

MILES

Mittel- und Langzeitspeichertechnologien auf dem Weg zu 100%
erneuerbarer Energie in Österreich

Graz, 2024

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autorinnen und Autoren: Thomas Klatzer, Magdalena Pauritsch, Claudia Pröll, David
Cardona Vasquez, Viktor Hacker, Sonja Wogrin

Gesamtumsetzung: 2022-2024

Graz, 2024. Stand: 1. Juli 2024

Vorwort

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz schreibt ambitioniert Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Erzeugungstechnologien wie Photovoltaik und Windkraft bis 2030 fest – Ziele für Speichertechnologien, besonders für die Mittel- und Langzeitspeicherung, werden jedoch nicht quantifiziert. Vor diesem Hintergrund verfolgt MILES den Ansatz der integrierten Planung von Speicher- und Erzeugungsinfrastruktur im Kontext des österreichischen Elektrizitätssystems 2030. Dazu werden aussichtsreiche Speichertechnologien mittels Technologie Screening techno-ökonomisch bewertet, gesamtsystemkostenoptimale Ausbau- und Betriebsentscheidungen der Energieinfrastruktur anhand des Elektrizitätssystemmodells LEGO ermittelt sowie die Ökonomie von Speichertechnologien untersucht. Die durchgeführten Fallstudien zeigen eines klar: Der Bedarf an Speichertechnologien, und somit die Gesamtsystemkosten, wird maßgeblich durch Flexibilitätsoptionen wie das potenzielle Abregeln von erneuerbaren Erzeugungsanlagen beeinflusst. Hier identifizieren wir regulatorischen Handlungsbedarf.

	Thomas Klatzer Universitätsassistent und Doktorand am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE) an der Technischen Universität Graz (TU Graz), Mitglied des Research Centers ENERGETIC der TU Graz und wissenschaftlicher Mitarbeiter in MILES
	Magdalena Pauritsch Universitätsassistentin und Doktorandin am Institut Chemische Verfahrenstechnik und Umwelttechnik an der Technischen Universität Graz (TU Graz), Mitglied des Research Centers ENERGETIC der TU Graz und wissenschaftliche Mitarbeiterin in MILES

Kurzfassung

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) hat sich Österreich ein ambitioniertes energie- und klimapolitisches Ziel gesetzt und den ersten Schritt in Richtung Klimaneutralität im Jahr 2040 gemacht. Das EAG sieht eine Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) um 27 TWh bis 2030 vor, was einem Zubau von rund 17 GW EE entspricht. Das fluktuierende Dargebot von erneuerbarer Energie stellt das das Elektrizitätssystem jedoch vor massive Herausforderungen. Saisonale Schwankungen führen zu einer Unterdeckung in den Wintermonaten (Jahresspitzenlast) und zu einer Überdeckung in den Frühjahrs- und Sommermonaten. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, müssen Mittel- und Langzeitspeichertechnologien (MLSTs) im Energiesystem implementiert werden.

Der Fokus des Sondierungsprojekts MILES – Mittel- und Langzeitspeichertechnologien auf dem Weg zu 100% erneuerbarer Energie in Österreich liegt auf einer holistischen Bewertung verschiedener MLSTs unter Berücksichtigung der Systemanforderungen des österreichischen Elektrizitätssystems und dessen Entwicklung im Sinne des EAG bis 2030. Dazu wird der Bedarf an MLSTs mit Hilfe des LEGO (Low-carbon Expansion Generation Optimization) Elektrizitätssystemmodells, basierend auf einer technologieneutralen, techno-ökonomischen Prozessbewertung ermittelt und deren Wirtschaftlichkeit untersucht. MILES bildet somit die Ausgangsbasis für die ganzheitliche Modellierung, Optimierung und Analyse des zukünftigen sektorgekoppelten österreichischen Energiesystems.

Inhalt

Impressum.....	2
Vorwort	3
Kurzfassung	4
Inhalt.....	5
Methodologie	7
Bewertungsschema für Speichertechnologien	8
Definition der Kriterien	9
Skalierung zwischen Minimum und Maximum	9
Auswahlkriterium geeigneter Methoden für die LEGO-Modellierung	10
Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) model.....	10
Vereinheitlichung der Investitions- und Betriebskosten	11
Technologie Screening	13
Technologieauswahl für den Screening Prozess	13
Speichertechnologien.....	14
Lithium-Ionen Batteriespeichersysteme (LI-BESS).....	14
Vanadium-Redox-Flow Batterie (VRFB)	15
Flüssiger Wasserstoff (LH2).....	16
Gasförmiger Wasserstoff (CGH2).....	17
Metallhydride (MH).....	17
Ammoniak (NH3).....	18
Flüssige Organische Wasserstoffträger (LOHC)	19
Methanol (CH3OH).....	19
Eisenoxidspeicher (HyLoop)	20
Ergebnisse des Technologie Screenings	21
Modellierungsaspekte	23
Modellannahmen LEGO	27
Bestehender Kraftwerkspark 2020.....	27
Ausbau Erneuerbarer 2030	27
Übertragungsnetz.....	30
Strombedarf 2020 und 2030	30
Importe und Exporte	30
Modellergebnisse	32
2020-Kalibrierung.....	32

2030-EAG-Ziele ohne Speicherkandidaten, Vorgabe Importe & Exporte.....	33
2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Vorgabe Importe & Exporte.....	35
2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte	37
2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie.....	41
Ökonomie von Speichertechnologien	44
Zusammenfassung und Politikempfehlungen	47
Anhang	49
Tabellenverzeichnis.....	50
Abbildungsverzeichnis.....	51
Literaturverzeichnis	52
Abkürzungen.....	57

Methodologie

Das Sondierungsprojekt MILES (Medium- and long-term storage technologies on the way to 100% renewable energy in Austria) ermittelt den Bedarf an Mittel- und Langzeitspeichertechnologien (MLSTs) in Österreich im Jahr 2030. Das Jahr 2030 wurde gewählt, da im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) [1] konkrete Ziele für die zu erreichende Erzeugung aus erneuerbarer Energie festgelegt sind. Ziele für den Ausbau von Speichertechnologien werden im EAG jedoch nicht definiert. Im ersten Schritt werden geeignete Kandidaten aus verschiedenen MLSTs gescreent und basierend auf dem Technologie-Reifegrad (TRL), der Speicherkapazität, den Systemkosten bzw. der kommerziellen Verfügbarkeit für den Einsatz im Energiesystem 2030 ausgewählt. In einer umfassenden Literaturrecherche werden die Parameter definiert, skaliert und anschließend zu einer Gesamtbewertung zusammengefasst (siehe Kapitel Technologie Screening). Dabei ist zu beachten, dass aufgrund der Begrenztheit der Technologien politische Anreize und Initiativen notwendig sein werden, um die notwendige Technologieentwicklung zu unterstützen. Die Senkung der Kosten, insbesondere der Investitionskosten, und die Fokussierung auf neue Speicherlösungen in Forschung und Entwicklung werden dabei eine entscheidende Rolle spielen.

Um den systemkostenoptimierten Ausbau von erneuerbarer Energie und Speichertechnologien zu planen, wird das österreichische Elektrizitätssystem im Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) Modell abgebildet. LEGO folgt der Zielfunktion der Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung technischer Limitierungen wie Lastflüsse im Übertragungsnetz (220 und 380 kV), Kraftwerkseinsatz (Unit Commitment), Speichertechnologien etc. Der im Modell betrachtete Planungszeitraum beträgt ein Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von 2 Stunden. Die Lastflüsse im Übertragungsnetz werden als DC-Optimal Power Flow approximiert.

Das Modell des bestehenden Elektrizitätssystems (Kraftwerkspark, Umspannwerke, Übertragungsnetz, Strombedarf, Importe, Exporte, Kapazitätsfaktoren und Zuflüsse) im Jahr 2020 bildet den Ausgangspunkt für die Ausbauplanung. Das Modell wird bezogen auf die tatsächliche Erzeugung je Technologie kalibriert (Kapazitätsfaktoren und Zuflüsse). Damit werden räumliche und zeitliche Unschärfen (bedingt durch die Diskretisierung dieser Daten) ausgeglichen.

Für die optimale Ausbauplanung 2030 werden LEGO Investitionskandidaten (PV, Wind, Biomasse, Speichertechnologien) zur Verfügung gestellt (endogene Modellentscheidung). Ziel ist es dabei, den erwarteten Strombedarf in 2030 unter Einhaltung der EAG-Ziele zu decken. Dazu wird die laut EAG vorgesehene Jahreserzeugung je Technologie als untere Grenze im Modell vorgegeben. Im Gegensatz zu den endogenen Modellentscheidungen wird der Ausbau von Wasserkraft (Lauf, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) exogen vorgegeben. Um ein ausgewogenes Bild bei Speichertechnologien zu schaffen, werden neben Mittel- und Langzeitspeichern auch Kurzzeitspeicher (Li-Ionen Batterien) als Investitionskandidaten zur Verfügung gestellt. Damit soll verhindert werden, dass Mittel- und Langzeitspeicher wie Kurzzeitspeicher betrieben werden.

Bewertungsschema für Speichertechnologien

Um die verschiedenen Speichertechnologien qualitativ miteinander vergleichen zu können, wird zu Beginn des Projekts eine Vorgehensweise definiert. Ziel ist es, Speichertechnologien nicht ausschließlich kostenbasiert, sondern ganzheitlich zu bewerten um anschließend geeignete Kandidaten im Elektrizitätssystemmodell zu analysieren. Bei der Bewertung wird darauf geachtet, dass die gewählten Kriterien anhand aktueller Forschungsdaten aus der Literatur erfassbar sind. Die gesammelten Daten können demnach sowohl Zahlenwerte als auch textuelle Ergebnisse umfassen. Daher ist es im nächsten Schritt notwendig, jedes Kriterium durch einen Zahlenwert zu quantifizieren. Damit alle Kriterien die gleiche Gewichtung erhalten, wird für jedes Kriterium eine einheitliche Skala gewählt. Im letzten Schritt werden für jede Speichertechnologie alle ermittelten Zahlenwerte summiert. Daraus ergibt sich für jede Speichermethode ein finaler Wert, anhand dessen entschieden wird, ob die Technologie für die anschließende Simulation im LEGO-Modell verwendet wird.

Definition der Kriterien

Die folgenden sechs Eigenschaften von Speichertechnologien wurden als Kriterien ausgewählt:

- Volumetrische Speicherkapazität: Theoretische Größe, Energiemenge welche pro Volumeneinheit gespeichert werden kann
- Technologie-Reifegrad (TRL): Einstufung des Entwicklungsstandes neuer Technologien, wobei ein niedriger Zahlenwert die Beobachtung und Beschreibung der Technologie bedeutet, ein mittlerer Zahlenwert die technische Entwicklung und Pilotanlagen beschreibt und ein hoher Zahlenwert die Verfügbarkeit eines einsetzbaren Systems bestätigt
- Wirkungsgrad: Effizienz des Speicherprozesses unter Berücksichtigung des Verhältnisses von Input zu Output.
- Gewichtete Kosten eines Speichers (LCOS): Anhand von Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) werden die Gesamtkosten für die Speicherung einer definierten Energiemenge beschrieben.
- Prozesssicherheit: Die Sicherheit wird anhand der im Prozess verwendeten Materialien sowie des Prozessdrucks und der Temperatur bewertet.
- Kommerzielle Verfügbarkeit: Mit der Prognose für 2030 wird beurteilt, ob die Technologie innerhalb Österreichs großtechnisch zum Zeitpunkt der Umsetzung bereits verfügbar ist

Skalierung zwischen Minimum und Maximum

Da das Kriterium „Technologie-Reifegrad“ eine obere Grenze von 9 hat, wurde dieser Maximalwert auf die anderen Kriterien übertragen. Das Minimum wurde für alle sechs Kriterien auf 0 festgelegt.

Für das Kriterium „Volumetrische Speicherkapazität“ wird ein maximaler theoretischer Wert von 10 MWh/m³ definiert und diesem der Maximalwert 9 zugeordnet. Der minimale theoretische Wert wird auf 0,0001 MWh/m³ festgelegt und mit dem Minimalwert 0 gleichgesetzt. Die Zwischenwerte werden durch eine logarithmische Funktion aus dem theoretischen Wert berechnet.

Für das Kriterium „Wirkungsgrad“ wird der tatsächliche Wirkungsgrad mit dem Maximalwert 9 multipliziert, um eine Skalierung zwischen 0 und 9 für jede Speichermethode zu erhalten.

Für das Kriterium „Gewichtete Kosten eines Speichers“ wird der Maximalwert 9 mit dem Zustand „keine Kosten“ (0 €/kWh) gleichgesetzt. Ein Betrag von 10 €/kWh entspricht einem Wert von 1. Eine exponentielle Funktion bewertet die tatsächlichen Kosten und weist Werte zwischen 0 und 9 zu.

Das Kriterium „Prozesssicherheit“ setzt sich aus den drei Eigenschaften Materialien, Prozessdruck und Temperatur zusammen. Materialien werden am stärksten gewichtet, gefolgt von Druck und Temperatur. Bei den verwendeten Materialien entspricht der Zustand „unbedenklich“ dem Maximalwert 9. Für umweltschädliche, gesundheitsgefährdende oder entflammbare Materialien werden je nach Ausmaß 1 bis 3 Punkte abgezogen. Beim Druck wird analog zum Kriterium „gewichtete Kosten eines Speichers“ vorgegangen: Atmosphärischer Druck wird mit 9 Punkten bewertet, während 1000 bar einem Zahlenwert von 1 entsprechen. Bei der Temperatur gelten atmosphärische Bedingungen zwischen 0°C und 60°C als optimal und werden mit 9 Punkten bewertet. Temperaturen darüber und darunter werden jeweils exponentiell bewertet. Die Temperatur von 1200°C bzw. -253°C wird mit dem Wert 1 bewertet.

Für das Kriterium „Kommerzielle Verfügbarkeit“ werden 9 Punkte vergeben, wenn die Technologie bereits verfügbar ist oder bis 2030 verfügbar sein wird. Ansonsten werden 0 Punkte vergeben.

Auswahlkriterium geeigneter Methoden für die LEGO-Modellierung

Unter der Annahme, dass pro Speicher maximal 54 Punkte bei sechs Kriterien erreicht werden können, wird eine Mindestpunktzahl von 80% festgelegt (entspricht 43,2 Punkten), damit der Speicher für eine Bewertung im LEGO-Modell herangezogen wird. Pumpspeicher wurden in die Analyse miteinbezogen, um einen Referenzwert und Vergleich zu einer in Österreich etablierten und erfolgreich in das Energiesystem integrierten Speichertechnologie zu haben.

Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) model

LEGO [2] ist ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem mit der Zielfunktion der Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung technischer Faktoren wie Lastflüsse im Übertragungsnetz, Kraftwerkseinsatz (Unit Commitment), Speichertechnologien

etc. Die Gesamtsystemkosten beinhalten Investitions- und Betriebskosten der Energieinfrastruktur. In MILES wird die Bedingung der Integralität ganzzahliger Variablen teilweise aufgehoben, zum Beispiel bei Einsatzentscheidungen für thermische Kraftwerke oder Investitionsentscheidungen für erneuerbare Energien und Speichertechnologien. Im Kontext der Planung eines Elektrizitätssystems im GW-Maßstab liefert dies eine gute Approximation [3]. Eine detaillierte Modellbeschreibung der LEGO-Basisversion inklusive der mathematischen Formulierung ist auf GitHub verfügbar [4].

