerke Nordrhein-Westfalen. Fachbericht 62. Abgerufen am 30. September 2025 von https://www.lanuk.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30062_fabe_62_web.pdf
- Lau, M., Wulfert, K., Vaut, L., Köstermeyer, H., & Blew, J. (2024): RED: Auseinandersetzung mit rechtlichen. Boschpartner. Abgerufen am 11. August 2025 von https://www.boschpartner.de/fileadmin/user_upload/pdf/Aktuelles/Kurzpapier_Fragestellungen_RED.pdf
- L-Bank (o. D.): Wohnen mit Zukunft: Photovoltaik. Abgerufen am 14. August 2025 von: https://www.l-bank.de/produkte/wirtschaftsfoerderung/wohnen-mit-zukunft-photovoltaik.html?utm_source=Referral&utm_medium=Typeln
- LBST & ifeu (2022): Entwicklung von PtX-Nachhaltigkeitsstandards und -indikatoren. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH. Im Auftrag von PtXLab Lausitz. Abgerufen am 30. August 2024 von https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Studie_PtL_Nachhaltigkeitsstandard.pdf

- LBV (2020): Missstände bei Ausgleichsflächen: gesetzliche Vorgaben werden teilweise jahrelang nicht eingehalten. Abgerufen am 30. September 2025 von <https://www.lbv.de/news/details/missstaende-bei-ausgleichsflaechen-gesetzliche-vorgaben-werden-teilweise-jahrelang-nicht-eingehalten/>
- LEAG (2021): BigBattery Lausitz arbeitet im Dauerbetrieb. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.leag.de/de/news/details/bigbattery-lausitz-arbeitet-im-dauerbetrieb/>
- LEAG (2024a): LEAG und ESS entwickeln Clean Energy Hub für Deutschland. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: <https://www.leag.de/de/news/details/leag-und-ess-entwickeln-clean-energy-hub-fuer-deutschland/>
- LEAG (2024b): LEAG baut grünes Wasserstoff- und Stromspeicherzentrum in Boxberg. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: <https://www.leag.de/de/news/details/leag-baut-gruenes-wasserstoff-und-stromspeicherzentrum-in-boxberg/>
- Lindner, J., Eberle, U., Knuepfer, E., & Coelho, C. (2021): Moving beyond land use intensity types: assessing biodiversity. The International Journal of Life Cycle Assessment. doi:10.1007/s11367-021-01899-w
- MAHYTEC (2021): Type IV buffer tank at 60bar.
- MAHYTEC (2024): Compressed hydrogen storage.
- Maisch, M. (2022): Iron flow battery maker ESS expands into Europe. PV Magazine. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.pv-magazine.com/2022/05/24/iron-flow-battery-maker-ess-expands-into-europe/>
- Marco, H., Keßler, B., Lubenau, U., Kleinickel, C., Krause, H., & Hassannayebi, N. (2022): H2-Forschungskaverne – Phase I: Entwicklung einer H2-Speicherforschungsplattform (SPF) für die Speicherung von grünem Wasserstoff am Standort Bad Lauchstädt. DBI Gasttechnologisches Institut, Freiberg; Fraunhofer-Institut für Mikrostruktur von Werkstoffen und Systemen IMWS; Institut für Gebirgsmechanik, Leipzig; ONTRAS Gastransport GmbH. doi:10.2314/KXP:1801355274
- Mazarei, A. (2022): Who controls the world's minerals needed for green energy? Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://illuminem.com/illuminemvoices/who-controls-the-worlds-minerals-needed-for-green-energy>
- MEKUN (2024): Richtlinie des Landes Schleswig-Holstein für die Gewährung von. Ministeriums für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur des Landes Schleswig-Holstein. Abgerufen am 05. Juni 2025 von https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/F/foerderprogramme/MWAVT/Downloads/FP_21_27/rili_stromspeicher.pdf?blob=publication-File&v=1&utm_source=Referral&utm_medium=Typeln
- Michalski, J., & Kutz, C. (2022): Major results of techno-economic assessment of future scenarios for deployment of underground renewable hydrogen storages - HyStories D5.5-2. European Union. Abgerufen am 10. Juli 2025 von https://hystories.eu/wp-content/uploads/2022/12/Hystories_D5.5-2-Major-results-of-techno-economic-assessment.pdf
- Mitsubishi Power (2021): Mitsubishi Power Commences Development of World's First Ammonia-fired 40MW Class Gas Turbine System. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: <https://power.mhi.com/news/20210301.html>
- Mörwald, H. (2024): Pump, Druck, Schwung – Was mechanische Speicher leisten. Abgerufen am 11. August 2025 von Austria Presse Agentur: <https://science.apa.at/mehrzumthema/pump-druck-schwung-was-mechanische-speicher-leisten/>
- Munzke, N., Schwarz, B., Büchle, & Barry, J. (2017): Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand. 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie.

