

## OPTIMIERTER SPEICHERBEDARF FÜR 100% ERNEUERBAREN STROM

Wolfgang Richter<sup>1</sup>, Franz Georg Piki<sup>1</sup>, Gerald Zenz<sup>1</sup>,  
Kaspar Vereide<sup>2</sup>, Elena Pummer<sup>2</sup>, Leif Lia<sup>2</sup>

- 1) Institut für Wasserbau und Wasserwirtschaft, Technische Universität Graz,  
Stremayrgasse 10/2, 8010 Graz, hydro@tugraz.at
- 2) Norwegian University of Science and Technology Dep. of Civil and Environmental  
Engineering S.P. Andersens veg 5, 7491 Trondheim, Norway, kontakt@ibm.ntnu.no

**Kurzfassung:** Die Stromspeicherung ist eine grundlegende Voraussetzung für die globale Umstellung auf ein erneuerbares und dekarbonisiertes Energiesystem. Mehrere Technologien konkurrieren miteinander, und der Weg zu diesem Ziel wird auf vielen verschiedenen Ebenen und zwischen verschiedenen technischen Ansätzen mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen vorangetrieben. Pumpspeicherkraftwerke bieten eine ausgereifte und hocheffiziente Lösung zum Energieausgleich und zur Energiespeicherung, welche seit mehr als 110 Jahren genutzt und weiterentwickelt wird. Die Autoren zeigen, dass Pumpspeicherkraftwerke ein nachhaltiger Schlüssel für eine effiziente und nachhaltige globale Energiewende mit einem hohen Grad der Elektrifizierung sind.

In diesem Artikel werden Speichertechnologien verglichen und eine Fallstudie vorgestellt, wobei eine 100% ige Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in Deutschland erreicht wird. Dazu werden die stündlichen Produktionsdaten der erneuerbaren Energiequellen aus den Jahren 2012 bis 2019 dahingehend extrapoliert um bilanziell 100% des Bedarfs in Deutschland zu decken. Insbesondere werden dazu die Wind- und Solarkraft für jedes Jahr mit einem spezifischen Ausbaufaktor multipliziert. Der Artikel zeigt, wie eine vollständige erneuerbare Produktion durch die Integration von Pumpspeicherkraftwerken bzw. Pumpspeicherkraftwerke in Kombination mit großen Wasserspeichern ermöglicht wird. Ein Vergleich mit einem Power-to-Gas-Ansatz wird gezogen. Es wird darüber diskutiert den entstehenden Speicherbedarf für Deutschland mit dem Potential der umliegenden Länder mit topografisch günstigen Gegebenheiten vollständig mit Pumpspeicherkraftwerke als Energiespeicher zu decken, um energetische Vorteile durch signifikante Effizienzgewinne für die gesamte Stromhandelsregion zu erzielen. Die spezifische Rolle Norwegens wird in Bezug auf seine technischen und geografischen Randbedingungen zur Unterstützung der europäischen Energiewende unterstrichen. Der Artikel hebt die Herausforderungen und Vorteile eines integrierten Systems für erneuerbare Energien hervor, indem konventionelle Pumpspeicherkraftwerke sowie optimierte Untertage-Pumpspeicherkraftwerke gebaut werden. Die Ergebnisse zeigen signifikante Vorteile von Pumpspeicherkraftwerke gegenüber Power-to-Gas hinsichtlich der Energieeffizienz als auch des Einsatzgrades. Eine Analyse der spezifischen Investitionskosten zeigt zudem eindeutig, dass Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu Li-Ionen Batterien und Power-to-Gas Anlagen mit Abstand die günstigsten spezifischen Gesamtinvestitionskosten aufweisen.

**Keywords:** Energiewende, Stromspeicher, Pumpspeicher, Wasserstoff, 100% Erneuerbare, #WindWaterSolar

# 1 Pilotstudie: 100% Erneuerbarer Strom für Deutschland

Für die vorliegende Untersuchung wurde eine Extrapolation des deutschen Stromnetzes als Pilotstudie gewählt. Deutschland arbeitet seit der Umsetzung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 an der Energiewende im Stromsektor. Im Jahr 2019 wurden bereits über 42% des Stroms aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen zur Deckung des Bruttoinlandsstrombedarf erzeugt, wobei der größte Anteil aus der onshore Windproduktion stammt [1] [2]. Deutschland ist ein idealer Studienfall, da die Entwicklung über einen langen Zeitraum untersucht werden kann. Insbesondere bei hohen Anteilen an erneuerbaren Energien und einer Umstellung auf erneuerbare Energien sind Speicherkraftwerke unverzichtbar, um den Bedarf an Stromkapazität auch bei hoher Nachfrage und geringer Sonnen- und Windproduktion sicher zu decken und Netzregeldienstleistungen bereitstellen zu können.