Vereinheitlichung der Investitions- und Betriebskosten

Die zugrundeliegenden Annahmen zur Vereinheitlichung der Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) für das Energiesystemmodell in Bezug auf ein Referenzjahr werden im Folgenden beschrieben.

Eine wichtige Entscheidungsgrundlage für das Optimierungsmodell sind die zugrundeliegenden CAPEX und OPEX, die sich in der Literatur in der Regel auf unterschiedliche Jahre in der Zukunft beziehen. Um gleiche Voraussetzungen für die mittel- bis langfristige Planung (Level Playing Field) zu schaffen, werden die prognostizierten Kosten auf ein gemeinsames Jahr bezogen. Dazu wird eine öffentlich verfügbare Prognose des Produzentenpreisindex (PPI) von Trending Economics [5] verwendet. Diese Prognose ist bis zum Jahr 2025 verfügbar. Danach wird eine konstante Inflationsrate von 2% p.a. angenommen (Zielvorgabe EZB).

Wie eingangs erwähnt, wird für die Ausbauplanung das Zieljahr 2030 modelliert. Aus Sicht der Modellierung erfolgen sämtliche Investitionsentscheidungen bis 2030 im Jahr 2030, daher basieren die CAPEX auf dem Jahr 2030. Eine Ausnahme bilden Anlagen, bei denen die Zeitspanne von der Investition bis zur Inbetriebnahme mehr als ein Jahr beträgt (z.B. Windparks). Hier werden die CAPEX auf das jeweilige Jahr der Investitionsentscheidung (vor 2030) bezogen. Tabelle 1 gibt beispielhaft den CAPEX für Windkraftanlagen ausgedrückt als €_{2020} und €_{2029} an. Der OPEX bezieht sich immer auf 2030.

Tabelle 1: Investitionskosten für eine Windkraftanlage in 2030 ausgedrückt in €₂₀₂₀ und €₂₀₂₉.

	CAPEX [€ ₂₀₂₀ /kW]	CAPEX [€ ₂₀₂₉ /kW]
Wind_2030_base	1143	1867
Wind_2030_conservative	1213	1982

Es wird angenommen, dass der Zeitraum zwischen dem Anfall des größten Teils der Kosten und der Nutzung der Anlage am 1.1.2030 ein Jahr beträgt. Mit den PPIs in Tabelle 2 werden diese CAPEX in €₂₀₂₉ ausgedrückt.

Tabelle 2: Prognose des Produzentenpreisindex für ausgewählte Jahre.

	PPI [-]
Dezember 2020	103,30
Dezember 2022	162,60
Dezember 2028	159,03
Dezember 2029	168,76

Technologie Screening

In den nachfolgenden Kapiteln werden die für das Screening ausgewählter Speichertechnologien, die Ergebnisse des Screenings zur Ermittlung der geeignetsten Technologien sowie weiterführende Modellierungsaspekte für die ausgewählten Technologien behandelt. Die geeigneten Speichermethoden werden dann dem Optimierungsmodell als Investitionskandidaten für die Ausbauplanung zur Verfügung gestellt (siehe Kapitel Modellergebnisse). Die im Antrag definierten potenziellen Speichertechnologien dienen als Ausgangspunkt für das Technologiescreening und sind als Übersicht in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Überblick zu potenziellen Kurzzeit-, Mittel- und Langzeitspeichertechnologien.

Speicherdauer	Technologie			
	Mechanisch	Elektrochemisch	Elektrisch	Chemisch
Kurzfristig	Schwungradspeicher	Lithium-Ionen Batterie	Superkondensator, magnetischer Energiespeicher	
Mittelfristig	Pumpspeicherkraftwerk, Gasturbinenspeicher, Druckluftspeicher	Redox-Flow Batterie		
Langfristig	Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicher			Power-to-Gas, thermochemischer Wasserstoff

Technologieauswahl für den Screening Prozess

Im ersten Schritt der Literaturrecherche wird diese Technologiematrix (siehe Tabelle 3) angepasst und konkretisiert. Der Schwerpunkt der Technologierecherche liegt darin, dem Modell eine möglichst flexible Speichertechnologie bereitzustellen, die an nahezu allen möglichen Knotenpunkten gebaut und eingesetzt werden kann.

Die einzige in Österreich bereits effektiv genutzte Technologie sind Pumpspeicherkraftwerke (PSPKW), welche bereits zur Gänze im Modell berücksichtigt werden. Daher bedarf es im Rahmen dieses Projekts keiner weiteren Analyse, da Betriebsverhalten und Kostenstrukturen bereits bekannt sind. Die kurze Technologiebeschreibung entfällt somit, aller-

dings ist die Technologie in die Bewertungsmatrix mitaufgenommen, um einen Vergleichswert für die anderen Speicherkandidaten zu schaffen. Weiters werden aus dieser Matrix die Lithium-Ionen Batteriespeichersystem (LI-BESS) und die Vanadium-Redox-Flow Batterien (VRFB) für das Screening übernommen. Hier jedoch mit einer kurzen Technologiebeschreibung.

Anschließend werden potenzielle Technologien für eine Umsetzung bis 2030 evaluiert. Der Fokus bei Power-to-Gas (PtG) wird auf Wasserstoff als Brenngas gelegt, da Wasserstoff in der aktuellen politischen Debatte als aussichtsreichster Kandidat zur Erreichung der Klimaneutralität gilt. Daher werden sieben vielversprechende Wasserstoffspeicher für das Technologiescreening ausgewählt.

Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen sowie Druckluftspeicherkraftwerken (Compressed Air Energy Storage, CAES) werden ausgeschlossen, da diese Methoden in Österreich voraussichtlich nicht realisierbar sind [6]. Die Untergrundporenspeicherung hingegen ist auch in Österreich von Interesse. Aufgrund der zahlreichen notwendigen Voraussetzungen und des Mangels an ausreichenden Daten zur Realisierung dieser Speichertechnologie wurde diese Option ebenfalls ausgeschlossen.

Speichertechnologien

Die für das Technologiescreening ausgewählten Speicherverfahren sind in den folgenden Kurzdarstellungen mit ihrer Bewertung nach dem vorgestellten Schema aufgeführt.

Lithium-Ionen Batteriespeichersysteme (LI-BESS)

Wiederaufladbare LI-Batterien haben die tragbare Elektronik verändert und sind aktuell die vorherrschende Technologie für Elektrofahrzeuge. Sie werden auch bei einer Umstellung auf erneuerbare Energien eine entscheidende Rolle spielen, um kurzfristige Lastwechsel auszugleichen. Eine moderne LI-Batterie besteht aus zwei Elektroden, in der Regel einer Lithium-Kobalt-Oxid (LiCoO_2)-Kathode und einer Graphit (C_6)-Anode, die durch einen porösen Separator getrennt sind, der in einen nichtwässrigen flüssigen Elektrolyten eingetaucht ist. Um die ständig wachsende Nachfrage nach elektrifizierten Verkehrsmitteln und großtechnischen Energiespeicherlösungen gerecht zu werden, sind jedoch weitere Materialentwicklungen hinsichtlich deutlich verbesserter Kosteneffizienz, Leistungs- und Energiedichte

sowie Sicherheit nötig [7]. Die vergleichende Bewertung der Speichertechnologie ist in Tabelle 4 zu finden.

Tabelle 4: Bewertungsergebnisse des Lithium-Ionen Batteriespeichers.

Volumetrische Speicherkapazität	6,6
Technologie Reifegrad	9,0
Wirkungsgrad	8,6
Gewichtete Kosten eines Speichers	8,4
Prozesssicherheit	7,9
Kommerzielle Verfügbarkeit	9,0
Summe	49,4

Vanadium-Redox-Flow Batterie (VRFB)

Redox-Flow-Batterien (RFB) sind kommerziell verfügbare elektrochemische Speichersysteme, die bereits in kleinem Maßstab in Energiesystemen eingesetzt werden. Sie basieren auf zwei pumpengetriebenen Elektrolytkreisläufen, dem Katholyt und dem Anolyt, die jeweils in einem separaten Speichertank gelagert werden. Die beiden Kreisläufe werden in eine elektrochemische Zelle geleitet, in der eine Redoxreaktion stattfindet. In der Zelle sind die Elektrolyte durch eine Membran getrennt, die den Durchgang von Protonen ermöglicht, um die räumliche Ladung der Elektrolyte während der Reaktion aufrechtzuerhalten. Während des Ladens und Entladens kehrt sich der Elektronenfluss in der Zelle durch die Elektronenkollektoren an der Außenseite um. Bei der Vanadium-RFB, dem derzeit am weitesten verbreiteten Typ, wird das Vanadium im Anolyten beim Laden reduziert und beim Entladen oxidiert. Da der Energiespeicher (Elektrolyttank) räumlich von der elektrochemischen Zelle getrennt ist, hängt die Energiekapazität nur von der Gesamtgröße der beiden Elektrolyttanks ab, wodurch eine größere Flexibilität bei der Skalierbarkeit gegeben ist [8]. Die Bewertung ist der nachfolgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 5: Bewertungsergebnisse der Vanadium-Redox-Flow Batterie.

Volumetrische Speicherkapazität	4,6
Technologie Reifegrad	7,0
Wirkungsgrad	7,7
Gewichtete Kosten eines Speichers	8,2
Prozesssicherheit	7,9
Kommerzielle Verfügbarkeit	9,0
Summe	44,3

Flüssiger Wasserstoff (LH₂)

Eine Verflüssigung von gasförmigem Wasserstoff ist aufgrund der erforderlichen Temperaturen von -253°C sehr energieintensiv. Es wurden mehrere Verflüssigungsverfahren entwickelt, zum Beispiel der Linde-Prozess, der Claude-Prozess oder der Helium-Brayton-Zyklus. Bei flüssigem Wasserstoff muss der Spin der Protonen berücksichtigt werden, da der Übergang von ortho- zu para-Wasserstoff, der bei niedrigen Temperaturen stabiler ist, Wärme freisetzt und zur Verdampfung und damit zu Wasserstoffverlust führt. Flüssiger Wasserstoff eignet sich daher gut für die Speicherung und den Transport, für den die Technologien bereits ausgereift sind. Für eine längerfristige Speicherung gibt es jedoch erhebliche Probleme mit signifikanten Kondensations- und Verdampfungsverlusten, die diese Methode für eine langfristige Speicherung wenig effizient machen. Die Ergebnisse der Kriterienauswertung von flüssigem Wasserstoff sind in Tabelle 6 dargestellt [9].

Tabelle 6: Bewertungsergebnisse des Flüssigwasserstoffspeichers.

Volumetrische Speicherkapazität	7,9
Technologie Reifegrad	9,0
Wirkungsgrad	6,8
Gewichtete Kosten eines Speichers	6,0
Prozesssicherheit	7,8
Kommerzielle Verfügbarkeit	0,0

Summe	37,5
-------	------

Gasförmiger Wasserstoff (CGH₂)

Um gasförmigen Wasserstoff effizient speichern zu können, muss dieser auf ein höheres Druckniveau gebracht werden, wobei 350 bar und 700 bar die üblichen Drücke sind. Die Verdichtung von Gasen ist allgemein etabliert, jedoch benötigt Wasserstoff aufgrund seiner geringen Dichte deutlich mehr Verdichtungsenergie als Methan oder Helium, um vergleichbare Druckniveaus zu erreichen. Zudem ist das Material des Speicherbehälters von entscheidender Bedeutung, da viele Werkstoffe in Kontakt mit Wasserstoff zur Versprödung neigen. Daher werden häufig austenitischer Edelstahl, Aluminium und Kupferlegierungen verwendet. Druckbehälter für Wasserstoff werden üblicherweise in vier Typen klassifiziert (siehe [10] für weitere Details). Die Ergebnisse der Kriterienbewertung für den Druckgasbehälter für Wasserstoff sind in Tabelle 7 angegeben.

Tabelle 7: Bewertungsergebnisse des gasförmiger Wasserstoffspeichers.

Volumetrische Speicherkapazität	7,0
Technologie Reifegrad	9,0
Wirkungsgrad	8,3
Gewichtete Kosten eines Speichers	7,6
Prozesssicherheit	7,3
Kommerzielle Verfügbarkeit	9,0
Summe	48,2

Metallhydride (MH)

Die Speicherung von Wasserstoff in Metallhydriden ist ein materialbasierter Speicherungsprozess. Dabei wird Wasserstoff bei moderaten Temperaturen und Drücken in Metalle absorbiert. Zur Freisetzung des Wasserstoffs ist ein Desorptionsprozess notwendig, der hohe Temperaturen erfordert. Nachteile dieser Methode sind das hohe Gewicht der Metalle und die langsame Kinetik bei der Aufnahme und Abgabe von Wasserstoff. Metallhydride werden in elementare, intermetallische und komplexe Hydride eingeteilt (Details siehe [11]) [12]. Die Bewertung ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 8: Bewertungsergebnisse des Metallhydride Speichers.

Volumetrische Speicherkapazität	8,5
Technologie Reifegrad	5,0
Wirkungsgrad	7,0
Gewichtete Kosten eines Speichers	6,7
Prozesssicherheit	6,4
Kommerzielle Verfügbarkeit	0,0
Summe	33,6

Ammoniak (NH₃)

Die Speicherung von Wasserstoff durch die Umwandlung in Ammoniak erfolgt nach dem Haber-Bosch-Verfahren, bei dem Stickstoff und Wasserstoff unter hohem Druck und hoher Temperatur in Gegenwart eines Katalysators zu Ammoniak reagieren. Diese Methode nutzt die bereits bestehende Infrastruktur für Produktion, Lagerung und Transport von Ammoniak. Zur Rückgewinnung von Wasserstoff wird Ammoniak bei Temperaturen über 500°C in Stickstoff und Wasserstoff gespalten. Dieser endotherme Prozess erfordert erhebliche Energiezufuhr. Herausforderungen dieser Speichermethode sind die extremen Prozessbedingungen, die Toxizität von Ammoniak und die Notwendigkeit spezieller Materialien und Sicherheitsvorkehrungen zur Vermeidung von Leckagen und Umweltbelastungen [13]. Die Ergebnisse der Kriterienbewertung für die Speicherung mit Ammoniak sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Bewertungsergebnisse einer Speicherung mittels Ammoniak.

Volumetrische Speicherkapazität	8,2
Technologie Reifegrad	9,0
Wirkungsgrad	3,8
Gewichtete Kosten eines Speichers	3,7
Prozesssicherheit	3,5
Kommerzielle Verfügbarkeit	0,0

Summe	28,2
--------------	-------------

Flüssige Organische Wasserstoffträger (LOHC)

Die Speicherung mittels flüssiger organischer Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC) ist eine materialbasierte Methode zur Wasserstoffspeicherung. Diese organischen Materialien besitzen ungesättigte Bindungen, die unter atmosphärischen Bedingungen und mit Hilfe eines Katalysators Wasserstoff binden können. Die Hydrierung ist ein exothermer Prozess, bei dem die entstehende Wärme abgeführt oder zur Effizienzsteigerung für andere Heizprozesse genutzt werden kann. Um den Wasserstoff im Dehydrierungsprozess zurückzugewinnen, muss Wärme zugeführt werden, da es sich um einen endothermen Prozess handelt, der typischerweise Temperaturen über 300°C erfordert [14]. Die Ergebnisse der Kriterienbewertung für die Speicherung mittels LOHC sind in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Bewertungsergebnisse des Speichers mittels flüssige organische Wasserstoffträger.