- MVV (2024): Solarstromspeicher: Salzwasserbatterie – eine nachhaltige Alternative zum Lithium-Ionen-Akku? Abgerufen am 05. Juni 2024 von: <https://www.mvv.de/photovoltaik/ratgeber/salzwasserbatterie-eine-nachhaltige-alternative-zum-lithium-ionen-akku>
- NABU (2022): Reparaturbetrieb Natur - Über Eingriffe, Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.nabu.de/natur-und-landschaft/naturschutz/deutschland/31160.html>
- Nationaler Wasserstoffrat (2021): Die Rolle der Untergrund-Gasspeicher zur Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Deutschland. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2021-10-29_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstoffspeicher.pdf
- Nationaler Wasserstoffrat. (2023): Versorgung des Verkehrssektors mit grünem Wasserstoff und seinen Derivaten. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01-NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-im-Verkehr.pdf
- Negro, V., Noussan, M., & Chiaramonti, D. (2023): The Potential Role of Ammonia for Hydrogen Storage and Transport: A Critical Review of Challenges and Opportunities. *Energies*, 16(17). doi.org/10.3390/en16176192
- NEP (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023>
- New Climate Institute (2025): Assessing Safeguards for Hydrogen Sustainability in the H2Global Mechanism. Abgerufen am 05. August 2025 von <https://newclimate.org/resources/publications/assessing-safeguards-for-hydrogen-sustainability-in-germanys-carbon>
- Nichols, C. (2023): Redox Flow Batteries Market 2024-2034: Forecasts, Technologies, Markets. Abgerufen am 05. August 2025 von <https://www.idtechex.com/en/research-report/redox-flow-batteries-market-2024-2034-forecasts-technologies-markets/963>
- Northvolt (31. May 2024): Sodium-Ion Cells - Sustainable and attainable. Abgerufen am 05. August 2024 von Northvolt: <https://northvolt.com/products/cells/sodium-ion/>
- NOW GmbH (2023): Wasserstoffanwendungen. Abgerufen am 12. 06 2024 von: <https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2023/01/Technologieueberblick-Wasserstoff.pdf>
- Oberholzer, D. S. (2021): Energiespeichertechnologien - Kurzübersicht 2021. Bern: Bundesamt für Energie BFE Schweiz.
- okl & partner (2024): Mandanteninformation 14/2024 - Neues Bauplanungsrecht für PV-Freiflächenanlagen und Batteriespeicher. okl & partner. Abgerufen am 31. 07 2025 von https://oklp.de/wp-content/uploads/2024/10/Mandanteninformation-14_24.pdf
- Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg (20. Juli 2022): Wasserstoffatlas. Abgerufen am 15. Juni 2025 von <https://wasserstoffatlas.de>
- Papadias, D., & Ahluwalia, R. (2021): Bulk Storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34527-34541.
- Paschen, H., Oertel, D., & Grünwald, R. (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland. Deutscher Bundestag, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technologiefolgenabschätzung.
- Peters, W., Schicketanz, S., Hanusch, M., Rohr, A., Kothe, M., Kinast, P., & Reichmuth, M. (2015): Räumlich differenzierte Flächen-potentiale für erneuerbare Energien in Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).

- Photovoltaikforum (2023): Alternative Speichertechnologien im Test - Teil 2. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: <https://www.photovoltaikforum.com/core/article/114-alternative-speichertechnologien-im-test-teil-2/>
- Planhof Akademie (2025): Genehmigungsrechtliche Anforderungen an Wasserstofferzeugungs- und Wasserstoffspeichereinrichtungen. Abgerufen am 31. Juli 2025 von: <https://www.planhof-akademie.de/beitrag/anforderungen-wasserstofferzeugungsanlagen>
- Platz, C., & Dubielzig, S. (2023): Schädliches Nitrat: eine Gefahr für unser Trinkwasser. NDR. Abgerufen am 12. August 2025 von <https://www.ndr.de/ratgeber/verbraucher/Schaedliches-Nitrat-eine-Gefahr-fuer-unser-Trinkwasser,nitratbelastung102.html>
- Port of Rotterdam Authority (PoR) (2023): Executive summary pre-feasibility study - Large-scale Industrial Ammonia cracking plant. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: <https://www.portofrotterdam.com/sites/default/files/2023-05/large-scale-industrial-ammonia-cracking-plant.pdf>
- Portarapillo, M., & Benedetto, A. (2021): Risk Assessment of the Large-Scale Hydrogen Storage in Salt Caverns. *Energies*, 10, 14. doi.org/10.3390/en14102856
- Pressestelle des Bundesgerichtshofs (2025): Bundesgerichtshof billigt Baukostenzuschuss für Batteriespeicher. Bundesgerichtshof. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&sid=f63da74757858de48218ce2c7676a426&anz=40&pos=0&nr=142207&linked=pm&Blank=1>
- PV Think Tank (2023): Deutschland braucht eine Speicherstrategie. Abgerufen am 05. Juni 2024 von: <https://pv-thinktank.de/2023/06/07/deutschland-braucht-eine-speicherstrategie/>
- Rat der Europäischen Union (2022): Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Festlegung eines Rahmens für einen beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien. Brüssel: Europäische Union. Abgerufen am 12. August 2025 von <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R2577>
- Rechnungshof Baden-Württemberg (2024): Auszug aus Denkschrift 2024 zur Haushalts- und Wirtschaftsführung des Landes Baden-Württemberg - Förderung netzdienlicher Photovoltaik-Batteriespeicher. Rechnungshof Baden-Württemberg. Abgerufen am 31. Juli 2025 von https://rechnungshof.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/Denkschriften/Denkschrift_2024/Denkschrift_2024_-_Beitrag_Nr._11.pdf
- Reuters (2024): Germany awards tender to Fertiglobe for green ammonia from Egypt. Abgerufen am 07. April 2025 von <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/germany-awards-tender-fertiglobe-green-ammonia-egypt-2024-07-11/>
- Rho Motion. (2023): Market and Technology Assessment of Grid-Scale Energy Storage required to Deliver Net Zero and the Implications for Battery Research in the UK. Abgerufen am 05. August 2025 von https://www.faraday.ac.uk/wp-content/uploads/2023/09/20230908_Rho_Motion_Faraday_Institution_UK_BEES_Report_Final.pdf
- Ruesch, F. (o. D.): Erdbecken - Wärmespeicher, Faktenblatt 4: Wärmespeicher in thermischen Netzen. Ostschweizer Fachhochschule. Abgerufen am 10. August 2025 von https://www.ost.ch/fileadmin/dateiliste/3_forschung_dienstleistung/institute/spf/forschung/projekte/bigstoredh-factsheet-erdbecken.pdf
- Ruiz, C., Lyons, M., Garcia, I. E., & Wu, Z. (2023): Sodium-ion batteries ready for commercialisation: for grids, homes, even compact EVs. *Energy Post*. Abgerufen am 12. August 2025 von Sodium-ion batteries ready for commercialisation: for grids, homes, even compact EVs: <https://energypost.eu/sodium-ion-batteries-ready-for-commercialisation-for-grids-homes-even-compact-evs/>
- RWTH (2024): Battery Charts. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>