## 1.1 Methodik

Die jährlichen Stromerzeugungsdaten auf stündlicher Basis aus den Jahren 2012 bis 2019 wurden verwendet [3]. Für jedes Jahr wurde die erneuerbare Produktion von onshore und offshore Windkraft sowie PV Sonnenkraft extrapoliert, um 100% des Verbrauchs zu erreichen. Die Vorgangsweise wurde von TU Graz in einer Abschlussarbeit untersucht [4]. Basis des Extrapolationsmodells ist eine Datentabelle mit Stundenwerten, welche Kapazität und Energie (MW / MWh) äquivalent darstellt. Grundsätzlich wurden die erneuerbaren Stromquellen durch allgemeine Multiplikationsfaktoren für jedes Jahr getrennt für Windkraft und Sonnenkraft extrapoliert, um einen 100% igen erneuerbaren Verbrauch zu decken. Der Speicherbedarf ergibt sich für jede Stunde durch die Notwendigkeit eines Gleichgewichts zwischen Über- und Unterproduktion in Bezug auf den Bedarf, definiert wird hierbei ob entweder eine Ladung (Pumpenbetrieb) oder eine Entladung (Turbinenbetrieb) erforderlich ist. Die Produktion erneuerbarer Energiequellen aus onshore und offshore Windkraft sowie Solarkraft wurde extrapoliert, um als erneuerbares Rückgrat zu dienen. Andere erneuerbare Quellen wie Wasserkraft und Biomasse wurden nicht erhöht, da in Deutschland keine nennenswerten Zubauten entwickelt werden können, und es unwahrscheinlich ist, dass die Biomasse für Elektrizität signifikant erhöht wird, da die Produktion in den letzten Jahren nur geringfügig ausgeweitet wurde und zudem in Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion steht. Außerdem weist Biomasse im Vergleich zu anderen Technologien, bei denen die Wasserkraft bei weitem am höchsten ist, einen sehr niedrigen Erntefaktor bzw. EROI-Wert (Energy Return on Investment) auf [5]. Die drei erneuerbaren Quellen mit großem Produktionspotenzial wurden extrapoliert, dazu wurde jede spezifische Produktionsstunde mit dem definierten Multiplikator, welcher für ein Jahr festgelegt ist, erhöht. Die Produktion erzeugt natürlich eine Überproduktion durch die variablen Quellen, die zeitversetzt und durch eine bestimmte Leistungskapazität gespeichert werden müssen. Die Extrapolationen für jedes Jahr wurden unter der Annahme eines idealen Netzes und einer idealen Verfügbarkeit sowie einer üblichen Speichereffizienz für die verschiedenen Technologien durchgeführt, um die allgemeinen Größen und Verhaltensweisen zu untersuchen.

Die Art der schwankenden erneuerbaren Produktion zeigt eine hohe Variabilität über die Jahreszeiten, Wochen, Tage und Stunden, die durch Leistungsbereitstellung von Speicherkraftwerken bei notwendiger Übertragungsleistung vom Netz ausgeglichen werden

muss. Für die allgemeine Bewertung des Zeitraums von 2012 bis 2019 wurde ein idealer Speicher ohne Netzverluste und ohne Kapazitätsgrenzen angenommen, um einen idealen Bedarf und die Herausforderungen bei Speicherspitzen grundsätzlich aufzuzeigen (Abb. 2). Abb. 3 zeigt den Ansatz der Berechnung des Speicherausgleichs mit der stündlichen Auflösung des Datensatzes, wobei das Speichersystem geladen oder entladen wird um für jede Stunde einen bilanziellen Ausgleich zu schaffen, einschließlich der Verluste des Speichersystems, welche in einem Vergleich verschiedener Speichertechnologien für das Basisjahr 2019 enthalten sind.