Volumetrische Speicherkapazität	7,7
Technologie Reifegrad	5,0
Wirkungsgrad	6,4
Gewichtete Kosten eines Speichers	8,1
Prozesssicherheit	6,0
Kommerzielle Verfügbarkeit	0,0
Summe	33,2

Methanol (CH₃OH)

Als flüssiger kohlenstoffhaltiger Energieträger wird in der Literatur häufig Methanol diskutiert, da es bereits auf hohem TRL aus Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt werden kann und noch einfacher zu handhaben ist als Methan. Die heutigen Rohöltanker könnten mit nur geringen Modifikationen für den Transport von Methanol verwendet werden. Konventionell wird Methanol aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff durch Niederdruck-Methanolsynthese hergestellt. Für die großtechnische regenerative Produktion von Methanol

wird in der Literatur am häufigsten die elektrische Erzeugung aus Elektrolysewasserstoff und Kohlendioxid diskutiert [15]. Die Ergebnisse für Methanol als Speicheralternative sind in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Bewertungsergebnisse des Methanol Speichers.

Volumetrische Speicherkapazität	8,1
Technologie Reifegrad	9,0
Wirkungsgrad	4,5
Gewichtete Kosten eines Speichers	4,6
Prozesssicherheit	7,0
Kommerzielle Verfügbarkeit	0,0
Summe	33,2

Eisenoxidspeicher (HyLoop)

Das Speichersystem HyLoop ist eine am Institut für Chemische Verfahrenstechnik und Umwelttechnik entwickelte Speichertechnologie, die die thermochemische Oxidation und Reduktion von Metalloxiden zur Energiespeicherung nutzt. Die Technologie basiert auf dem seit 20 Jahren am Institut erforschten Eisendampfprozess (Reformer Steam Iron Cycle, RESC) und stellt ein zyklisches Chemical Looping Verfahren dar. Die Energiespeicherung erfolgt durch die Reduktion der eisenoxidbasierten Kontaktmasse zu metallischem Eisen. Dieses Eisen kann dann für unbestimmte Zeit sicher und gefahrlos gespeichert werden. Wird die Energie wieder benötigt, wird die Kontaktmasse mit Wasserdampf beaufschlagt, um hochreinen Wasserstoff freizusetzen. Das Verfahren läuft bei Temperaturen zwischen 600 und 800°C ab und bietet große sicherheitstechnische und ökologische Vorteile gegenüber anderen materialbasierten Speichertechnologien [16], [17]. Auch wenn der TRL noch vergleichsweise gering ist, zeigt die Bewertung in Tabelle 12 das große Potenzial dieser Technologie.

Tabelle 12: Bewertungsergebnisse des HyLoop Speichers.

Volumetrische Speicherkapazität	7,3
Technologie Reifegrad	4,0
Wirkungsgrad	6,3
Gewichtete Kosten eines Speichers	7,9
Prozesssicherheit	8,0
Kommerzielle Verfügbarkeit	0,0
Summe	33,5

Ergebnisse des Technologie Screenings

In Abbildung 1 sind die Ergebnisse der Bewertung für jeden Speicher dargestellt, wobei die einzelnen Kriterien zwischen den Speichermethoden verglichen werden können. Die detaillierten Berechnungen sowie die herangezogenen Literaturwerte für jede Technologie sind im Anhang zu finden.

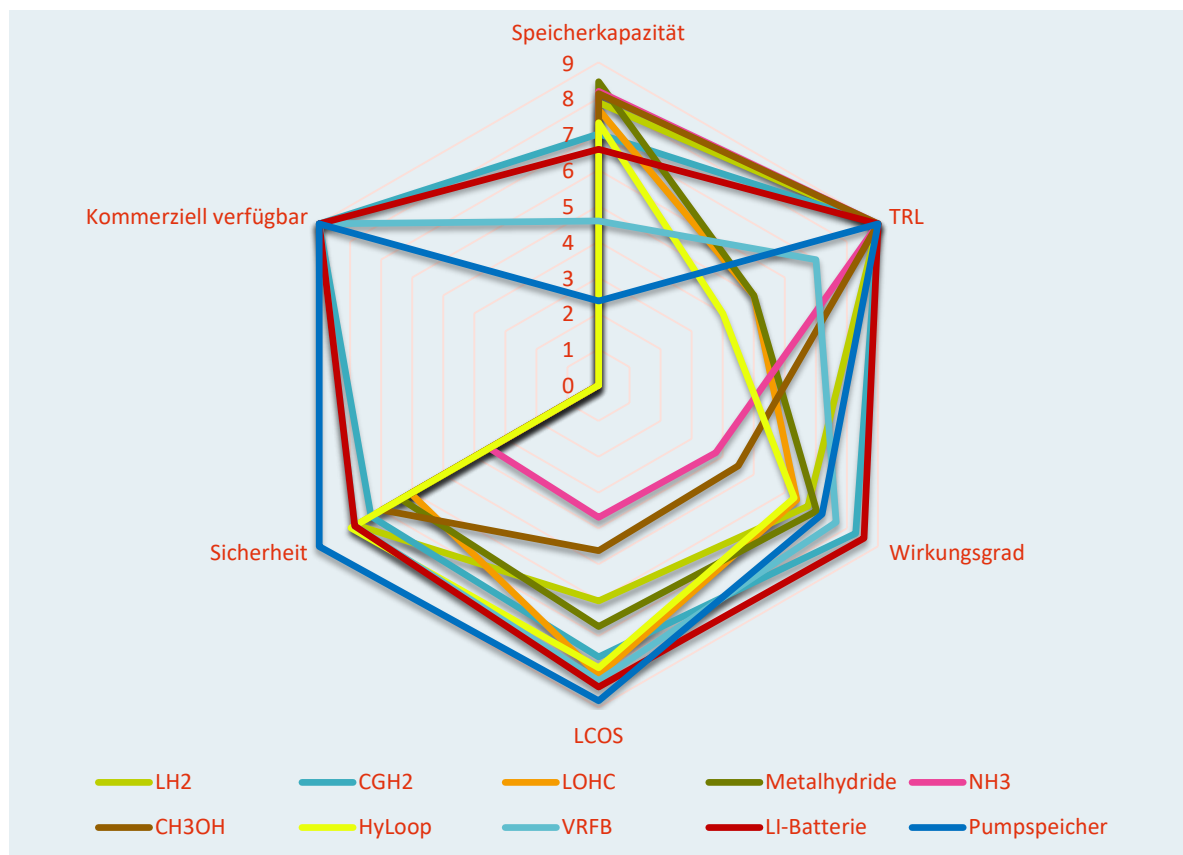


Abbildung 1: Grafische Darstellung der Technologiebewertung.

Abbildung 1 zeigt, dass eine reine Kostenentscheidung für die Auswahl geeigneter Technologien nicht zielführend ist, da andere Faktoren wie der technologische Reifegrad und die Sicherheit für die Entscheidungsfindung ebenso bedeutend sind. Für das Kriterium der gewichteten Energiekosten (LCOS) wird ein Ladezyklus von vier Monaten angenommen, da die angenommene Dauer einen Einfluss auf die entstehenden Kosten hat. Beispielsweise sind LI-Batterien für die Kurzzeitspeicherung bereits etabliert und relativ kostengünstig, werden aber bei längeren Zyklen von anderen Speichertechnologien eingeholt.

Die volumetrische Speicherkapazität ist bei wasserstoffbasierten Speichern höher als bei Batterien, was auf den hohen Heizwert von Wasserstoff von 33,33 kWh/kg zurückzuführen ist. Metallhydride weisen die höchste Speicherkapazität auf, während Pumpspeicher die niedrigste Kapazität haben.

Beim Kriterium Wirkungsgrad liegen hingegen Batterien und Pumpspeicher vorn, da sie einen deutlich höheren Wirkungsgrad als wasserstoffbasierte Speichertechnologien aufweisen. Eine bemerkenswerte Ausnahme bildet hier der gasförmige Wasserstoffspeicher, der

durch seine einfache Methode, den Wasserstoff auf eine höhere Druckstufe zu bringen, relativ effizient ist. Verluste entstehen hauptsächlich durch den Energieaufwand zur Druckerhöhung sowie durch Diffusion bei langfristiger Speicherung.

Die Sicherheitsevaluierung umfasst mehrere Komponenten, einschließlich der verwendeten Materialien, die potenziell mit dem Anlagenbetreiber in Kontakt kommen, sowie Druck und Temperatur. Speichertechnologien wie LOHC, Metallhydride und Ammoniak schneiden aufgrund teilweise bedenklicher Materialien schlechter ab. Insbesondere bei der Ammoniakspeicherung führen die hohen Temperaturen, die für die Rückgewinnung von Wasserstoff erforderlich sind, zu einer niedrigeren Gesamtbewertung der Sicherheit. Batterien und Pumpspeicher bieten hingegen eine hohe Sicherheit.

Schließlich wurden noch die Kriterien Technologie-Reifegrad und kommerzielle Verfügbarkeit bewertet. Diese beiden Werte sind entscheidend, um zu erkennen, welche Speichermethoden tatsächlich realisierbar sind. Basierend auf der ursprünglich festgelegten Mindestpunktzahl von 43,2 Punkten für die weitere Betrachtung im Rahmen des LEGO-Modells wurden die beiden LI-Batterien, Vanadium-Redox-Batterien, Pumpspeicher und die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff ausgewählt.

Modellierungsaspekte

Im nachfolgenden Kapitel wird dargestellt, welche Annahmen anschließend getroffen worden sind, um die ausgewählten Speichertechnologien im LEGO-Modell abbilden zu können. Dabei geht es vor allem um Kostendaten und das Betriebsverhalten der Speichermethoden.

Modellannahmen für Lithium-Ionen Batteriesysteme (LI-BESS)

In Österreich werden Li-BESS aktuell vorrangig zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt. Zu den leistungstärksten Li-BESS in Österreich zählen die Großbatteriespeicher Prottes (2,5 MW/2,2 MWh) und Wallsee-Mitterkirchen (8 MW/14,2 MWh). Für die Ausbauplanung bis 2030 werden dem Modell Li-BESS-Kandidaten mit einer Lade- bzw. Entladeleistung von 5 MW und einer Energy-to-Power (ETP) Ratio von 2, 4 und 6 Stunden zur Verfügung gestellt. Der Lade-Entlade-Wirkungsgrad beträgt 92%.

Die Kosten für Li-BESS im Jahr 2030 (NREL [18]) basieren auf einer jährlich aktualisierten Analyse der Literatur, beziehen sich auf Li-BESS im Kraftwerksmaßstab (utility-scale) und

sind speziell für Modelle zur Ausbauplanung vorgesehen. Li-BESS-Kosten lassen sich demnach bezogen auf Kapazität (€/kWh) oder bezogen auf Leistung (€/kW) ausdrücken. Zwischen den beiden Angaben wird wie folgt umgerechnet:

$$\text{Li-BESS-Kosten (€/kWh)} * \text{ETP-Ratio (h)} = \text{Li-BESS-Kosten (€/kW)}.$$

Li-BESS-Kosten setzen sich, unabhängig von der Art der Kostenangabe (€/kWh oder €/kW), aus den Komponenten für Kapazität und Leistung zusammen. Es gilt:

$$\text{Li-BESS-Kosten (€/kW)} = \text{Kosten-Leistung (€/kW)} + \text{Kosten-Kapazität (€/kWh)} * \text{ETP-Ratio (h)}$$

Betriebskosten (OM) sind als Fixe-Betriebskosten (% CAPEX) ausgedrückt. Das impliziert, dass die Leistung der Li-BESS über der gesamten Nutzungsdauer von 15 Jahren konstant ist. Die variablen OM werden mit Null angenommen. Tabelle 13 umfasst die techno-ökonomischen Parameter von Li-BESS.

Tabelle 13: Techno-ökonomische Parameter von Li-BESS.

	Leistung [MW]	Wirkungs- grade [p.u.]	ETP Ratio [h]	CAPEX Leistung [€ ₂₀₃₀ /MW]	CAPEX Kapazität [€ ₂₀₃₀ /MWh]	Fixe OM Kosten [% CAPEX]	Techn. Nutzungsdauer [a]
Li-BESS	5	0,92; 0,92	2	338 765	260 426	2,50	15
Li-BESS	5	0,92; 0,92	4	338 765	260 426	2,50	15
Li-BESS	5	0,92; 0,92	6	338 765	260 426	2,50	15

Modellannahmen für Vanadium-Redox-Flow Batterien (VRFB)

VRFB sind eine potenzielle Alternative zu Li-BESS und erlauben eine unabhängige Skalierung der Leistungs- und Energiekapazität durch die Trennung von elektrochemischer Zelle und Speichermedium, den sogenannten Elektrolytlösungen. Die Investitions- und Betriebskosten von VRFBs, die dieser Studie zugrunde liegen [19], entsprechen einem System mit einer Leistung von 10 MW und einer Speicherdauer von 10 Stunden (siehe Tabelle 14). Die Investitionskosten für Leistung und Speicherkapazität werden nach dem gleichen Prinzip wie für Li-BESS berechnet (siehe oben).

Tabelle 14: Techno-ökonomische Parameter von VRFB.

Leistung	Wirkungs- grade	ETP Ratio	CAPEX Leistung	CAPEX Kapazität	Fixe OM Kosten	Variable OM Kosten	Techn. Nutzungs- dauer
[MW]	[p.u.]	[h]	[€ ₂₀₃₀ /MW]	[€ ₂₀₃₀ /MWh]	[% CAPEX]	[€ ₂₀₃₀ /MWh]	[a]
10	0,84; 0,84	10	233 291	543 234	4,30	0,85	15

Modellannahmen für einen Wasserstoffspeicher

Wasserstoffspeichersysteme werden im Optimierungsmodell als Technologieketten bestehend aus Produktions-, Speicher- und Wiederverstromungstechnologie abgebildet. Der Vorteil dieser Modellierung liegt in der reduzierten Komplexität (weniger Nebenbedingungen), wodurch größere Modelle (zeitliche Auflösung) gelöst werden können – der Nachteil ist, dass die Leistung von Produktions- und Wiederverstromungseinheiten bzw. das Verhältnis von Leistung und Speicherdauer nicht unabhängig voneinander gewählt werden kann. Da sich in den ersten Modellläufen bereits gezeigt hat, dass Investitionsentscheidungen in Wasserstoffspeicher maximal eine untergeordnete Rolle spielen, wurde diese Einschränkung nicht weiter aufgelöst.