- Sachsen-Anhalt, M. F. (2024): Der weltweit erste Wasserstoffspeicher unter Tage entsteht in Sachsen-Anhalt. Abgerufen am 12. 06 2024 von <https://www.investieren-in-sachsen-anhalt.de/report-invest/weltweit-erste-wasserstoffspeicher-unter-tage-sachsen-anhalt>
- Sailer, F. (2014): Rechtliche Rahmenbedingungen. Raunheim bei Frankfurt: Stiftung Umweltenergie recht. Abgerufen am 12. August 2025 von https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_4.-vdi-fachkonferenz_stromspeicher_sailer_2014.pdf
- Sankaralingam, R. K., Seshadri, S., Sunarso, J., Bhatt, A., & Kapoor, A. (2021): Overview of the factors affecting the performance of vanadium redox flow batteries. Journal of Energy Storage.
- Scheuermann, A. (2019): Neuer Energiespeicher in Hamburg. Chemie Technik.
- Schmidt, D. T. (2023): Genehmigungs- und Planungsrecht für Batteriespeichersysteme. Potsdam: Windenergietage. Abgerufen am 31. Juli 2025 von: https://windenergietage.de/2023/wp-content/uploads/sites/8/2018/01/2023.11.08_SCHMIDT_Batteriespeicher_Planungsrecht.pdf
- Schnalke, F. (2023): Sicherheit & Umwelt - Sicherheitsmaßnahmen für den Energieträger Ammoniak. Abgerufen am 14. August 2025 von Chemietechnik: <https://www.chemietechnik.de/sicherheit-umwelt/sicherheitsmassnahmen-fuer-den-energetraeger-ammoniak-760.html>
- Schwarzer-Geraedts, C., & Stamme, F. (2025): Regulatorik von Wärmespeichern. Berlin: IKEM. Abgerufen am 05. August 2025 von https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2025/04/20250423_Regulatorik-von-Waermespeichern.pdf
- SFC Energy AG. (10. August 2025): Wasserstoff als Energiespeicher. Abgerufen am 30. August 2025 von: <https://www.sfc.com/de/glossar/wasserstoff-als-energiespeicher/>
- Siemens Gamesa (2019): World first: Siemens Gamesa begins operation of its innovative electrothermal energy storage system. Abgerufen am 05. Mai 2024 von: <https://www.siemens-gamesa.com/global/en/home/press-releases/190612-siemens-gamesa-inauguration-energy-system-thermal.html>
- Solaridee (2024): Der Salzwasserspeicher – Alternative zu Lithium-Ionen-Batterien? Abgerufen am 12. August 2025 von Solaridee: <https://www.solaridee.de/salzwasserspeicher/>
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen, FDP. (2021): Koalitionsvertrag 2021-2025. Berlin. Abgerufen am 05. August 2024 von https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf
- Stadtwerke Halle (2024): Energiepark Dieselstraße. Abgerufen am 05. August 2025 von SWH. EVH Meine Energie: <https://evh.de/vorteils-und-wissenswelt/unsere-technologie/unsere-energie-parks/energiepark-dieselstrasse>
- Statista (2023): Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Akkus in ausgewählten Jahren von 2013 bis 2023. Abgerufen am 05. Juni 2024 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/>
- Sukopp, H. (1972): Wandel von Flora und Vegetation in Mitteleuropa unter dem Einfluß des Menschen.
- Surkus, A.-E., Agapova, A., Scharnagel, F. K., Junge, H., & Beller, M. (2020): Metha-Cycle: Methanol-Kreislauf zur Speicherung erneuerbarer Energien"; Teilprojekt A "Katalysatorentwicklung" : Schlussbericht. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: https://www.tib.eu/de/suchen?tx_tibsearch_search%5Baction%5D=download&tx_tibsearch_search%5Bcontroller%5D=Download&tx_tibsearch_search%5Bdocid%5D=TIB-KAT%3A1757200258&cHash=bc4081c5e590c9365ba1897530d63e00#download-mark
- Surveillance Ghana (2024): China's Groundbreaking Sodium-Ion Battery Achieves 90% Charge in Just 12 Minutes. Abgerufen am 15. Juli 2025 von <https://www.surveillanceghana.com/chinas-ground-breaking-sodium-ion-battery-achieves-90-charge-in-just-12-minutes/>