Für das Jahr 2019 wurde die Extrapolation spezifiziert und zwischen den beiden Technologien unterschieden; Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) und Power-to-Gas-to-Power (PtGtP) mit synthetischer Methanproduktion ( $\text{CH}_4$ ) und Re-elektrifizierung über eine Gas- und Dampfturbine (Combined Cycle Gas Turbine CCGT). Das synthetische Methan welches, wenn es rein erneuerbar erzeugt wird auch als „grünes Gas“ bezeichnet wird, wird durch Wasserstoff ( $\text{H}_2$ ) - Produktion durch Elektrolyse (alkalisch) und Methanisierung (biologisch) hergestellt. Andere Produktionswege sind möglich, werden aber bei den Untersuchungen nicht berücksichtigt. Für beide Technologien wurde der Strom-zu-Speicher-zu-Strom Kreislauf untersucht, um den Elektrizitätssektor vollständig zu versorgen. Maßgebende Faktoren sind die Zyklen Wirkungsgrade; für PSKW wurde ein Wert von 80% und für PtG ein Wert von 28% angewendet, beide Werte stellen die aktuellen technischen Möglichkeiten für neue Anlagen dar. Der Wirkungsgrad des PtGtP Zyklus besteht aus den Prozessen der Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Methanisierung mit einem kombinierten Wirkungsgrad von 56% [6]. Die Wiederelektrifizierung erreicht 55% Wirkungsgrad in einem Gas und Dampfkraftwerk. Zusätzlich wurde ein asymmetrisches PSKW-System mit einer zusätzlichen virtuellen Pumpenkapazität im Vergleich zur Turbinenkapazität in Betracht gezogen. Dies ist möglich, indem die passive Speicherung von großen norwegischen Wasserspeichern in Betracht gezogen wird, welche das Pumpen durch den Import Strom zu Zeiten starker Auslastung von Wind- und Sonnenkraft ersetzt und das gespeicherte Wasser für die spätere Produktion vorhält. Dieser passive Speicher ist sehr effizient, da kein Pumpenverlust berücksichtigt werden muss und somit ein Zyklenwirkungsgrad von bis zu 90% (nur Turbinenbetriebsverlust) vorliegt.

## 2 Ergebnisse

### 2.1 Speicher- und Leistungsbedarf für den Zeitraum 2012 – 2019 mit extrapolierte Erzeugung für 100% erneuerbaren Strom in Deutschland

Abb.1 zeigt im Detail das extrapolierte Basisjahr 2019 mit dem Ziel 100% erneuerbarer Strom für den deutschen Verbrauch mit idealer Speicherbilanzierung. Abb. 2 zeigt den extrapolierten Zeitraum 2012 bis 2019 für das 100% erneuerbare Stromnetz in Deutschland. Es wurde durch die Extrapolation der Erzeugung von onshore und offshore-Wind sowie Solarkraft in Kombination mit anderen erneuerbaren Energien wie Wasserkraft und Biomasse generiert. Die Extrapolationsfaktoren wurden für jedes Jahr separat definiert, um insbesondere einen Indikator für den Zubau von Erneuerbaren wiederzugeben. In den Jahren 2012 und 2013 wurde noch keine offshore-Windkraft installiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Extrapolationsfaktoren im untersuchten Zeitraum signifikant abnehmen. Das extrapolierte Jahr