Da der Fokus auf der Nutzung von erneuerbaren Energien liegt, wurde die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse gewählt. Neben den alkalischen Elektrolyseuren sind inzwischen auch PEM-Elektrolyseure kommerziell verfügbar und bieten aufgrund ihrer hohen Effizienz und hohen Leistungsdichten derzeit das größte Potential. Die zugrundeliegenden Kosten für PEMEL [20] beziehen sich auf 5 MW Einheiten mit einem Wirkungsgrad von ca. 70% (siehe Tabelle 15). Da im Modell eine Kopplung zu einer Wasserstoffinfrastruktur noch nicht berücksichtigt ist, wird der gesamte aus Überschussstrom erzeugte Wasserstoff wieder rückverstromt. Strom-Wasserstoff-Strom Speicher in Kraftwerksgröße (utility-scale) haben einen geringeren TRL als Technologien zur Wasserstoffproduktion. Als Technologie zur Wasserstoffverstromung wurden in MILES stationäre PEMFC gewählt. Stationäre PEMFCs bieten den Vorteil einer hohen dynamischen Belastbarkeit (ramping), sind weitgehend ortsunabhängig betreibbar und arbeiten mit niedrigen Temperaturen (60-80°C). Alternativen zu PEMFC wären z.B. die Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas und die Verbrennung in bestehenden Gas- und Dampfkraftwerken bzw. spezielle Wasserstoff KWK-Anlagen (z.B. mit einer SOFC, die bei hohen Temperaturen zusätzliche Wärme in Wärmenetze speist). Die prognostizierten Kosten für PEMFC [21] (Es werden Kosten für 100 MW PEMFCs angegeben.

Diese Kosten werden basierend auf dem Kostenverhältnis von 100 MW zu 5 MW PEMEL [22] auf 5 MW PEMFC-Einheiten umgerechnet.) beziehen sich auf 5 MW Einheiten mit einem Wirkungsgrad von 50% (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Techno-ökonomische Parameter von PEMEL und PEMFC.

	Leistung [MW]	Wirkungs- grade [p.u.]	CAPEX Leistung [€ ₂₀₂₉ /MW]	Fixe OM Kosten [€ ₂₀₃₀ /MW]	Techn. Nutzungsdauer [a]
PEMEL	5	0,70	1 192 592	24 995	15
PEMFC	5	0,50	2 409 690	24 995	15

Gemäß dieser Literaturanalyse wurde die Speicherung in Stahltanks (gasförmig) gewählt. Die zugrundeliegenden Kosten stammen von [23] und betragen 100 €2020/Nm³. Um den technologischen Fortschritt sowie Skaleneffekte mit zu berücksichtigen, wurde für 2030 80 €2020/Nm³ gewählt. Tabelle 16 fasst die techno-ökonomischen Parameter zur Wasserstoffspeicherung in Stahltanks zusammen.

Tabelle 16: Techno-ökonomische Parameter von Stahltanks zur Wasserstoffspeicherung.

	ETP Ratio [h]	CAPEX Leistung [€ ₂₀₂₉ /MW]	Fixe OM Kosten [% CAPEX]	Techn. Nutzungsdauer [a]
H2-Stahltanks	10	43 565	1,50	25

Modellannahmen LEGO

In diesem Kapitel werden die Modellannahmen zu den Erzeugungsanlagen, der Netzwerkinfrastruktur, des Strombedarfs sowie den Importen und Exporten für das Basisszenario 2020 und die Ausbauplanung 2030 beschrieben.

Bestehender Kraftwerkspark 2020

Die Basis für das Kalibrierungsszenario 2020 bildet der in diesem Jahr bestehende Kraftwerkspark. Die techno-ökonomische Parameter der Erzeugungsanlagen und deren Zuordnung zu den Umspannwerken basieren auf der am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation vorhandenen Datenbank, welche durch eine Vielzahl von Vorgängerprojekten wie z.B. *Infratrans2040* (Klima- und Energiefonds) validiert wurde [24].

Der Kraftwerkspark umfasst:

- Fossile Kraftwerke. Überwiegend erdgasbefeuerte Kraftwerke sowie ein geringer Anteil ölbefeuerte Kraftwerke (hauptsächlich in der Industrie eingesetzt). Brennstoffkosten werden für 2020 mit 21,96 €/MWh und für 2030 mit 33,84 €/MWh angenommen; CO₂-Emissionskosten mit 19,7 €/t_{CO2} für 2020 und 80 €/t_{CO2} für 2030.
- Lauf-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke. Natürliche Wasserzuflüsse stammen von ENTSO-E [25]
- Windparks (Wind) und Photovoltaik (PV). Kapazitätsfaktoren für Wind und PV stammen von RenewablesNinja [26]

Ausbau Erneuerbarer 2030

Für die Modellierung des systemkostenoptimalen Ausbaus der erneuerbaren Energie (Wind und PV) entspricht das zugrundeliegende Ausbaupotential in MILES dem technischen Potenzial. Politisch motivierte Einschränkungen des Ausbaus in den Bundesländern werden dabei nicht berücksichtigt. Das technische Ausbaupotenzial je Umspannwerk wird wie folgt angenommen:

- Photovoltaik: Das Minimum von 1% der Fläche des Einzugsgebietes des jeweiligen Umspannwerkes und der Übertragungsleistung einer typischen 380-kV-Leitung (3000 MW) multipliziert mit dem Faktor 0,7 (in Anlehnung an das (n-1)-Kriterium).
- Wind: Das Ausbaupotenzial ergibt sich anhand einer GIS-basierte Analyse der Windleistungsdichte, deren Zuordnung zu den Umspannwerken und der Bestimmung des maximalen Ausbaupotentials je Knoten [27]. Bei der Potentialbestimmung werden folgende Ausschlusskriterien berücksichtigt: Steigung > 15°, Seehöhe > 2000m, Naturschutzgebiete und Nationalparks sowie Siedlungsgebiete, Wasserflächen, Straßen etc. Die Leistung einer typischen Windkraftanlagen in 2030 wird mit 6,2 MW angenommen (Brancheninformation)
- Kapazitätsfaktoren für PV und Wind basieren auf historischen Zeitreihen von RenewablesNinja [28], welche auf 220-kV- bzw. 380-kV-Umspannwerke verortet und anschließend kalibriert werden.

Neben dem Ausbaupotential je Knoten fließen die prognostizierten Investitions- und Betriebskosten von Erneuerbaren maßgeblich in die Investitionsentscheidung ein (siehe Tabelle 17 [29]). Um den Rechenaufwand für das Modell im Rahmen zu halten, werden für PV und Windanlagen einheitliche Kosten zugrunde gelegt, d.h. es wird beispielsweise nicht zwischen Aufdachanlage und Freiflächenanlage unterschieden.

Die Betriebskosten (OM) für PV werden anhand der in Tabelle 17 angegebenen Prozentsätze für Fixe OM Kosten approximiert. Für Wind wird angenommen: 11,00 €/2030/MWh für Standorte an denen das Potential ausgeschöpft ist; 9,00 €/2030/MWh an Standorten mit bestehenden Anlagen und Ausbaupotential; und 8,38 €/2030/MWh an neuen Standorten. Für PV gilt: 7,70 €/2030/MWh an Standorten mit Bestandsanlagen und 7,28 €/2030/MWh an Standorte ohne Bestandsanlagen.

Tabelle 17: Techno-ökonomische Parameter von PV und Windkraftanlagen.

	CAPEX Leistung [€/2030/MW]	Fixe OM Kosten [% CAPEX]	Techn. Nutzungsdauer [a]
PV	559 898	1,30	25

	CAPEX Leistung [€2029/MW]	Fixe OM Kosten [% CAPEX]	Techn. Nutzungsdauer [a]
Wind	1 867 306	1,10	25

Anders als für Wind und PV werden dem Optimierungsmodell für Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke keine Investitionskandidaten (endogene Modellentscheidung) zur Verfügung gestellt. Hintergrund dessen ist, dass das Wasserkraftpotential in Österreich weitgehend ausgeschöpft ist und die Umsetzung solcher Projekte mit langen Vorlaufzeiten einhergeht. Berücksichtigt werden jedoch geplante und genehmigte Kraftwerke (mit geplanter Fertigstellung vor 2030), wie z.B. Reißeck II plus (open loop, 45 MW Pump- und Turbinenbetrieb, Effizienzsteigerungskraftwerk), Pfaffenboden/Molln (closed loop, 300 MW Pump- und Turbinenbetrieb, 7 Stunden Volllastfähigkeit) etc. Das EAG-Ziel von 5 TWh zusätzlicher Wasserkrafterzeugung wird vorrangig durch die Annahme der Revitalisierung bestehender Laufkraftwerke (durchschnittlich 6% Leistungssteigerung bei Kraftwerken, die vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommen oder zuletzt revitalisiert wurden) und durch neue Speicher- und Pumpspeicherprojekte abgedeckt.

Zur Erreichung des Biomasseziels von zusätzlich 1 TWh 2030, werden dem Optimierungsmodell Biogas und Biomasse (Hackschnitzel) Investitionskandidaten zur Verfügung gestellt. Die Investitionskosten für eine 1 MWel-Biogasanlage betragen 3500 €₂₀₂₂/kW (davon 800 €₂₀₂₂/kW Blockheizkraftwerk). Als technische Nutzungsdauer der Biogasanlage und des BHKW werden 20 bzw. 10 Jahren angenommen [30]. Für Biomasseanlagen sind hackschnitzelgefeuert. Die Investitionskosten inkl. BHKW betragen 4000 €₂₀₂₂/kW – die technische Nutzungsdauer 25 Jahre [31]. Die Brennstoffkosten werden gleichermaßen mit 23 €/MWh angenommen. Folglich ergeben sich die Kostenparameter 2030 laut Tabelle 18.

Tabelle 18: Techno-ökonomische Parameter von Biogas- und Biomasse-Anlagen.

	Wirkungs- grade [p.u.]	CAPEX Leistung [€ ₂₀₃₀ /MW]	Fixe OM Kosten [% CAPEX]	Techn. Nutzungsdauer [a]
Biogas	0,38	5 832 430	4,00	20 (10)
Biomasse	0,14	6 665 634	4,00	25

Übertragungsnetz

Die 220 und 380-kV-Netzinfrastuktur (Umspannwerke mit Transformatoren sowie Hochspannungsleitungen) basiert auf der validierten Datenbank des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Das Netzwerk basiert auf dem Stand 2020, modifiziert um Leitungsprojekte, welche seitens APG bis 2030 geplant sind. Darüber hinaus werden keine endogenen Leitungsinvestitionen zugelassen.

Strombedarf 2020 und 2030

Der zugrunde gelegte Strombedarf ist ein exogener Modellparameter. Für die Modellkalibrierung wird die historische Zeitreihe aus 2020 verwendet [32]. Da diese nur in aggregierter Form für die Regelzone APG vorliegt, wird der Strombedarf von Vorarlberg laut Gesamtenergiebilanz der Statistik Austria [33] als Konstante dazu addiert (es wird also angenommen, dass dieser derselben Zeitreihe folgt). Die Verortung des Stromverbrauchs auf die Umspannwerke erfolgt basierend auf Bevölkerungsdaten.

Der Strombedarf in 2030 wird ebenso als exogener Modellparameter angegeben. Grundlage dafür ist die Zeitreihe von 2020 zu welcher das EAG-Ziel von zusätzliche 27 TWh addiert wird.

Importe und Exporte

Zur Kalibrierung werden historische Importe und Exporte nach und von Österreich im Jahr 2020 verwendet [34]. Diese liegen als Summe über die grenzüberschreitenden Leitungen pro Land vor. Die Aufteilung auf die einzelnen Leitungen erfolgt anhand der Leitungskapazität. Die zugehörigen Preise entsprechen den jeweiligen Zeitreihen der Day-Ahead Preise [35] der Nachbarländer mit grenzüberschreitenden Leitungen. Für 2030 wird angenommen, dass die Preise entsprechend der PPI-Methodik angepasst und auf das Niveau von 2030 gehoben werden. Importe und Exporte wirken sich stark auf die Planungsergebnisse des Optimierungsmodells aus da sie bei fixer Vorgabe der Zeitreihen inklusive Preisen einschränkend wirken – z.B. es müssen Erzeugungsanlagen in Österreich gebaut werden, um die vorgegebenen Exporte bedienen zu können – während ein hohes Maß an Import- und Exportflexibilität den Investitionsbedarf – besonders in Speichertechnologien – signifikant

geringer erscheinen lassen kann. Im Design der Fallstudien werden daher unterschiedliche Import- und Exportszenarien untersucht.

Modellergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die untersuchten Szenarien beschrieben und analysiert. Die Grundannahme ist, dass die Abregelung von Wind- und PV-Einspeisung in einem hochgradig erneuerbaren Elektrizitätssystem im Jahr 2030 zulässig ist und illustriert, dass dies zur Verringerung der Gesamtsystemkosten führt. Die Anzahl der Variablen und Nebenbedingungen im Optimierungsmodell ist szenarienabhängig und liegt in der Größenordnung von 14-20 bzw. 12-17 Millionen.

2020-Kalibrierung

Das Kalibrierungsszenario dient der Modellkalibrierung für 2020. Dies ist erforderlich um beispielsweise die Unschärfe (geografisch, zeitlich, technisch) der Zeitreihen von Kapazitätsfaktoren (Wind und PV) und Zuflüssen zu Laufwasser-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken auszugleichen. Abbildung 2 stellt die Jahresenergiemengen je Erzeugungstechnologie des Optimierungsmodells (links) und der Realität gemäß Gesamtenergiebilanz 2020 [36] (rechts) gegenüber. Die Abweichungen bei den thermischen Erzeugungstechnologien ergeben sich beispielsweise durch ölgefeuerte Anlagen, welche für Prozesswärme im industriellen Bereich betrieben werden, Strom als Nebenprodukt erzeugen und im Modell nicht abgebildet werden. Weiters ging Österreichs letztes im Betrieb befindliches Kohlekraftwerk am Standort Mellach in der ersten Jahreshälfte 2020 außer Betrieb. Im Optimierungsmodell können Kraftwerke aber nur für die Dauer eines Jahres „aktiv“ sein.

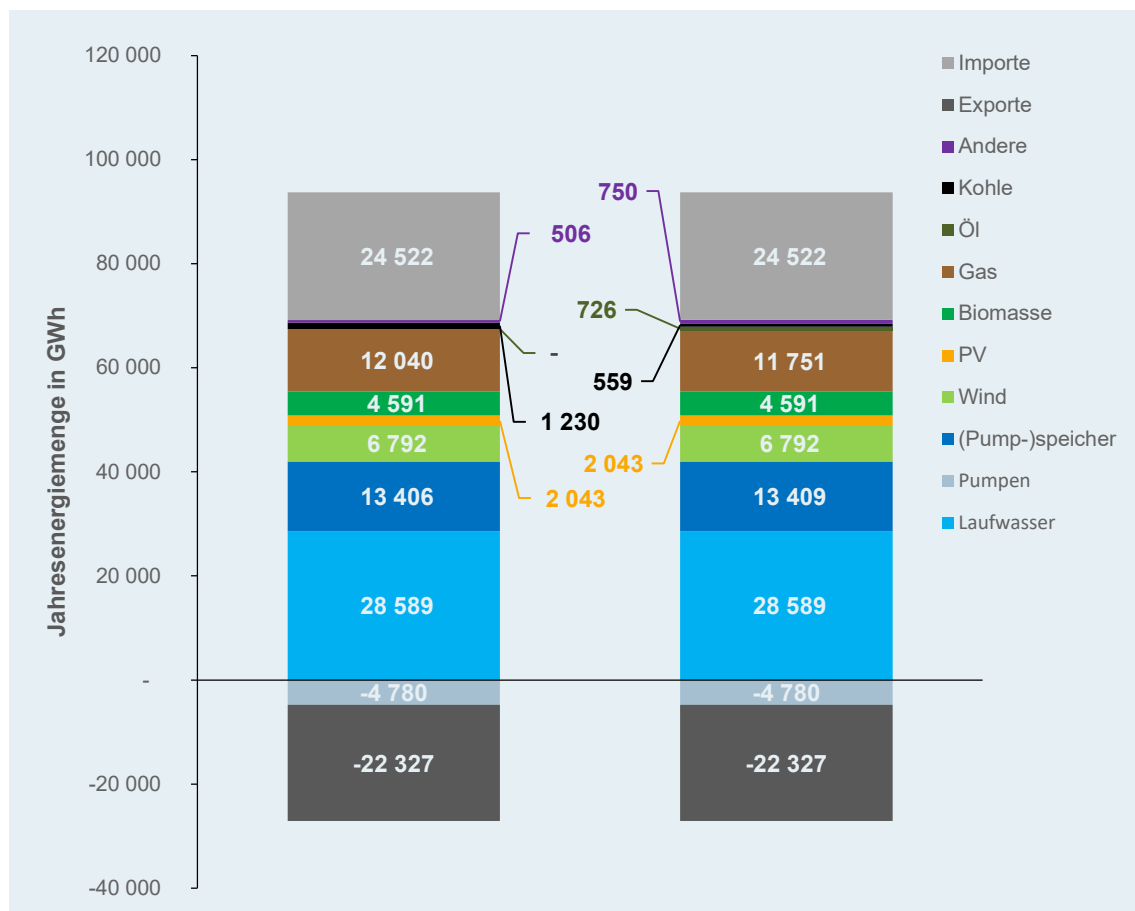


Abbildung 2: 2020-Kalibrierung. Gegenüberstellung der Jahreserzeugung je Technologie. Links: Ergebnis des Optimierungsmodells; rechts: Daten laut Gesamtenergiebilanz.