- SVOLT (2022): Stationary electricity storage systems. Changzhou City, China.
- Tawalbeh, M., Murtaza, S., Al-Othman, A., Alami, A., Singh, K., & Olabi, A. G. (2022): Ammonia: A versatile candidate for the use in energy storage systems. *Renewable Energy*, 194, 955-977. doi.org/10.1016/j.renene.2022.06.015
- ThermoFisher Scientific (2024): Sicherheitsdatenblatt – Vanadium (IV) sulfate oxide hydrate. ThermoFisher Scientific. Abgerufen am 12. August 2025 von https://www.fishersci.de/store/msds?partNumber=11386098&countryCode=DE&language=de&srsId=Afm-BOOp4OA6wkciRJO6kkZI67MZQsb1WbUMIAD0GggTgixmSfmCH_Nk3
- Thomann, J., Edenhofer, L., Hank, C., Lorych, L., Marscheider-Weidemann, F., Stamm, A., Weise, F. (2022): Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünen Wasserstoff und Syntheseprodukten. HYPAT Working. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- top agrar (2023): Carnot-Batterie: Nitratsalze speichern Strom als Wärme. Abgerufen am 12. August 2025 von: <https://www.topagrar.com/energie/news/carnot-batterie-nitratsalze-speichern-strom-als-waerme-13313605.html>
- TransHyDE (2024): Wie kann Wasserstoff transportiert und gespeichert werden? Abgerufen am 12. Juni 2025 von: <https://www.transhyde.de/>
- Transnet BW (2023): Netzbooster Kupferzell. Abgerufen am 05. August 2025 von: <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/netzbooster-kupferzell/projektportraet>
- TÜV Hessen (o. D.): Wasserstoff speichern: Druckbehälter, Tanks und Kavernen. Abgerufen am 11. August 2025 von: <https://www.tuev-hessen.de/1690/wasserstoff-speichern-druckbehaelter-tanks-und-kavernen/>
- UBA (2024): Eutrophierung. Abgerufen am 31. Juli 2025 von: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/meere/nutzung-belastungen/eutrophierung#eutrophierung-was-bedeutet-das>
- UBA (2025a): Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2024. Dessau-Roßlau: UBA.
- UBA (2025b): Erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung. Dessau-Roßlau: UBA. Abgerufen am 11. August 2025 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-konventionelle-stromerzeugung#bruttostromerzeugung-auf-basis-von-erneuerbaren-energieträgern>
- Uniper (2022): Irsching. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.uniper.energy/de/deutschland/kraftwerke-deutschland/irsching>
- Uniper (2024a): Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.uniper.energy/de/hydrogen-pilot-cavern>
- Uniper (2024b): HyStorage. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.uniper.energy/de/hystorage>
- Vandersickel, A., Guiliano, S., Stathopoulos, P., Fluri, T., Niedermeier, K., & Brütting, M. (2022): Hochtemperatur-Wärmespeicher - der Schlüssel zu erneuerbarer und bedarfsgerechter Industriewärme. FVEE Themen.
- Vattenfall (2024): Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal – das größte Pumpspeicherkraftwerk Deutschlands. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://powerplants.vattenfall.com/de/goldisthal/>
- Vecchi, A., Knobloch, K., Liang, T., Kildahl, H., Sciacovelli, A., & Engelbrecht, K. (2022): Carnot Battery development: A review on system performance, applications and commercial state-of-the-art. *Journal of Energy Storage*. doi:10.1016/j.est.2022.105782
- Verivox (2024): Pumpspeicherkraftwerk. Abgerufen am 12. Juni 2024 von <https://www.verivox.de/strom/themen/pumpspeicherkraftwerk/>
- Voltabox AG (2024): Die Verschmelzung von Mobilität und Immobilität.