2019 würde 100% erneuerbaren Strom mit 1,9-facher installierter onshore-Windkapazität, 5-facher offshore-Windkapazität und 3,5-facher Solarkapazität erreichen. Für jedes Jahr zeigen sich insbesondere in den Winterperioden des Jahres große Speichergradienten mit hohen Lade- und Entladeraten. Von April bis September ist ein ausgewogenerer Speicherbetrieb mit Laden und Entladen zu beobachten (Abb.1). Der Schwankungsausgleich wird durch das Laden (Pumpen bzw. Methanproduktion) in Zeiten der Überproduktion, und Entladen (Turbinieren bzw. Gaskraftwerksbetrieb) in Zeiten der Unterproduktion erneuerbarer Primärquellen ausgeglichen. Es stabilisieren sowohl das Speichern als auch das Ausspeichern das Netz. Die linke Achse zeigt die spezifische Energie, die zum Laden des Speichers oder zum Erzeugen von Strom aus dem Speicher für den Zeitraum verwendet wird, bis das Gleichgewicht erreicht ist. Abb. 2 zeigt, dass insbesondere hohe Kapazitäten von Speicherkraftwerken für Kälteperioden mit hohen Leistungs- und Speichergradienten erforderlich sind. Zwischen 2012 und 2019 wurde der Anteil von Wind und Sonne in Deutschland deutlich erhöht. Man kann daraus schließen, dass dieser Anstieg der installierten erneuerbaren Produktion tatsächlich die Gradienten und auch den Strombedarf für die Speicherung verringert hat. Der ideale Speicher hat einen künstlichen Startpunkt von 60 TWh, um eine ausgewogene jährliche Speicherversorgung in den extrapolierten Jahren 2014-2019 zu ermöglichen. In diesem Zeitraum ist der ideale Speicherbedarf für ein extrapoliertes Basisjahr 2018 von 51 TWh auf 20 TWh, und für ein extrapoliertes Basisjahr 2019 deutlich auf 30 TWh gesunken. Der letztgenannte extrapolierte Speicherbedarf würde etwa 5,5% des jährlichen Strombedarfs ausmachen. Die Ergebnisse zeigen, dass die zunehmende Installation erneuerbarer Energien und anderen netzdienlichen Maßnahmen in den untersuchten Jahren den Bruttospeicherbedarf in eine Größe bringen, welche durch die Speicherkapazität der bereits vorhandenen Wasserkraft- und Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen und Skandinavien, insbesondere in Norwegen, mit 85 TWh ausgleichbar wäre [7]. Wobei allerdings sowohl die zusätzliche Leistung als auch die Übertragungskapazität in dieser Größenordnung fehlt. Es zeigt sich daher ganz deutlich der Bedarf nach neuen Speichern mit hoher installierter Leistung, sowie leistungsfähigen Übertragungskapazitäten für das Ziel einer erneuerbaren Stromerzeugung.

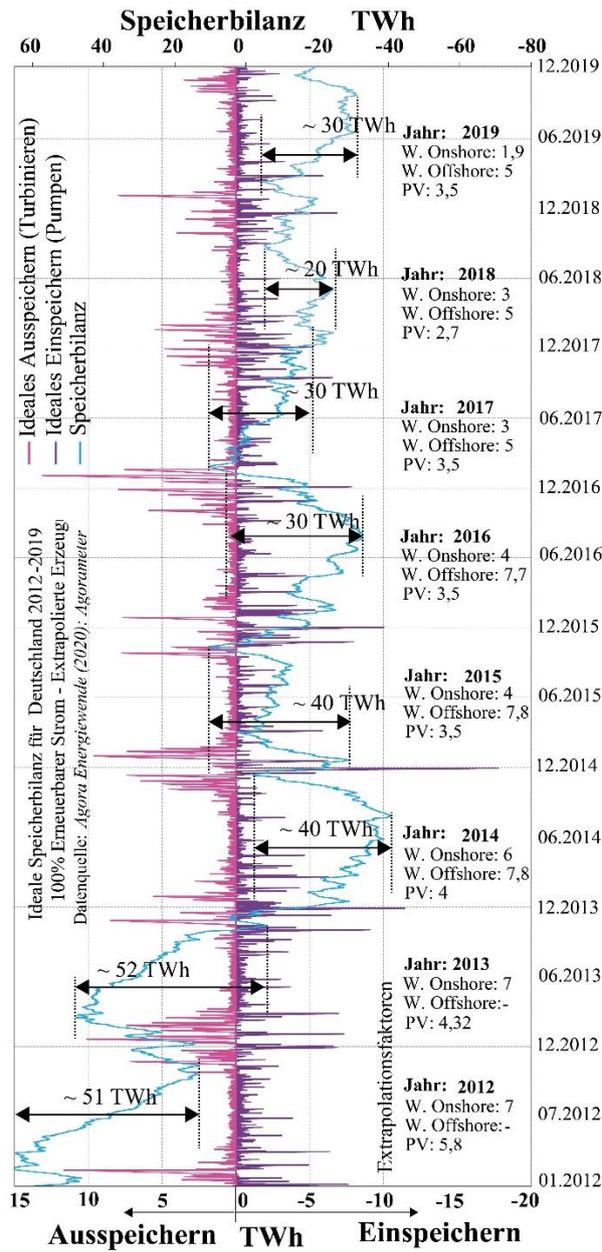


Abb. 2. Ideale Extrapolation der erneuerbaren Stromerzeugung für 100% erneuerbaren Verbrauch in Deutschland, ausgeglichen durch ideale PSKW-Speicherung