2030-EAG-Ziele ohne Speicherkandidaten, Vorgabe Importe & Exporte

Das erste Planungsszenario für 2030 repräsentiert den Basisfall und geht von der Erreichung der EAG-Ziele aus. Dazu erfolgt eine Mindestvorgabe der Jahresenergiemenge je erneuerbarer Erzeugungstechnologie. Es werden keine Kandidaten für Speichertechnologien (BESS, VRFB, Wasserstoffspeicherung) hinterlegt da auch das EAG keine Ziele dafür spezifiziert. In diesem Szenario wird angenommen, dass Import und Exporte exakt den Zeitreihen aus 2020 folgen und dass die Abregelung von Wind und PV zulässig ist.

Die Gesamtsystemkosten (Investition & Betrieb für ein Jahr) für den Basisfall betragen € 2.552 Mio. Diese Kosten sind als Indikation zu verstehen und dienen in erster Linie als

Vergleichsbasis für die verschiedenen Szenarien. Die zugebaute Leistung beträgt: Wind +6,17 GW; PV +13,78 GW; und Biomasse +0,13 GW. Unter den beschriebenen Annahmen kommt es zur Abregelung von 7,24 TWh erneuerbarer Erzeugung. Im Basisfall stellen (Pump-)speicherkraftwerke die einzige Speicheroption dar. Damit erhöht sich der Energiebezug für den Pumpbetrieb von 4,78 TWh im Jahr 2020 auf ca. 7,74 TWh in 2030 (+62%) (siehe Abbildung 3). Die Erzeugung aus Gaskraftwerken beläuft sich auf 0,74 TWh was einer Verringerung um 94% im Vergleich zur realen Erzeugung 2020 entspricht.

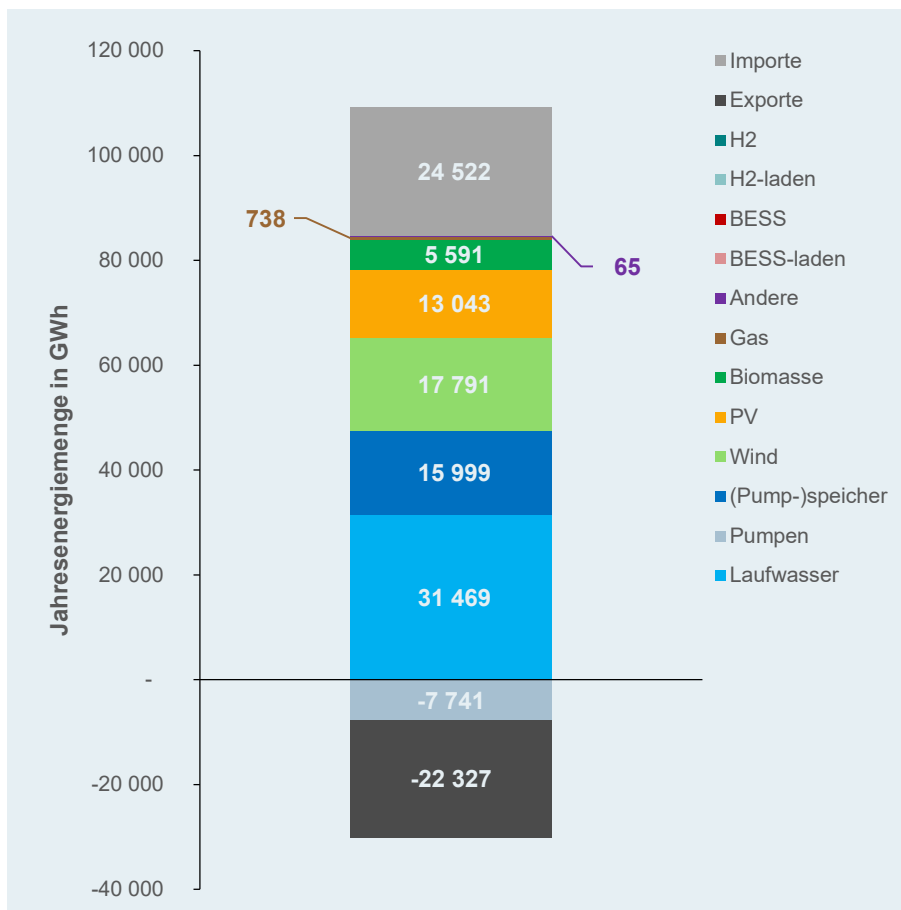


Abbildung 3: 2030-EAG-Ziele ohne Speicherkandidaten, Vorgabe Importe & Exporte. Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +6,17 GW; PV +13,78 GW; Biomasse +0,13 GW).

2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Vorgabe Importe & Exporte

Im Vergleich zum Basisszenario werden dem Optimierungsmodell nun alle im Kapitel Ergebnisse des Technologie Screenings beschriebenen Speichertechnologien als Investitionskandidaten zur Verfügung gestellt. Die Investition in 0,18 GW BESS mit einer Energy-to-Power-Ratio von 2 bzw. 4 Stunden ermöglichen die Reduktionen der Gesamtsystemkosten um € 4 Mio. und resultieren in erster Linie in der Entlastung der Pumpspeicherkraftwerke (-393 GWh) (siehe Abbildung 4). Die Möglichkeit, BESS standortunabhängig zu installieren führt zur Verschiebung des Technologiemix Erneuerbarer von Wind (-0,21 GW) hin zu PV (+0,74 GW). Trotz der verstärkten Möglichkeit erneuerbare Überschüsse einzuspeichern erhöht sich die Abregelung dieser auf 7,55 TWh (+4%).

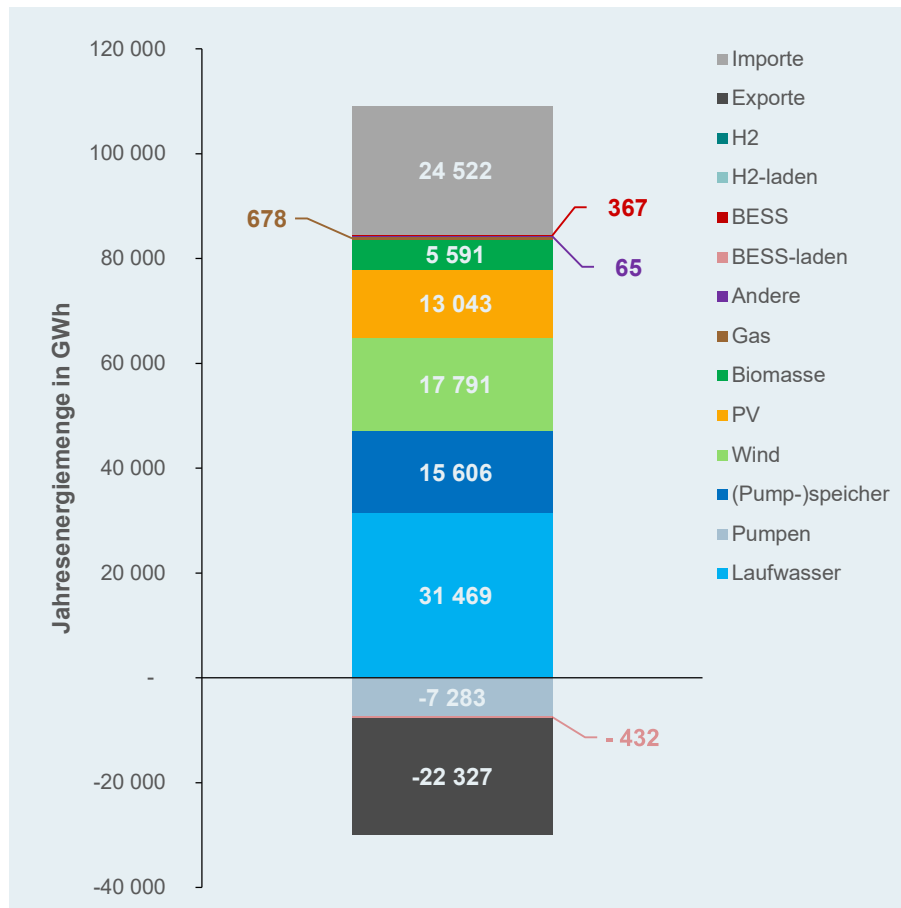


Abbildung 4: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Vorgabe Importe & Exporte. Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +5,96 GW; PV +14,52 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS-2h 0,13 GW und BESS-4h 0,05 GW).

Die vorangegangenen Fallstudien zeigen die Synergie von PV und dezentral installierten Batteriespeichern als Flexibilitätsoption, was zur Reduktion der Gesamtsystemkosten beitragen kann. Bemerkenswert ist, dass es trotz der Option von Speicherinvestitionen zur Abregelung von ca. 7 TWh PV und Wind kommt. Grund dafür sind die geringen prognostizierten Investitions- und Betriebskosten der Erneuerbaren im Vergleich zu Speichertechnologien – und besonders Wasserstoff. Somit ist es aus Sicht der Minimierung der Gesamtsystemkosten sinnvoll, Überkapazitäten an Erneuerbaren zu errichten und nicht jede erzeugte MWh einzuspeichern. Der Fokus der nachfolgenden Fallstudien liegt auf der Untersuchung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen (Exporte bzw. eingeschränkte Abregelung) und deren Auswirkung auf die Planungsergebnisse.

2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte

Zusätzlich zur Möglichkeit der Investition in sämtliche Speichertechnologien laut Technologie Screening unterstellt dieses Szenario flexible Exporte. Um den Grad der Exportflexibilität im Maß zu halten, basiert die Implementierung auf der identen Zeitreihe wie in den anderen Szenarien, mit dem Unterschied, dass die Gleichungs-Nebenbedingungen durch Ungleichheits-Nebenbedingungen ersetzt werden. Damit kann das Modell den Export in allen Exportzeitschritten kostenoptimal wählen. Die untere Grenze für den Export beträgt Null (damit es nicht zu Importen kommt). Die obere Grenze wird mit dem historischen Export je Zeitschritt plus 10 TWh (pro Jahr, anteilig auf die Exportzeitschritte verteilt) angenommen. Die Gesamtsystemkosten für dieses Szenario ergeben sich zu € 2.170 Mio. was einer Reduktion von € 382 Mio. im Vergleich zum Basisszenario entspricht. Die Gründe dafür sind unter anderem, dass sämtliche Importe kostenoptimal dem Inland zur Verfügung stehen sowie dass keine Kraftwerke gebaut bzw. betrieben werden müssen, um den Export in „ungünstigen“ Stunden decken zu müssen. Beispielsweise gibt es unter diesen Annahmen quasi keine Erzeugung von Gaskraftwerken mehr (siehe Abbildung 5) und folglich gehen die inländischen CO₂-Emissionen gegen null.

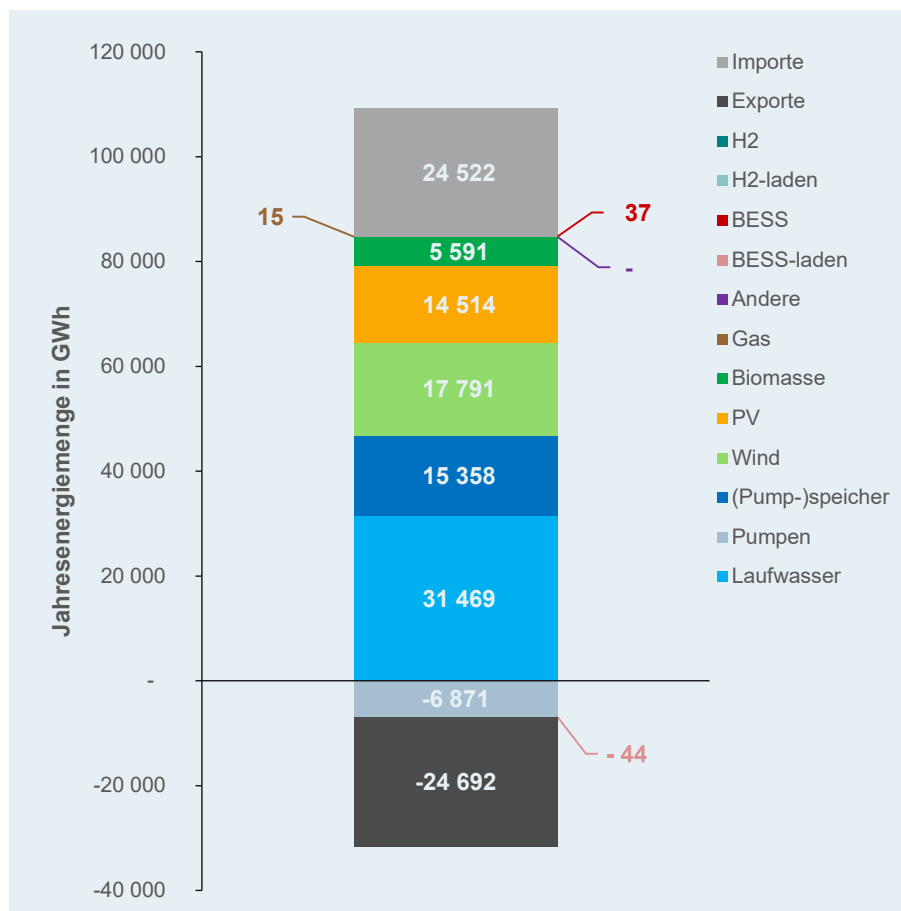


Abbildung 5: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte. Jahresenergie-mengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +5,12 GW; PV +15,90 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS-2h 0,04 GW).

Der Jahresexport steigt jedoch gegenüber den Szenarien mit fix vorgegebenen Exporten um 2,37 TWh (+10%). Generell verschieben sich die Exporte in die Sommermonate (siehe Ab-bildung 6). Durch die höhere Flexibilität verringern sich die Investitionen in BESS auf 0,04 GW. Die Abregelung beträgt 4,28 TWh (-41% im Vergleich zum Basisszenario).