- Voltstorage (2023): So geht Grundlast - Long Duration Energy Storage auf Basis der Redox-Flow-Technologie. Branchenbroschüre Energieunternehmen. Voltstorage.
- Wan, Z., Tao, Y., Shao, J., Zhang, Y., & You, H. (2021): Ammonia as an effective hydrogen carrier and a clean fuel for solid oxide fuel cells. *Energy Conversion and Management*.
- Wang, G. M. (2017): Conceptual Design of Ammonia-Based Energy Storage. American Institute of Chemical Engineers (AIChE). doi:10.1002/aic.15660
- Warnecke, M., & Röhling, S. (2021): Untertägige Speicherung von Wasserstoff–Status quo. *Z. Dt. Ges. Geowiss*, 172, 641-659.
- Weltenergierat - Deutschland e.V. (2023): Ammoniak als Energieträger für die Energiewende. Abgerufen am 12. Juni 2024 von: https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2024/01/WEC_Ammoniakstudie_2023.pdf
- Weltenergierat (2024): International Hydrogen Strategies. Abgerufen am 07. April 2025 von <https://www.weltenergierat.de/publikationen/studien/international-hydrogen-strategies/?cn-reloaded=1>
- Wendemuth, D. (2024): Redox-Flow-Batterie: Game Changer in der Energiespeicherung? Abgerufen am 31. Juli 2024 von: <https://www.klimaworld.com/blog/redox-flow-batterie>
- Westfälischer Anzeiger (2011): Pumpspeicherkraftwerk auf Bergehalde. Abgerufen am 10. Juli 2025 von: <https://www.wa.de/hamm/pumpspeicherkraftwerk-bergehalde-1069652.html>
- Wietschel, M., Riemer, M., Thomann, J., Breitschopf, B., Fragoso, J., & Wachsmuth, J. (2024): HYPAT Abschlussbericht. Karlsruhe: Fraunhofer ISI. Abgerufen am 05. August 2025 von <https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HYPAT-Abschlussbericht.pdf>
- Wikipedia (2024): Pumpspeicherwerk Goldisthal. Abgerufen am 12. Juni 2024 von https://de.wikipedia.org/wiki/Pumpspeicherwerk_Goldisthal
- Wirth, H. (2022): Area Potentials for (Integrated) PV in Germany
- Wissner, N., Healy, S., Cames, M. & Sutter, J. (2023): Methanol as a marine fuel. Öko-Institut e.V. Nabu. Abgerufen am 12. August 2025 von <https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/verkehr/230315-nabu-methanol-studie.pdf>
- Wuppertal Institut (2024): Politische Instrumente zur Gewährleistung der Nachhaltigkeit von Wasserstoffimporten. doi:10.48506/opus-8531
- Xiang, Y., Xie, Z., Furbo, S., Wang, D., Gao, M., & Fan, J. (2022): A comprehensive review on pit thermal energy storage: Technical elements, numerical approaches and recent applications. *Journal of Energy Storage*. doi:10.1016/j.est.2022.105716
- Xie, Z., Xiang, Y., Wang, D., Kusyy, O., Kong, W., Furbo, S., & Fan, J. (2021): Numerical investigations of long-term thermal performance of a large water pit heat storage. *Solar Energy*, S. 808–822. doi:10.1016/j.solener.2021.06.027
- Zota, F. (2024): Varta leitet deutsches Forschungsprojekt für Natrium-Ionen-Batterien. Abgerufen am 14. August 2025 von <https://www.heise.de/news/Zukunftsweisende-Natrium-Ionen-Batterie-Varta-leitet-Forschungsprojekt-ENTISE-9708118.html>

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Arbeitspakete des Projekts	17
Abb. 2:	Darstellung der Gegenläufigkeit der Performance-Indikatoren Zykluswirkungsgrad (η) und der volumetrischen Energiespeicherdichte verschiedener Speichertechnologien.....	19
Abb. 3:	Bandbreiten der möglichen Stromausspeise-Leistung, der möglichen Speicherkapazität und der daraus resultierenden unterschiedlichen optimalen Speicherdauern verschiedener Technologien; Abk.: (A)CAS: (Adiabatic) Compressed Air Storage; SNG: Synthetic Natural Gas; SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage	20
Abb. 4:	Taxonomie/Klassifizierung der Energiespeicher (Eigene Strukturierung & Darstellung LBST).....	22
Abb. 5:	Vorgehen beim Filtern der 57 Speichertechnologien zur Fokussierung auf die relevantesten zehn Technologien	32
Abb. 6:	Installierte Batteriespeicherleistung nach Studienszenario und Jahr; V2G = Vehicle to Grid (Stromrückspeisung aus Batteriefahrzeugen in das Stromnetz)	36
Abb. 7:	H ₂ -Bedarfe nach Studie und Jahr	39
Abb. 8:	Entwicklung der Elektrolyseleistung in Deutschland für verschiedene Studien und Szenarien.....	40
Abb. 9:	Technisches Potenzial erneuerbarer Energien in Deutschland	42
Abb. 10:	Gesicherte Leistung aus Gaskraftwerken im Jahr 2045 für verschiedene Studien und Jahre	44
Abb. 11:	Entscheidungsbaum zur Genehmigung von Batteriespeicheranlagen; Darstellung: ifeu	76
Abb. 12:	Umfrageergebnis zur Einschätzung der aktuellen Situation von Energiespeichern (n = 18).....	94
Abb. 13:	Umfrageergebnis zur Einschätzung von Prioritäten (n = 17)	95
Abb. 14:	Beispiel für den Rahmen der Zurechnung von Flächenbelegung durch Speicheranlagen; Der rote Umkreis ist hierfür anzurechnen.	103
Abb. 15:	Spezifische Flächenbedarfe der einzelnen Technologien, unterteilt in versiegelte und unversiegelte Flächenanteile.	110
Abb. 16:	Flächenbedarfe der einzeln betrachteten Speichertechnologien in den Szenarien 1-5 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045; die Pumpspeicherwerke (Szenario 4) sind differenziert in Flächen in Deutschland (dunkelblau), Flächen im benachbarten Ausland (hellblau) und Flächen, würde für dieses Szenario der gleiche Leistungsausbau angesetzt wie bei den anderen Techniken (weiß, blau umrandet).	111