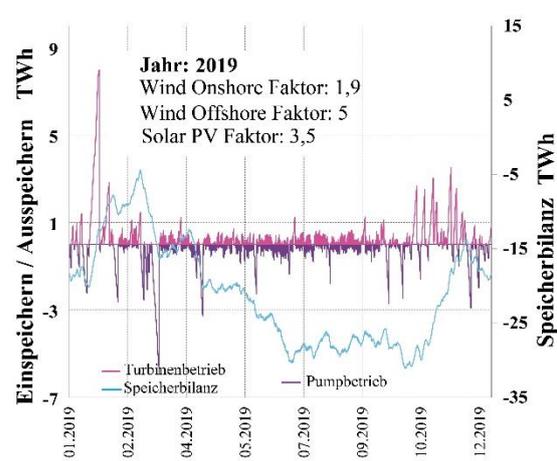


Abb. 1. Detail Extrapolation Basisjahr 2019

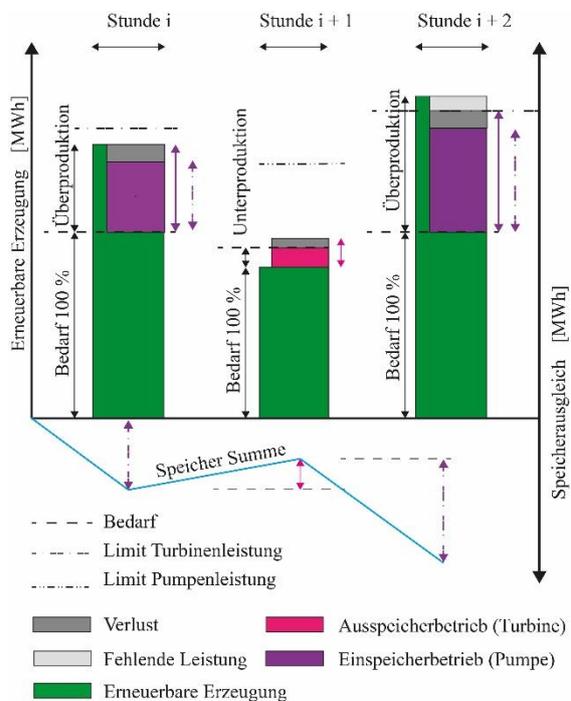


Abb. 3. Methodik der Speicherbilanz auf stündlicher Erzeugungsbasis

Vergleich von Pumpspeicher mit Power to Gas to Power für 100% erneuerbaren Strom **Fehler!**  
**Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Tabelle 1 zeigt die Details der extrapolierten Erzeugung für das Basisjahr 2019 für die drei Varianten; (i) symmetrische Pumpspeicherkraftwerke, (ii) Pumpspeicherkraftwerke kombiniert mit großen Wasserspeicher und (iii) Power to Gas to Power in TWh. Der Symmetrie Aspekt ist insbesondere für PSKW-Systeme von Interesse, da Pumpturbinen Einheiten für eine wirtschaftliche Auslegung im Allgemeinen in beide Richtungen nahezu dieselbe installierte Leistung aufweisen. Die Untersuchung zeigt einen asymmetrischen Leistungsbedarf

hinsichtlich des Ladens (Pumpen bzw. Methanisierung) (Abb. 4). Dies bedeutet, dass asymmetrische Systeme hohe Vorteile haben. Ein solches asymmetrisches PSKW-Speichersystem kann erreicht werden, indem der passive elektrische Speicher in großen Wasserspeichern, wie jenen in Norwegen (85 TWh) berücksichtigt werden, um den Pumpenbetrieb zu ersetzen. In dieser Studie werden 15 TWh passiver Speicher berücksichtigt, um das Gleichgewicht effizient zu erreichen. Der passive Speicher hat einen hohen Wert und kann über Interkonnektoren mit Kontinentaleuropa verbunden werden. Der passive Energiespeicher in Wasserkraftspeichern hat einen Umlaufwirkungsgrad von ca. 90% (nur für den Turbinenmodus). Verluste von Hochspannungs-Gleichstromverbindern (HGÜ) müssen berücksichtigt werden (ca. 3% pro 1000 km) [8].