Abbildung 6: Monatliche Exporte 2020 versus 2030 unter Berücksichtigung der Exportflexibilität.

Wie eingangs erwähnt, lassen wir die Abregelung von Wind und PV im hochgradig erneuerbaren Elektrizitätssystem 2030 grundsätzlich in allen Fallstudien zu. Das steht im Gegensatz zur heutigen Gesetzgebung, welche im Ökostromgesetz 2012 [37] eine Abnahmeverpflichtung oder Kontrahierungspflicht Erneuerbarer Erzeugung vorsieht. Um die im Sinne der Gesamtsystemkosten positiven Auswirkung von Abregelung zu illustrieren, nehmen wir im Folgenden an, dass diese für Wind und PV mit max. 10% der potenziell erzeugbaren Energie limitiert ist (bei weiterhin flexiblen Exporten).

Für den beschriebenen Fall erhöhen sich die Gesamtsystemkosten um € 275 Mio. auf € 2.445 Mio. und die abgeregelter Energiemenge reduziert sich auf 89 GWh. Gleichzeitig reduziert sich die Jahresexportmenge um 5,16 TWh (siehe Abbildung 7). Hauptgrund dafür sind die notwendigen Investitionen in BESS (0,03 GW versus 1,92 GW) um die EAG-Vorgaben erfüllen zu können, Energie in Zeiten geringer erneuerbarer Erzeugung zu verschieben und besonders um Energie in Zeiten negativer Residuallast aufnehmen zu können.

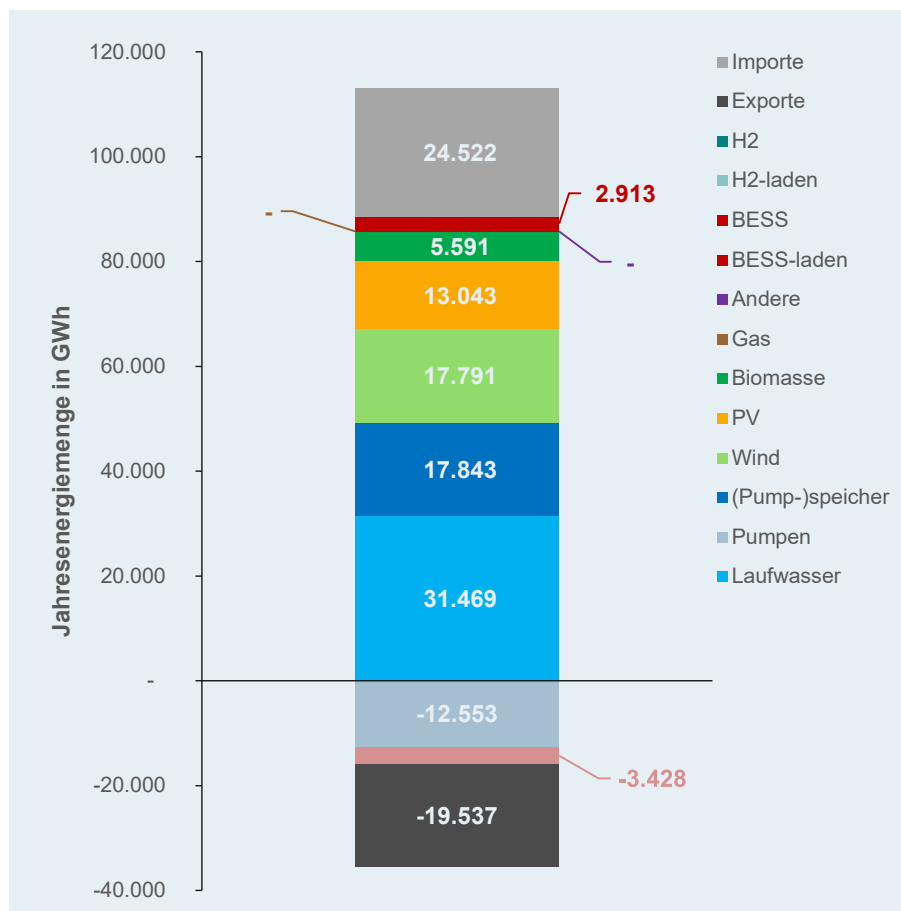


Abbildung 7: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte (max. 10% Abregelung). Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +4,92 GW; PV +10,49 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS-2h 0,37 GW; BESS-4h 0,59 GW; BESS-6h 0,957 GW).

Die vorangegangenen Fallstudien illustrieren den Stellenwert von Flexibilitätsoptionen in hochgradig erneuerbaren Elektrizitätssystemen und deren Auswirkungen auf Speicherinvestitionen. Die geringsten Gesamtsystemkosten ergeben sich für eine Kombination aus flexiblen Exporten und der Möglichkeit, PV und Wind vollständig abzuregeln. Durch die hohe Gleichzeitigkeit (vor allem in der PV-Erzeugung) stellt sich jedoch die Frage, ob in Zeiten nationaler Übererzeugung ein Export ins benachbarte Ausland ökonomisch attraktiv bzw. physikalisch möglich ist. Die Fallstudien zeigen auch, dass eine stark eingeschränkte Abregelung einen Technologie-Shift nach sich zieht – weg von PV und hin zu BESS – und massive Anforderungen an existierende (Pump-)speicherkraftwerke stellt. Die Schlussfolgerungen aus diesen Resultaten sind: (i) Die Möglichkeit zur generellen Abregelung von PV und Wind (im Ausmaß eines geringen Prozentsatzes der potenziell erzeugbaren Energie) sollte als Flexibilitätsoption in Betracht gezogen und in der Ausbauplanung berücksichtigt werden.

(ii) Es muss über geeignete Kompensationsmechanismen für die abgeregelte Energie diskutiert werden. (iii) Der erhöhte Einsatz von (Pump-)speicherkraftwerken zeigt die Notwendigkeit für eine detaillierte Modellierung von Speicherketten, um die Flexibilität der bestehenden Speicherinfrastruktur bestmöglich abzubilden.

2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie

Dieses Szenario untersucht die Ausbauplanung für den Fall der Autarkie Österreichs von Strom Importen und Exporten (und die damit verbundenen negativen Auswirkungen auf die Gesamtsystemkosten). Damit repräsentiert es einen (theoretischen) Extremfall und steht am anderen Ende des Spektrums im Vergleich zum vorangegangenen Szenario, welches flexible Exporte unterstellt. Um die Belastung der Leitungsinfrastruktur für den Stromtransit durch Österreich zu berücksichtigen, wird eine auf 70% reduzierte Leitungskapazität angenommen. Die Abregelung von Wind und PV wird abermals zugelassen. Die Gesamtsystemkosten steigen signifikant auf € 3.148 Mio. Grund dafür sind die massiven Überkapazitäten von Wind mit einem Zubau von 7,76 GW (+94% gegenüber EAG) und besonders PV mit einem Zubau von 20,81 GW (+89% gegenüber EAG). Diese Überkapazitäten resultieren in der Abregelung von 17,08 TWh. Unter allen analysierten Szenarien resultiert die Erreichung von Autarkie im größten Einsatz von Gaskraftwerken mit 2,05 TWh. Gleichzeitig ist dieses Szenario das einzige, das zu Investitionen in Wasserstoffspeicher führt (94 MW mit einer Energy-to-Power-Ratio von 100 h).

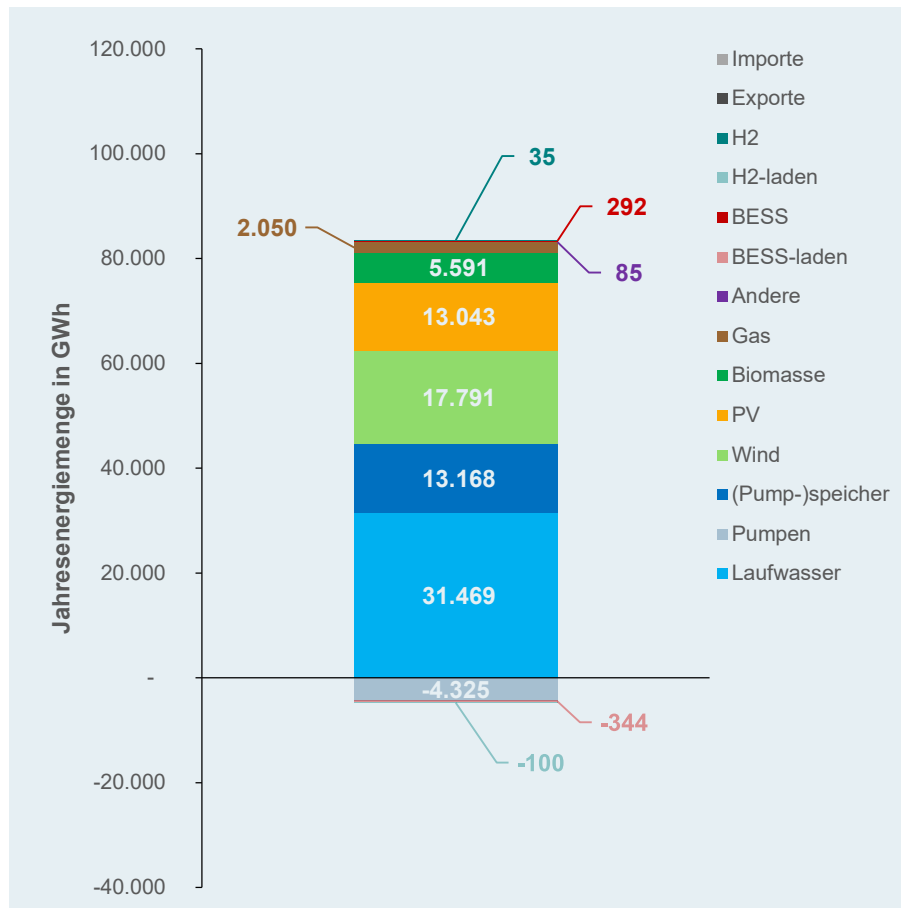


Abbildung 8: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie. Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +7,76 GW; PV +20,81 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS-2h 0,10 GW, BESS-4h 0,03 GW; BESS-6h 0,14 GW; H2-100h 0,09 GW).

In einem Folgeschritt untersuchen wir die Auswirkungen von Autarkie, wenn die Erzeugung aus Erdgas unzulässig ist. Damit wird die vollständige Klimaneutralität im Elektrizitätssektor erreicht. In diesem Fall steigen die Überkapazitäten Erneuerbarer auf 12,09 GW Wind und 26,65 GW PV was zu Gesamtsystemkosten in Höhe von € 3,749 Mio. und der Abregelung von 28,73 TWh führt. Bemerkenswerterweise verringert sich durch die Überkapazitäten der Energiebezug von Pumpspeicherkraftwerken auf 1,42 TWh (-67% im Vergleich zum Szenario mit Gas), wobei der Jahresenergiebezug von BESS sich auf 1,43 TWh erhöht (+415%) (siehe Abbildung 9). Dies illustriert die Wichtigkeit dezentraler Speicher wobei anzumerken ist, dass ausschließlich in BESS mit einer Energy-to-Power-Ratio von 6 h investiert wird.

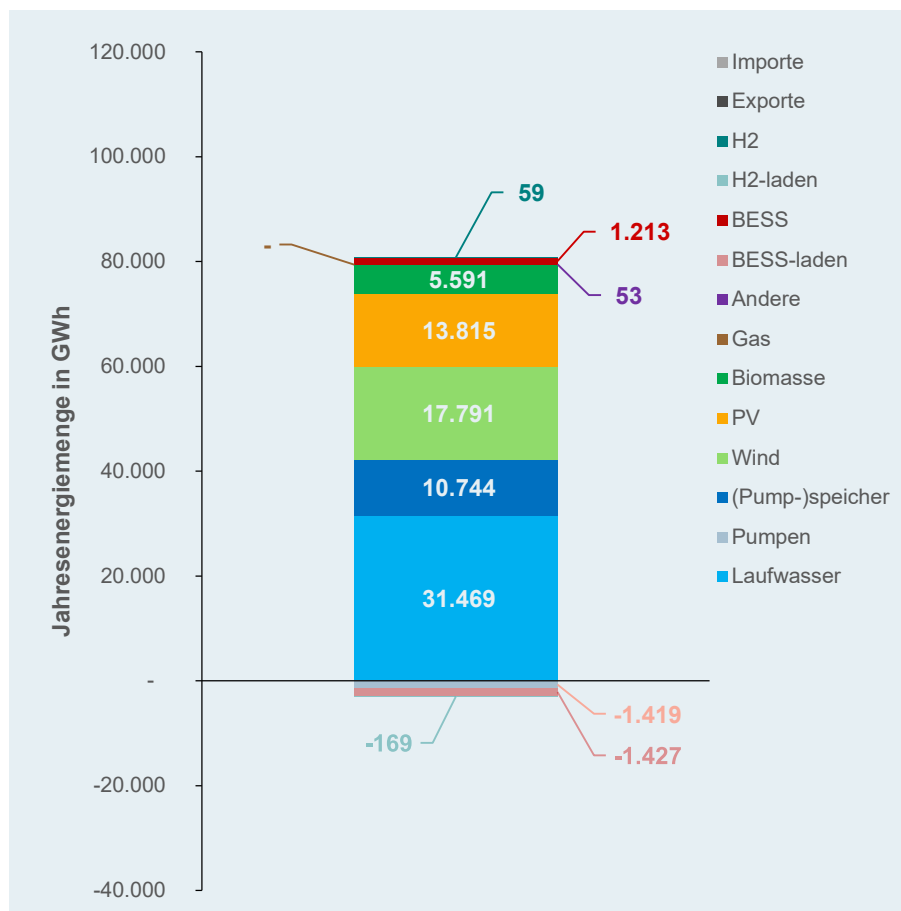


Abbildung 9: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie (ohne Erdgas) Jahresenergiemengen und Kapazitätzzubau je Technologie (Wind +12,09 GW; PV +26,65 GW; Biomasse +0,18 GW; BESS-6h 2,15 GW, H2-100h 0,24 GW).

Wie eingangs erwähnt, stellen die Autarkie-Szenarien einen theoretischen Extremfall dar. Sie illustrieren jedoch die Wichtigkeit des Übertragungsnetzes als Flexibilitätsoption und dessen Beitrag zur Reduktion der Gesamtsystemkosten. Weiters zeigen diese Szenarien auf, dass selbst unter extremen Annahmen Wasserstoff als Energiespeicher bis 2030 nur eine untergeordnete Rolle zukommt.

Ökonomie von Speichertechnologien

Dieses Kapitel widmet sich der techno-ökonomischen Bewertung von Speichertechnologien im Kontext des österreichischen Elektrizitätssystems im Jahr 2030. Der Fokus liegt dabei auf der Analyse der Zyklenzahl, welche ein Maß für die Nutzung der Speichertechnologien darstellt und den notwendigen Spreads zwischen den Stromkosten beim Laden- bzw. Strompreisen beim Entladen der Speicher.