Abb. 17:	Naturfernepotenzial der einzeln betrachteten Speichertechnologien in den Szenarien 1 bis 5 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045; die Pumpspeicherwerke (Szenario 4) sind differenziert in Flächen in Deutschland (dunkelblau), Flächen im benachbarten Ausland (hellblau) und Flächen, würde für dieses Szenario der gleiche Leistungsausbau angesetzt wie bei den anderen Techniken (weiß, blau umrandet).	112
Abb. 18:	Flächenbedarfe der Speichertechnologie-Mixe in den Szenarien 6 und 7 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.	113
Abb. 19:	Naturfernepotenzial der Speichertechnologie-Mixe in den Szenarien 6 und 7 für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.	114
Abb. 20:	Flächenbedarfe der Wasserstoffszenarien (Szenario 8 und 9) für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.	115
Abb. 21:	Naturfernepotenzial der Wasserstoffszenarien (Szenario 8 und 9) für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.	116
Abb. 22:	Naturfernepotenzial der Wasserstoffszenarien (Szenario 8 und 9) zuzüglich der Flächenbedarfe für die Wasserstoffproduktion (Strom auf Basis PV-FFA) für die Stützjahre 2030, 2035 und 2045.	117
Abb. 23:	Mögliche Importe Deutschlands an erneuerbarem Wasserstoff per Pipeline in den Jahren 2030 und 2035 (bei deutlicher Beschleunigung politischer Maßnahmen) nach (Agora Energiewende, Agora Industrie und Guidehouse, 2024).	148
Abb. 24:	Maßnahmen und Instrumentenmix der Nationalen Importstrategie, eigene Darstellung nach (BMWK, 2024b)	150
Abb. 25:	Netzbooster Kupferzell, Baden-Württemberg – Blick auf Gesamtanlage (Bild: Harrer Ingenieure GmbH)	173
Abb. 26:	Subnest (Bild: Harrer Ingenieure GmbH)	173
Abb. 27:	Ammoniak als Energiespeicher. Eigene Grafik auf Basis von (Wan et al., 2021).	195
Abb. 28:	Speichersystem auf Basis von Methanol als Speichermedium mit Allam-Zyklus Gasturbine. Eigene Grafik auf Basis von (Brown & Hampp, 2023)	201
Abb. 29:	Oberirdischer Wärmespeicher für Energiepark Dieselstraße, Stadtwerke Halle (SWH) (Bild: Agentur Kappa)	212

Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Langliste der 56 Speichertechnologien inkl. Bewertung von deren Relevanz für die Integration von erneuerbaren Energien in Deutschland.....	24
Tab. 2:	Kurzliste der zehn Fokus-Speichertechnologien	33
Tab. 3:	Abgeleitetes Mengengerüst für Pump- und Großspeicher	37
Tab. 4:	Mengengerüst für große Wärmespeicher (FhG ISI et al., 2024) (T45-Strom*)....	37
Tab. 5:	Abgeschätztes Mengengerüst H ₂ -Untergrundspeicher	38
Tab. 6:	Abgeleitetes Mengengerüst für Elektrolyseure in Deutschland auf Basis der durchgeführten Literaturlauswertung (siehe Abb. 8)	40
Tab. 7:	Eigene Abschätzung der erforderlichen Leistung an zusätzlichen Windenergie- und PV-Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff per Elektrolyse in Deutschland	41
Tab. 8:	Mengengerüst H ₂ -Ferngasleitungen	43
Tab. 9:	Auswahl an politischen Strategien, Rechtsgrundlagen und Fördermaßnahmen zur Analyse und Auswertung	46
Tab. 10:	Zusammenstellung der Definitionsbereiche für Energiespeicher in verschiedenen Regelwerken	72
Tab. 11:	Unterschiede in der Eingriffsregelung zwischen privilegierten und nicht-privilegierten Anlagen in Genehmigungsverfahren	75
Tab. 12:	Zusammenstellung einer Auswahl an aktuellen und ausgelaufenen Förderprogrammen für Batteriespeicher.....	81
Tab. 13:	Akteure und Gremien auf wissenschaftlicher, administrativer, politischer und wirtschaftlicher Ebene zum Thema Wasserstoff	84
Tab. 14:	Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten aus typischen Kostenannahmen und unter Berücksichtigung realistischer Investitions- und Strombezugskosten für die Jahre 2025 und 2040 in Deutschland	89
Tab. 15:	Auswahl an Politischen Strategien, Rechtsgrundlagen und Fördermaßnahmen zur Analyse und Auswertung	90
Tab. 16:	Umfrageergebnis zu Rangfolgen von Technologien hinsichtlich ihrer voraussichtlichen Bedeutung bis 2040 für die Speicherkapazität	96
Tab. 17:	Beispielhafte Berechnung des Naturfernepotenzials für die Anlage des Netzboosters in Kupferzell.	104
Tab. 18:	Auswahl und Definition der neun Szenarien und zu erbringende Speicherleistungen.	106
Tab. 19:	Ergebnisse für die neun Szenarien und den zugrunde liegenden Annahmen im Hinblick auf die Speicherleistung und Flächenbedarfe.....	108
Tab. 20:	Beispielhafte Gegenüberstellung der Flächenbedarfe für verschiedene Technologien von Speichern wie auch Erzeugung von EE-Strom und Wasserstoff bezogen auf 50 GW _{el}	117