Tabelle 1: Vergleich von PSKW mit Strom zu Gas zu Strom (PtGtP), 100% erneuerbare Bedarfsdeckung für Deutschland, extrapoliertes Basisjahr 2019

Extrapolation Deutschland 2019 100% erneuerbarer Strom - Vergleich Speichertechnologie						
			Ideales Netz, idealer Speicher	PSKW symmetrisch	PSKW asymmetrisch	P to H <sub>2</sub> to CH <sub>4</sub> to P, asymmetrisch
Erzeugung Deutschland	TWh	577	577	577	577	
Verbrauch Deutschland	TWh	543	543	543	543	
Wind Onshore-Erzeugung	TWh	100	100	100	100	
Wind-Onshore-Extrapolationsfaktor	[-]	1.9	2.8	2.7	4.2	variable
Wind-Onshore-Extrapolation auf 100% Erneuerbare	TWh	192	278	274	420	
Offshore-Wind Erzeugung	TWh	24	24	24	24	
Wind Offshore-Extrapolationsfaktor	[-]	5.0	5.3	4.1	4.3	variable
Wind offshore Extrapolation, um 100% Erneuerbare zu erreichen	TWh	121	129	99	104	
PV-Erzeugung	TWh	47	47	47	47	
PV-Extrapolationsfaktor	[-]	3.5	3.5	3.0	3.7	variabel
PV-Extrapolation auf 100% Erneuerbare	TWh	166	166	142	174	
Wasserkraft	TWh	20	20	20	20	
Biomasse	TWh	45	45	45	45	
Erzeugungsbedarf für 100% Erneuerbare, ideales Netz u. ideale Speicherung	TWh	543	543	543	543	
Über-Erzeugung für Speicherverlust	TWh		636	580	761	
Über-Erzeugung für Speicherverlust	%		117%	107%	140%	
Im Speicherungsprozess verloren			93	37	218	
Effizienz: Pumpe resp. Elektrolyseur und Methanisierung	%		89%	89%	56%	definiert
Wirkungsgrad Turbine resp. CH <sub>4</sub> im CCGT-Gaspeaker	%		89%	89%	55%	definiert
Negative Leistung begrenzt (Pumpe, Elektrolyseur)	GW		-45	-60	-70	definiert
Positive Leistung begrenzt (Turbine, Brennstoffzelle)	GW		45	45	40	definiert
Auslastung neg. Leistung (Pumpe resp. Elektrolyseur + CH <sub>4</sub> )	%		33%	29%	22%	
Auslastung pos. Leistung (Pumpe, Elektrolyseur + CH <sub>4</sub> )	h/a		2,857	2,566	1,915	
Nutzungsgrad Leistung (Turbine, CCGT)	%		19%	22%	9%	
Nutzungsgrad positiver Leistung (Turbine, CCGT)	h/a		1,621	1,891	805	
Nutzungsgrad für reversible Pumpenturbine	%		51%	51%	0	
Volllaststunden/a für reversible Pumpenturbine	h/a		4,478	4,456	0	

Abb. 4 zeigt den Bedarf des Leistungsausgleichs für Pumpen- und Turbinenbetrieb bei idealem Netz. Es zeigt sich, dass ein deutlich höherer Produktionsüberschuss im Sommer vor

allein eine asymmetrisch höhere Pumpenleistung erfordert. Abb. 5 zeigt die Speicheroption mit symmetrischer PSKW-Entwicklung bei gleicher Pumpen- und Turbinenkapazität, was im Hinblick auf die typische Auslegung von Pumpspeicheranlagen sinnvoll ist. Abb. 6 zeigt die asymmetrische Pumpspeicherentwicklung einschließlich passiven 15-GW-Pumpen (Aufstauen großer Wasserspeicher) als Ausgleich. Abb. 7 zeigt die Kapazität eines Power-to-Gas-Systems zur Erzeugung von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und synthetischem Methan (CH<sub>4</sub>) mit einer Kapazität von 70 GW und einer installierten Erzeugungskapazität von 40 GW.