Bei gesamtsystemkostenoptimaler Betriebsweise erreichen LI-BESS Zyklenzahlen von mehr als einem Zyklus pro Tag. Besonders im Szenario mit fix vorgegebenen Importen und Exporten erreichen BESS mit einer Energy-to-Power-Ratio von 2 h eine durchschnittliche Zyklenzahl von ca. 1000 pro Jahr oder ca. 2,75 Zyklen pro Tag. Die durchschnittliche Zyklenzahl im Szenario mit flexiblen Exporten bzw. bei Vorgabe der Erreichung von Autarkie liegt bei ca. 450 pro Jahr oder 1,23 pro Tag, was sich gut mit Einschätzungen in der Literatur deckt. Ist die Abregelung mit 10% der potentiell erzeugbaren Energiemenge beschränkt, liegt die Zyklenzahl von 2h-BESS bei ca. 470, von 4h-BESS bei ca. 550, und von 6h-BESS bei ca. 260. – 4 h BESS erzielen also die höchste Ausnützung. Im Gegensatz zu BESS weisen Wasserstoffspeicher wie erwartet die Charakteristik von Langzeitspeichertechnologien auf. Deren durchschnittliche Zyklenzahl liegt bei ca. 5 Zyklen pro Jahr was bei einer Energy-to-Power-Ratio von 100 h ca. 10% oder maximal möglichen Zyklenzahl entspricht.

Zur Abschätzung der Profitabilität der investierten Speicher werden jene durchschnittlichen Preis-Spreads (Differenz zwischen Preis beim Laden- bzw. Entladen eines Speichers) approximiert, bei welchen die Speicher exakt ihre annualisierten Investitions- und Betriebskosten zurückverdienen würden – also einen Profit von Null machen. Legt man die Speicherinvestitionen und -betriebsweise des Szenarios mit maximal 10% Abregelung zu Grunde, wäre bei einem durchschnittlichen Ladepreis von 10 €/MWh einen Preis-Spread von ca. 58 €/MWh notwendig, damit die investierten BESS-4h einen Profit von Null erzielen (siehe Abbildung 10).

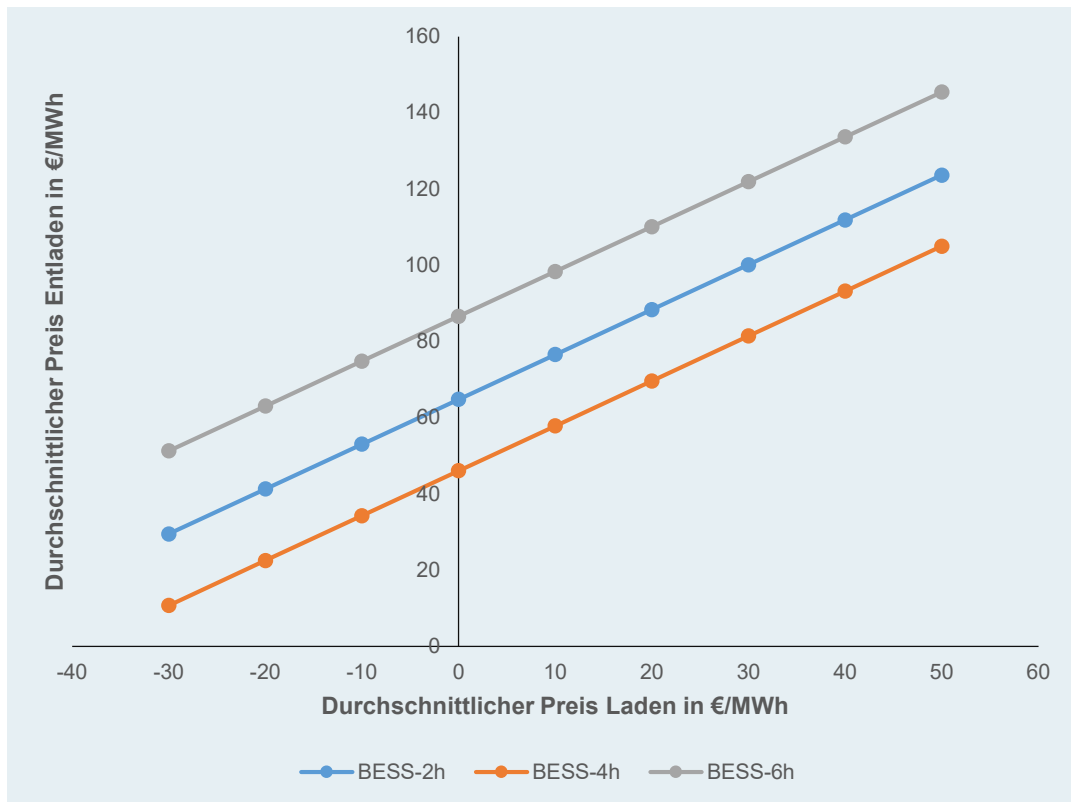


Abbildung 10: Durchschnittlich notwendige Preis-Spreads um annualisierte Investitions- und Betriebskosten zurückzuverdienen.

Zwei Einschränkungen des verwendeten Optimierungsmodells sind die implizite Unterstellung von perfect foresight sowie die Betrachtung eines einzelnen abgeschlossenen Jahrs. Damit wird exakt jene Menge an Speichertechnologien ausgebaut, um den Bedarf (und ggf. die vorgegebenen Exporte) in jedem Zeitpunkt decken zu können bzw. eine Überdeckung – falls die Abregelung Erneuerbarer nur eingeschränkt zulässig ist – zu vermeiden. Im Gegensatz dazu sind reale Energiesysteme mit Unsicherheiten behaftet, es besteht die Möglichkeit Energie jahresübergreifend zu verschieben und Investitions- und Betriebsentscheidungen von Speichertechnologien sind nicht zwingend systemoptimal (im Sinne der Minimierung der Gesamtsystemkosten). Unter diesen Gesichtspunkten kann abgeregelte Energie als Potential für Wasserstoffproduktion und -speicherung interpretiert werden. Um dieses Potential besser greifbar zu machen zeigt Abbildung 11 die Gang- und Dauerlinien der abgeregelten Leistung für die Fälle „2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte“ bzw. „2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie-Klimaneutral“ an einem Knoten. Aus den Abbildungen ist ersichtlich, dass die Anzahl potenzieller Volllaststunden basierend auf andernfalls abgeregelter Wind- und PV-Leistung trotz hoher Leistungsspitzen nur gering ist. Volllaststunden für eine 50 MW Elektrolyse-Anlage liegen für die beiden Fälle im Bereich

von 850 bzw. 2250 Stunden. Im Vergleich dazu wird in der Wasserstoffstrategie für Österreich [38] von 5000 Volllaststunden (bei einer installierten Elektrolyseleistung von 1 GW in 2030) ausgegangen, um damit weitgehend den aktuellen industriellen Bedarf an Wasserstoff zu decken.

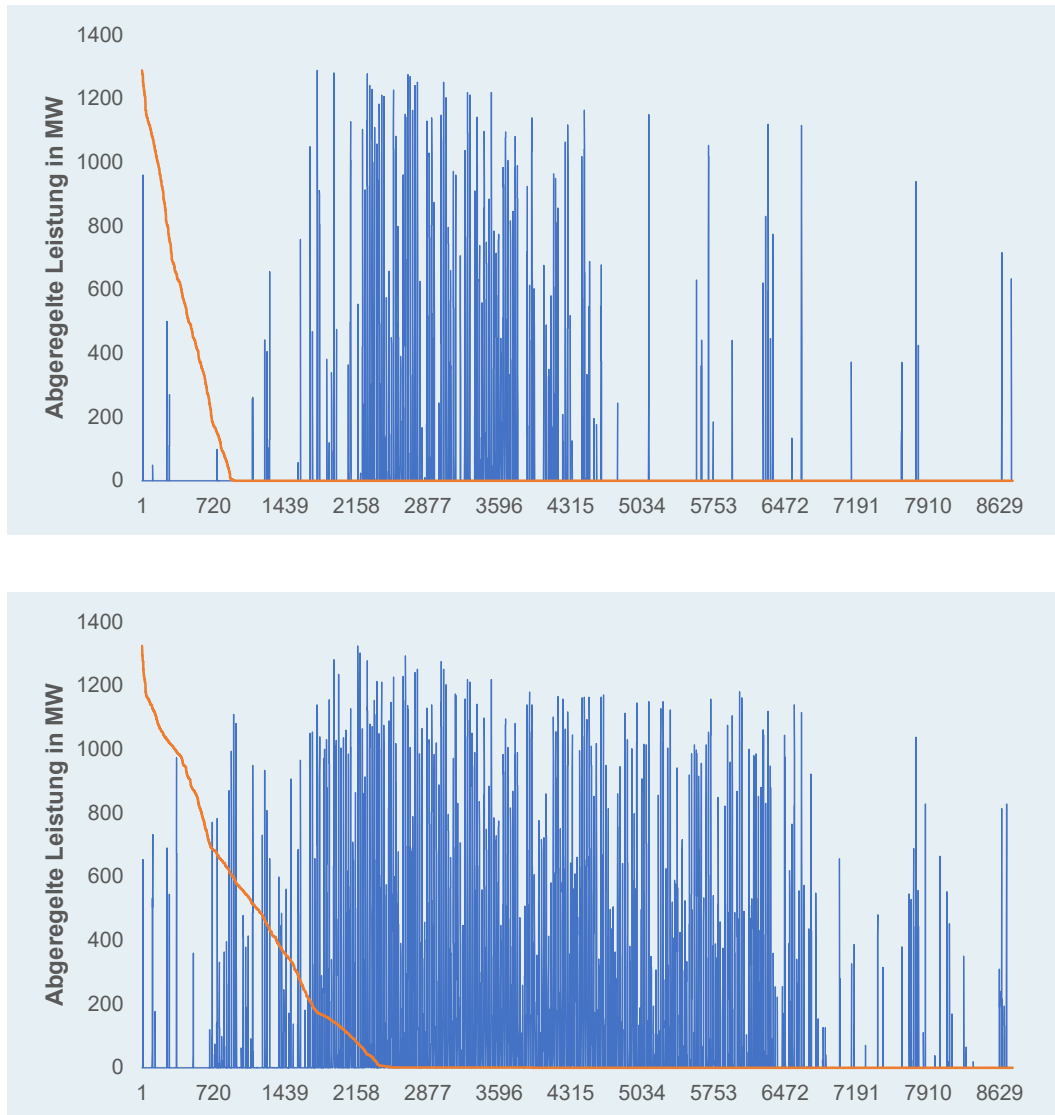


Abbildung 11: Gang- und Dauerlinien der abgeregelten Leistung an einem Knoten; oben: „2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte“; unten: „2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie-Klimaneutral“.

Zusammenfassung und Politikempfehlungen

Ziel des Sondierungsprojektes MILES war die techno-ökonomische Bewertung von Mittel- und Langzeitspeichertechnologien im Kontext des österreichischen Elektrizitätssystems und dessen Ausbau bis 2030 im Sinne des EAG.

Die Literatur und Marktanalyse in Österreich hat gezeigt, dass die meisten Langzeitspeichertechnologien in Österreich bis 2030 unrealistisch sind und nicht eingesetzt werden können, zum einen aufgrund von mangelnden technologischen Möglichkeiten, aber hauptsächlich auch wegen fehlender regulatorischer Grundlagen. Bei der Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen und Subventionen ist der Einsatz von Wasserstoffspeichern zum Ausgleich von längerfristigen Lastschwankungen anzustreben. Batteriespeicher werden benötigt, um kurzfristigen Lastausgleich zu ermöglichen, sind aber als längerfristige Speicherlösungen zu teuer. Eine Alternative dazu bieten Redox-Flow Batterien, die durch ihren Aufbau eher für eine längerfristige Speicherung geeignet sind. Langzeitspeicher wie Druckluftspeicher oder große mechanische Speicher (gravity energy storage), sind in Österreich bis 2030 bzw. 2040 nicht realisierbar.

Die systemkostenoptimale Ausbauplanung wurde in mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Flexibilitätsgraden untersucht. Unter den angenommenen Investitions- und Betriebskosten für erneuerbare Energien und Speichertechnologien in 2030 stellt eine Kombination aus Überkapazitäten, erneuerbarer Energien und uneingeschränkter Abregelung von Wind und PV die kostengünstigste Option für den Systemausbau dar (Annahme: Abregelung verursacht keine Kosten). Je nach Szenario beläuft sich die jährliche Wind- und PV-Erzeugung auf 17,8 bzw. 13-14,5 TWh und die abgeregelte Energiemenge auf 4 bis 7 TWh. Neue Speichertechnologien spielen unter diesen Annahmen allenfalls eine untergeordnete Rolle. Der Grund hierfür ist, dass die im Jahr 2030 bestehende Kapazität an (Pump-)Speicherkraftwerken eine ausreichende Flexibilitätsoption darstellt, wobei die für den Pumpbetrieb aufgewendete Energie von 4,7 TWh im Basisjahr 2020 um ca. 2 TWh ansteigt. Ist vollständige Abregelung zulässig, stellt sich jedoch die Frage, ob ein ausreichendes Maß an Planungssicherheit gegeben ist, um die notwendigen Investitionen in PV und Wind zu erreichen.

Wird die maximale Abregelung auf 10% der potenziell erzeugbaren Energie (stündlich) begrenzt, ändert sich das Bild drastisch. Investitionen in PV sinken von ca. 16 auf ca. 11 GW, es kommt zur Investition in ca. 2 GW Li-Ionen Batteriespeichern und die Gesamtsystemkosten erhöhen sich um € 275 Mio. Unter diesen Annahmen steigen die Anforderungen an (Pump-)Speicherkraftwerken signifikant. Die für den Pumpbetrieb aufgewendete Energie beträgt ca. 12 TWh. Von den investierten Batteriespeichern erreichen jene mit einer Energy-to-Power-Ratio von 4 Stunden die höchsten Zyklenzahlen (ca. 1,5 pro Tag). Unter der Annahme eines durchschnittlichen Ladepreises von 10 €/MWh müsste der Entladepreis im Jahresdurchschnitt ca. 58 €/MWh betragen, um bei dieser Zyklenzahl die annualisierten Investitions- und Betriebskosten zu amortisieren. Welche Preis-Spreads sich in einem hochgradig erneuerbaren Elektrizitätssystem ergeben, bleibt abzuwarten.

Der Einsatz von Wasserstoff zur Energiespeicherung spielt im österreichischen Elektrizitätssystem 2030 noch keine wesentliche Rolle. Grund dafür sind die hohen Investitionskosten und geringen Wirkungsgrade im Vergleich zu Batteriespeichern. Bis 2040 könnten technische Fortschritte, (z.B. bei der Untergrundspeicherung, sowie die weitere Reduktion der Investitionskosten und die zusätzliche Elektrifizierung zur Erreichung der Klimaneutralität) Wasserstoff zu einer attraktiven Option für die Energiespeicherung machen. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff, z.B. zur Dekarbonisierung der Stahl- und Chemieindustrie, wurde in diesem Sondierungsprojekt nicht betrachtet.

Im Elektrizitätssystem der Zukunft spielen Flexibilitätsoptionen eine maßgebliche Rolle. Dies umfasst neben Speichertechnologien auch die Möglichkeit zur gezielten Abregelung von Wind und PV. Hier gilt es, eine Balance zwischen dem Maß dem generell zulässigen Abregelungsniveaus (im Ausmaß eines geringen Prozentsatzes der potenziell erzeugbaren Energie), etwaigen Kompensationsmechanismen für die abgeregelterte Energie sowie Anreizen für Speicherinvestitionen zu finden.