Tab. 21:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Lithium-Ionen-Batteriespeicher (LiFePO ₄):	120
Tab. 22:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Natrium-Ionen-Batteriespeicher	122
Tab. 23:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Redox-Flow-Batterien	123
Tab. 24:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Klassische Pumpspeicherkraftwerke	126
Tab. 25:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Druckwasserstoff-Tiefenspeicher (Salzkaverne, Porenspeicher)	128
Tab. 26:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Druckwasserstoff-Oberflächennah (Drucktanks, Röhrensegmentmatrix)	130
Tab. 27:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Ammoniak-Speicher	132
Tab. 28:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Methanol-Speicher (Allam-Zyklus mit zirkulierendem CO ₂)	135
Tab. 29:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Hochtemperatur-Wärmespeicher / Carnot-Batterie	137
Tab. 30:	Steckbrief zu potenziellen Umweltwirkungen für Wärmespeicher (Erdbeckenspeicher und oberirdische Tanks)	139
Tab. 31:	Zusätzliche Nachhaltigkeitsanforderungen von H2Global (Hintco, 2025b)	151
Tab. 32:	Relevanz von Nachhaltigkeitskriterien entlang der Wertschöpfungskette (ILF & LBST, 2022)	156
Tab. 33:	Nationale Zertifizierungsstandards/-systeme für Wasserstoff und seine Derivate	157
Tab. 34:	Unabhängige Zertifizierungsnormen/-systeme für Wasserstoff und seine Derivate	158
Tab. 35:	Elektromechanischer Speicher – Techno-ökonomische Daten	168
Tab. 36:	Kritikalitätsbewertung - Lithium-Ionen-Batteriespeicher	170
Tab. 37:	Vor- und Nachteile Lithium-Ionen-Batteriespeicher	171
Tab. 38:	Projekt BigBattery Lausitz	172
Tab. 39:	Projekt Netzbooster Kupferzell, Baden-Württemberg	172
Tab. 40:	Elektromechanischer Speicher – Techno-ökonomische Daten	174
Tab. 41:	Kritikalitätsbewertung – Natrium-Ionen-Batteriespeicher	175
Tab. 42:	Vor- und Nachteile Natrium-Ionen-Batteriespeicher	176
Tab. 43:	Unternehmen China Southwestern Power Grid	177
Tab. 44:	Redox-Flow-Batterien – Techno-ökonomische Daten	178
Tab. 45:	Redox-Flow-Batterien - Kritikalitätsbewertung	179
Tab. 46:	Redox-Flow-Batterien – Vor- und Nachteile	180
Tab. 47:	Großprojekt „RedoxWind“	180