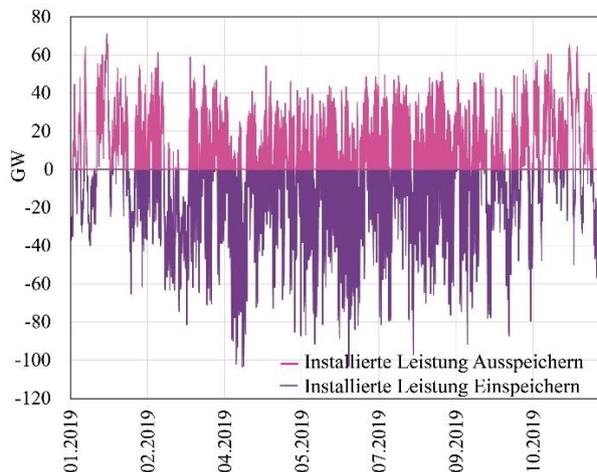


Abb. 4. Ideale Leistungsbedarf für Ein- und Ausspeichern

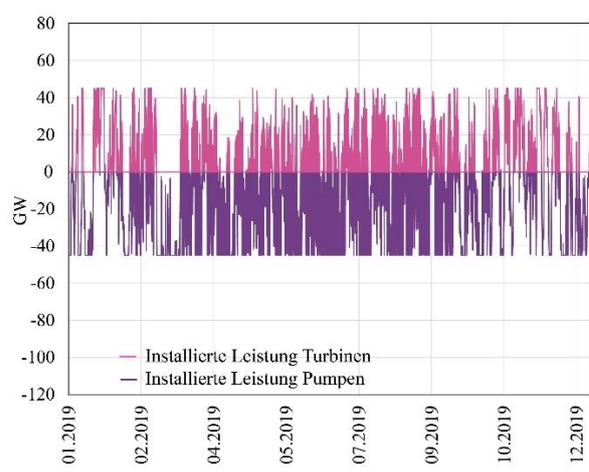


Abb. 5. Installierte Leistung für symmetrisches PSKW System (45 GW Turbinen-, 45 GW Pumpenleistung)

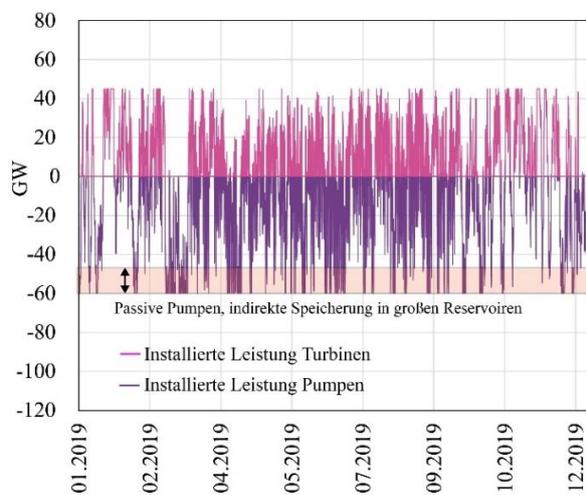


Abb. 6. PSKW-installierte Leistung mit asymmetrischer Aufteilung zwischen Turbinen (+45 GW) und Pumpen (-60 GW) durch passive Speicherung in großen Wasserreservoiren

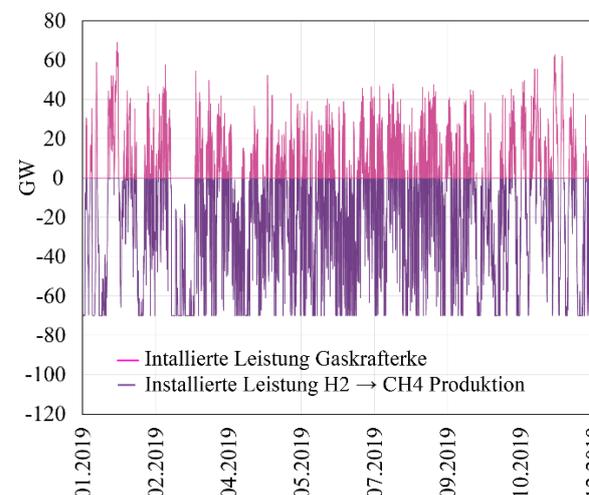


Abb. 7. PtGtP, installierte Leistung Elektrolyseur → Methanisierung → CH<sub>4</sub> (-70 GW), sowie Leistung Gaskraftwerke (+40 GW)

Abb. 8 zeigt grafisch die Ergebnisse von Tabelle 1. Es ist ersichtlich, dass das asymmetrische Speichersystem mit hocheffizienten Pumpspeicherkraftwerken in Kombination mit großen Wasserspeichern die fluktuierende

Erzeugung mit 100% erneuerbarem Strom mit nur 7% Überproduktion am effizientesten ausgleichen kann. Beide PSKW-Optionen zeigen mit mehr als 2500 h / a Volllaststunden pro Jahr sehr hohe Auslastungsgrade der Pumpturbinen. Die PtGtP Alternative zeigt aufgrund der hohen Energieverluste durch Umwandlung von Elektrizität in Methan und zurück in Elektrizität eine hohe erforderliche nötige Überproduktion von 140%, was für das Beispiel Deutschland etwa 200 TWh Verlust entspricht. Die Anlagen zur Herstellung von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>, sowie die separaten Gasturbinen weisen im Vergleich zu PSKW Optionen sehr geringe Volllaststunden pro Jahr auf. Dieses Ergebnis impliziert, dass effiziente Speicher sowohl wirtschaftlicher als auch wesentlich klima- und umweltschonender sind, da die Rückkopplungseffekte einer ineffizienten Speicherung zu einem signifikant größeren Ausbau erfordern.