Anhang

Tabelle 19: Auswertung aller Speichertechnologien inkl. Literaturwerten [39 - 49].

Kriterium	Unit	LH2		CGH2		LOHC		Metallhydride		NH3	
		Wert	IDX	Wert	IDX	Wert	IDX	Wert	IDX	Wert	IDX
Speicherkapazität	MWh/m³	2.39	7.9	0.78	7.0	1.87	7.7	5.00	8.5	3.57	8.2
TRL	-	9	9.0	9	9.0	5	5.0	5	5.0	9	9.0
Wirkungsgrad	%	75%	6.8	92%	8.3	71%	6.4	78%	7.0	42%	3.8
LCOS	\$/kWh	1.83	6.0	0.78	7.6	0.48	8.1	1.32	6.7	4.05	3.7
Sicherheit	°C bar	M: unbedenklich T: -253 P: 1 - 10		M: n.a. T: -40 - 80 P: 350		M: gesundheitsgef., umweltsch. T: 250 - 350 P: 1 - 5		M: entfl., gesundheitsgef. T: 252 - 593 P: Vakuum - 8.4		M: entfl., gesundheitsgef., umweltsch. T: >400 P: 100 - 300	
Kommerziell verfügbar	-										
SUMME IDX	-	37.5		48.2		33.2		33.6		26.2	

Kriterium	Unit	CH3OH		HylLoop		VRFB		LI-Batterie		Pumpspeicher	
		Wert	IDX	Wert	IDX	Wert	IDX	Wert	IDX	Wert	IDX
Speicherkapazität	MWh/m³	3.30	8.1	1.17	7.3	0.04	4.6	0.45	6.6	0.002	2.3
TRL	-	9	9.0	4	4.0	7	7.0	9	9.0	9	9.0
Wirkungsgrad	%	50%	4.5	70%	6.3	85%	7.7	95%	8.6	80%	7.2
LCOS	\$/kWh	3.03	4.6	0.60	7.9	0.40	8.2	0.30	8.4	0.10	8.8
Sicherheit	°C bar	M: umweltsch. T: 250 P: 80		M: unbedenklich T: 10 - 50 P: 800		M: umweltsch. T: 10 - 50 P: ambient		M: gesundheitsgef. T: ambient P: ambient		M: unbedenklich T: ambient P: ambient	
Kommerziell verfügbar	-										
SUMME IDX	-	33.2		33.5		44.3		49.4		45.3	

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Investitionskosten für eine Windkraftanlage in 2030 ausgedrückt in € ₂₀₂₀ und € ₂₀₂₉	12
Tabelle 2: Prognose des Produzentenpreisindex für ausgewählte Jahre.	12
Tabelle 3: Überblick zu potenziellen Kurzzeit-, Mittel- und Langzeitspeichertechnologien.....	13
Tabelle 4: Bewertungsergebnisse des Lithium-Ionen Batteriespeichers.....	15
Tabelle 5: Bewertungsergebnisse der Vanadium-Redox-Flow Batterie.	16
Tabelle 6: Bewertungsergebnisse des Flüssigwasserstoffspeichers.....	16
Tabelle 7: Bewertungsergebnisse des gasförmiger Wasserstoffspeichers.....	17
Tabelle 8: Bewertungsergebnisse des Metallhydride Speichers.....	18
Tabelle 9: Bewertungsergebnisse einer Speicherung mittels Ammoniak.	18
Tabelle 10: Bewertungsergebnisse des Speichers mittels flüssige organische Wasserstoffträger.....	19
Tabelle 11: Bewertungsergebnisse des Methanol Speichers.....	20
Tabelle 12: Bewertungsergebnisse des HyLoop Speichers.	21
Tabelle 13: Techno-ökonomische Parameter von Li-BESS.....	24
Tabelle 14: Techno-ökonomische Parameter von VRFB.	25
Tabelle 15: Techno-ökonomische Parameter von PEMEL und PEMFC.....	26
Tabelle 16: Techno-ökonomische Parameter von Stahltanks zur Wasserstoffspeicherung.....	26
Tabelle 17: Techno-ökonomische Parameter von PV und Windkraftanlagen.....	28
Tabelle 18: Techno-ökonomische Parameter von Biogas- und Biomasse-Anlagen.....	29
Tabelle 19: Auswertung aller Speichertechnologien inkl. Literaturwerten [39 - 49].....	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Grafische Darstellung der Technologiebewertung	22
Abbildung 2: 2020-Kalibrierung. Gegenüberstellung der Jahreserzeugung je Technologie. Links: Ergebnis des Optimierungsmodells; rechts: Daten laut Gesamtenergiebilanz.	33
Abbildung 3: 2030-EAG-Ziele ohne Speicherkandidaten, Vorgabe Importe & Exporte. Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +6,17 GW; PV +13,78 GW; Biomasse +0,13 GW).	34
Abbildung 4: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Vorgabe Importe & Exporte. Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +5,96 GW; PV +14,52 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS-2h 0,13 GW und BESS-4h 0,05 GW).	36
Abbildung 5: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte. Jahresenergie- mengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +5,12 GW; PV +15,90 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS-2h 0,04 GW).	38
Abbildung 6: Monatliche Exporte 2020 versus 2030 unter Berücksichtigung der Exportflexibilität.	39
Abbildung 7: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte (max. 10% Abregelung). Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +4,92 GW; PV +10,49 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS-2h 0,37 GW; BESS-4h 0,59 GW; BESS-6h 0,957 GW).	40
Abbildung 8: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie. Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +7,76 GW; PV +20,81 GW; Biomasse +0,13 GW; BESS-2h 0,10 GW, BESS-4h 0,03 GW; BESS-6h 0,14 GW; H2-100h 0,09 GW).	42
Abbildung 9: 2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie (ohne Erdgas) Jahresenergiemengen und Kapazitätszubau je Technologie (Wind +12,09 GW; PV +26,65 GW; Biomasse +0,18 GW; BESS-6h 2,15 GW, H2-100h 0,24 GW).	43
Abbildung 10: Durchschnittlich notwendige Preis-Spreads um annualisierte Investitions- und Betriebskosten zurückzuverdienen.	45
Abbildung 11: Gang- und Dauerlinien der abgeregelten Leistung an einem Knoten; oben: „2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, flexible Exporte“; unten: „2030-EAG-Ziele mit Speicherkandidaten, Autarkie-Klimaneutral“.	46

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium Klimaschutz; Umwelt; Energie; Mobilität; Innovation und Technologie (BMK), Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG). 2021.
- [2] S. Wogrin, D. A. Tejada-Arango, R. Gaugl, T. Klatzer, and U. Bachhiesl, "LEGO: The Open-Source Low-Carbon Expansion Generation Optimization Model," *SoftwareX*, vol. 19, p. 101141, 2022, doi: 10.1016/j.softx.2022.101141.
- [3] T. F. Klatzer, U. Bachhiesl, and S. Wogrin, "Power System Analyses with the Low-carbon Expansion Generation Optimization (LEGO) model," in *2022 Open Source Modelling and Simulation of Energy Systems (OSMSES)*, Aachen: IEEE, 2022, pp. 1–6. doi: 10.1109/osmses54027.2022.9769143.
- [4] S. Wogrin and D. Tejada-Arango, "LEGO on GitHub."
- [5] Trending Economics, "Euro Area Produced Price."
- [6] D. G. Caglayan et al., "Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 11, pp. 6793–6805, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
- [7] "A retrospective on lithium-ion batteries | Enhanced Reader." Accessed: Jun. 14, 2024. [Online]. Available: <moz-extension://78d43497-6fd6-4392-ab9e-763bdf9d251a/enhanced-reader.html?openApp&pdf=https%3A%2F%2Fwww.nature.com%2Farticles%2Fs41467-020-16259-9.pdf>
- [8] K. Lourenssen, J. Williams, F. Ahmadpour, R. Clemmer, and S. Tasnim, "Vanadium redox flow batteries: A comprehensive review," *J Energy Storage*, vol. 25, p. 100844, 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.100844.
- [9] M. Aziz, "Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety," 2021, doi: 10.3390/en14185917.

- [10] A. M. Elberry, J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio, and M. Larmi, "Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 29. Elsevier Ltd, pp. 15671–15690, Apr. 26, 2021. doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.02.080.
- [11] N. Klopčič, I. Grimmer, F. Winkler, M. Sartory, and A. Trattner, "A review on metal hydride materials for hydrogen storage," *Journal of Energy Storage*, vol. 72. Elsevier Ltd, p. 108456, Nov. 20, 2023. doi: 10.1016/j.est.2023.108456.
- [12] I. A. Hassan, H. S. Ramadan, M. A. Saleh, and D. Hissel, "Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 149. Elsevier Ltd, p. 111311, Oct. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111311.
- [13] M. Aziz, A. T. Wijayanta, A. Bayu, and D. Nandiyanto, "Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization", doi: 10.3390/en13123062.
- [14] P. C. Rao and M. Yoon, "Potential Liquid-Organic Hydrogen Carrier (LOHC) Systems: A Review on Recent Progress", doi: 10.3390/en13226040.
- [15] F. Schorn et al., "Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations," *Advances in Applied Energy*, vol. 3, p. 100050, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100050.
- [16] S. Bock, M. Pauritsch, S. Lux, and V. Hacker, "Natural iron ores for large-scale thermochemical hydrogen and energy storage," *Energy Convers Manag*, vol. 267, p. 115834, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115834.
- [17] V. Hacker et al., "Hydrogen production by steam-iron process," *J Power Sources*, vol. 86, no. 1, pp. 531–535, Mar. 2000, doi: 10.1016/S0378-7753(99)00458-9.
- [18] W. Cole and A. W. Frazier, "Cost projections for utility-scale battery storage," NREL Technical Report, no. June, p. 20, 2023.
- [19] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkle, and R. Baxter, "2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment," 2020.

- [20] Fraunhofer ISE, "Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems," 2021.
- [21] K. Mongird, V. Viswanathan, J. Alam, C. Vartanian, V. Sprenkle, and R. Baxter, "2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment," 2020.
- [22] Fraunhofer ISE, "Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis - Technology driven bottom-up prognosis for PEM and alkaline water electrolysis systems," 2021.
- [23] J. Gorre, C. van Leeuwen, and F. Ortloff, "Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation," 2018.
- [24] "InfraTrans2040."
- [25] ENTSO-E, "ENTSO-E Hydropower Inflows."
- [26] S. Pfenninger and I. Staffel, "Renewables.ninja."
- [27] R. Gaugl, T. Klatzer, U. Bachhiesl, S. Wogrin, and S. Jodl, "GIS-based optimization – achieving Austria's 2030 wind energy target," *Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 138, no. 8, pp. 590–596, 2021, doi: 10.1007/s00502-021-00932-y.
- [28] S. Pfenninger and I. Staffel, "Renewables.ninja."
- [29] L. Sens, U. Neuling, and M. Kaltschmitt, "Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050," *Renewable Energy*, vol. 185, pp. 525–537, 2022, doi: 10.1016/j.renene.2021.12.042.
- [30] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., "Basisdaten Bioenergie Deutschland 2022," 2022.
- [31] Danish Energy Agency and Energinet, "Technology Data: Generation of Electricity and District heating."
- [32] Austrian Power Grid AG, "Ist-Last Österreich."
- [33] Statistik Austria, "Gesamtenergiebilanz 2020."

- [34] Austrian Power Grid AG, "Grenzüberschreitende Lastflüsse Österreich."
- [35] ENTSO-E, "Day-Ahead Preise Europa."
- [36] Statistik Austria, "Gesamtenergiebilanz 2020."
- [37] Österreichischer Nationalrat, "Ökostromgesetz 2012," RIS.
- [38] BMK, "Wasserstoffstrategie für Österreich," 2022.
- [39] E. W. P. Biermayr, S. Aigenbauer, C. Dißauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, C. Fink, M. Fuhrmann, F. Hengel, M. Jaksch-Fliegenschnee, K. Leonhartsberger, D. Matschegg, S. Moidl, E. Prem, T. Riegler, S. Savic, C. Schmidl, C. Strasser, P. Wonisch, "Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2022." [Online]. Available: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/publikationen/schriftenreihe-2023-36-marktentwicklung-energietechnologien.php>
- [40] E. E. & R. Energy, "Volumetric Energy Density of Lithium-ion Batteries Increased by More than Eight Times Between 2008 and 2020", [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/vehicles/articles/fotw-1234-april-18-2022-volumetric-energy-density-lithium-ion-batteries>
- [41] "Key Metrics and Definitions for Energy Storage." [Online]. Available: <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/803>
- [42] M. Yang, R. Hunger, S. Berrettoni, B. Sprecher, and B. Wang, "A review of hydrogen storage and transport technologies Graphical Abstract," vol. 7, no. 1, pp. 190–216, 2023, doi: 10.1093/ce/zkad021.
- [43] F. Schorn et al., "Methanol as a renewable energy carrier: An assessment of production and transportation costs for selected global locations," *Advances in Applied Energy*, vol. 3, p. 100050, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.adapen.2021.100050.
- [44] E. Sánchez-Díez et al., "Redox flow batteries: Status and perspective towards sustainable stationary energy storage," *J Power Sources*, vol. 481, p. 228804, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.jpowsour.2020.228804.

- [45] Z. Abdin, K. Khalilpour, and K. Catchpole, "Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications," *Energy Convers Manag*, vol. 270, p. 116241, Oct. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116241.
- [46] V. Jülch, "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method," *Appl Energy*, vol. 183, pp. 1594–1606, Dec. 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.165.
- [47] N. Klopčič, I. Grimmer, F. Winkler, M. Sartory, and A. Trattner, "A review on metal hydride materials for hydrogen storage," *Journal of Energy Storage*, vol. 72. Elsevier Ltd, p. 108456, Nov. 20, 2023. doi: 10.1016/j.est.2023.108456.
- [48] A. T. Wijayanta, T. Oda, C. W. Purnomo, T. Kashiwagi, and M. Aziz, "Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 29. Elsevier Ltd, pp. 15026–15044, Jun. 07, 2019. doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.112.
- [49] M. Aziz, A. T. Wijayanta, A. Bayu, and D. Nandiyanto, "Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization", doi: 10.3390/en13123062.

Abkürzungen

APG	Austrian Power Grid AG
BESS	Batteriespeichersystem
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAES	Druckluftspeicherkraftwerk
CAPEX	Investitionskosten
CGH2	Gasförmiger Wasserstoff
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EE	Erneuerbare Energien
ETP	Energy-to-Power
EZB	Europäische Zentralbank
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOS	Gewichtete Kosten eines Speichers
LEGO	Low-carbon Expansion Generation Optimization
LH2	Flüssiger Wasserstoff
LI	Lithium-Ionen
Li-BESS	Lithium-Ionen-Batteriespeichersystem
LOHC	Flüssige organische Wasserstoffträger
MH	Metallhydride
MILES	Medium- and long-term storage technologies on the way to 100% renewable energy in Austria
MLST	Mittel- und Langzeitspeichertechnologien
OPEX	Betriebskosten
PEM	Proton Exchange Membrane
PEMEL	Proton Exchange Membrane Electrolysis
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PPI	Produzentenpreisindex
PSPKW	Pumpspeicherkraftwerk
PtG	Strom zu Gas
PV	Photovoltaik

RESC	Reformer Steam Iron Cycle
RFB	Redox-Flow Batterie
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
TRL	Technologie Reifegrad
VRFB	Vanadium-Redox-Flow Batterie

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at