Tab. 48:	Projekt BigBattery	181
Tab. 49:	Klassische Pumpspeicherkraftwerke – Techno-ökonomische Daten	182
Tab. 50:	Klassische Pumpspeicherkraftwerke - Kritikalitätsbewertung.....	183
Tab. 51:	Klassische Pumpspeicherkraftwerke – Vorteile - Nachteile.....	183
Tab. 52:	Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal, Thüringen	184
Tab. 53:	Druckwasserstoff-Tiefenspeicher – Techno-ökonomische Daten	185
Tab. 54:	Druckwasserstoff-Tiefenspeicher - Kritikalitätsbewertung	187
Tab. 55:	Druckwasserstoff-Tiefenspeicher – Vor- und Nachteile	188
Tab. 56:	Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn, Niedersachsen	188
Tab. 57:	HYPOS (Bad Lauchstädt, Sachsen-Anhalt).....	189
Tab. 58:	HyStorage (Bierwand, Bayern)	189
Tab. 59:	Druckwasserstoffspeicher Oberflächennah – Techno-ökonomische Daten.....	190
Tab. 60:	Druckwasserstoffspeicher Oberflächennah – Kritikalitätsbewertung	191
Tab. 61:	Druckwasserstoffspeicher Oberflächennah – Vor- und Nachteile.....	192
Tab. 62:	Hydrogen Tank 60 bar -850 l	192
Tab. 63:	Hydrogen Tank 500 bar -160l to 300l.....	193
Tab. 64:	H2UB (Hydrogen Unit and Battery).....	193
Tab. 65:	Ammoniak-Speicher – Techno-ökonomische Daten.....	194
Tab. 66:	Ammoniak Speicher – Kritikalitätsbewertung.....	195
Tab. 67:	Ammoniak Speicher – Vor- und Nachteile	196
Tab. 68:	Mitsubishi Power: Ammonia Gas Turbine.....	198
Tab. 69:	Wilhelmshaven green hydrogen hub	198
Tab. 70:	Newcastle Ammoniak-Cracker	199
Tab. 71:	Methanol-Speicher – Techno-ökonomische Daten	199
Tab. 72:	Methanol-Speicher – Kritikalitätsbewertung.....	201
Tab. 73:	Methanol-Speicher – Vor- und Nachteile	202
Tab. 74:	Forschungsprojekt Metha-Cycle.....	203
Tab. 75:	Hochtemperatur-Wärmespeicher	204
Tab. 76:	Hochtemperatur-Wärmespeicher - Kritikalitätsbewertung.....	205
Tab. 77:	Hochtemperatur-Wärmespeicher – Vor- und Nachteile	206
Tab. 78:	Elektrothermischer Energiespeicher (ETES) Hamburger Hafen.....	206
Tab. 79:	Projekt CHESTER.....	207
Tab. 80:	Projekt Tess 2.0	207
Tab. 81:	Thermischer Speicher.....	208

Tab. 82:	Thermischer Speicher - Kritikalitätsbewertung.....	210
Tab. 83:	Thermischer Speicher – Vor- und Nachteile	211
Tab. 84:	Erdbeckenspeicher in Vojens (Dänemark)	211
Tab. 85:	Erdbeckenspeicher in Meldorf, Schleswig-Holstein.....	212
Tab. 86:	Oberirdischer Wärmespeicher, Stadtwerke Halle	212
Tab. 87:	Oberirdischer Zweizonenspeicher Stadtwerke Duisburg.....	213

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
a	Jahr
aF-Äq.	artifizielles Flächen-Äquivalent
AP	Arbeitspaket
Art.	Artikel
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BESS	Batterieenergiespeichersystem
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAB	Conformity Assessment Body
CCS	Carbon capture and storage
DIN	Deutsches Institut für Normung e.V.
EC	Europäische Kommission
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EN	Europäische Norm
EnUG	Energie-Umlagen-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FFH	Flora-Fauna-Habitat

Abkürzung	Erklärung
GAP	Gemeinsame Agrarpolitik
GLÖZ	Guter landwirtschaftlicher und ökologischer Zustand
GuD	Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000.000 kW)
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000.000 kWh)
H ₂	Wasserstoff
HNB	Höhere Naturschutzbehörde
ifeu	Institut für Energie und Umwelt
IPCEI	Important Projects of Common European Interest
ISO	International Standard Organisation
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
LBST	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat (Batterie)
LH ₂	Flüssigwasserstoff
LiFePO ₄	Lithium-Eisen-Phosphat (Batterie)
Mt/a	Millionen Tonnen pro Jahr
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
MWh	Mega-Wattstunden (1 MWh = 1.000 kWh)
NEP	Netzentwicklungsplan
NH ₃	Ammoniak
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
o. D.	Ohne Datum
PSW	Pumpspeicherwerk
PV	Photovoltaik
PV-FFA	Photovoltaik Freiflächenanlage
RED	Renewable Energy Directive (EU-Erneuerbare Energien Richtlinie)

Abkürzung	Erklärung
RED III	RED in der aktuell geltenden Fassung; (= Richtlinie (EU) 2018/2001 geändert durch Richtlinie (EU) 2023/2413)
RFNBO	Renewable fuels of non-biological origin - erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs
TW	Terawatt (1 TW = 1.000.000.000 kW)
TWh	Tera-Wattstunden (1 TWh = 1.000.000.000 kWh)
UBA	Umweltbundesamt
UNB	Untere Naturschutzbehörde
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
V2G	Vehicle to Grid (Rückspeisung ins Stromnetz)
WGK	Wassergefährdungsklasse
WPG	Wärmeplanungsgesetz

Die „BfN-Schriften“ sind eine seit 1998 unperiodisch erscheinende Schriftenreihe in der institutionellen Herausgeberschaft des Bundesamtes für Naturschutz (BfN) in Bonn. Sie sind kurzfristig erstellbar und enthalten u.a. Abschlussberichte von Forschungsvorhaben, Workshop- und Tagungsberichte, Arbeitspapiere oder Bibliographien. Viele der BfN-Schriften sind digital verfügbar. Printausgaben sind auch in kleiner Auflage möglich.

DOI 10.19217/skr787



Bundesamt für
Naturschutz