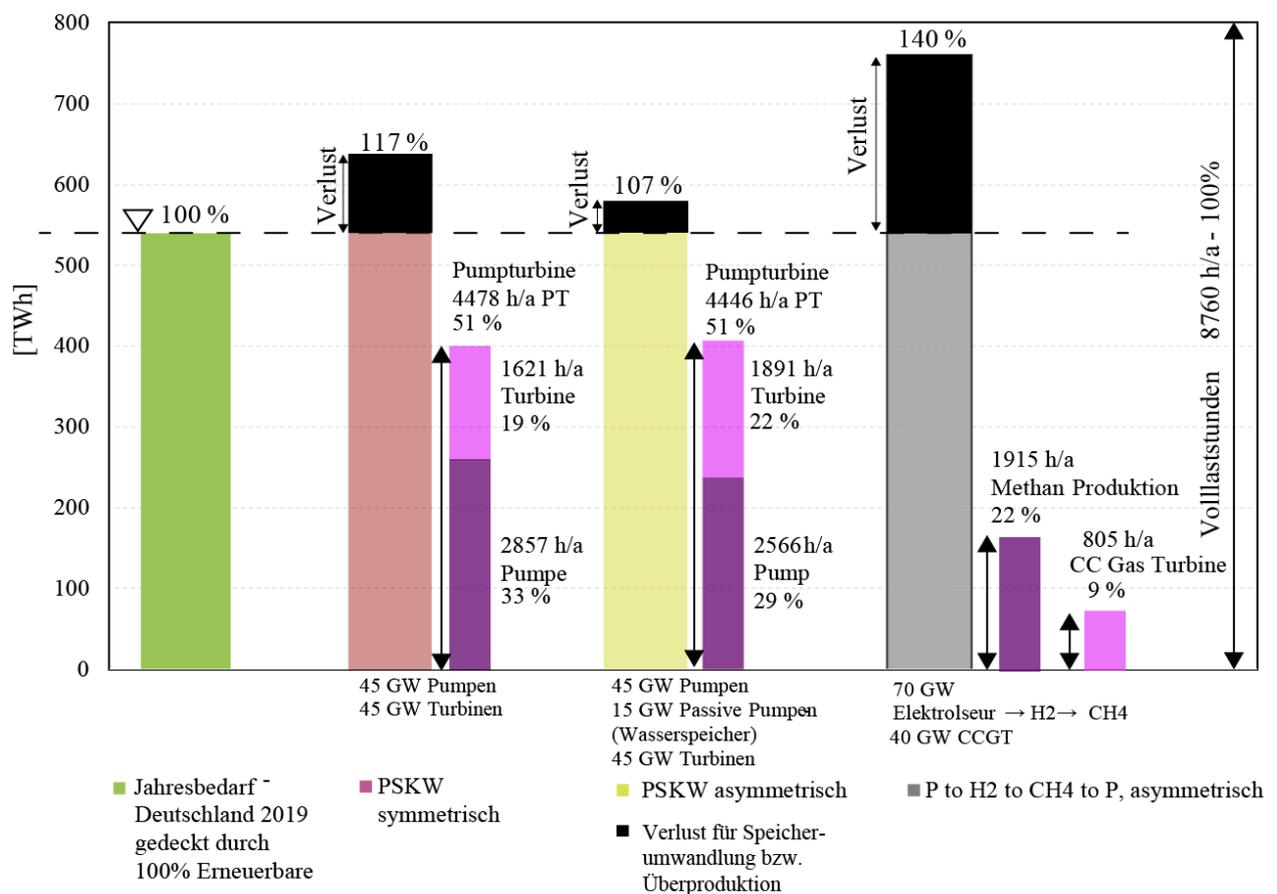


Abb. 8. Speichervergleich, Basisjahr 2019, extrapoliert für 100% erneuerbaren Strom in Deutschland

Abb. 9 zeigt die erneuerbare Erzeugung für das Basisjahr 2019, mit dem extrapolierten Fall für 100% erneuerbaren Strom und inkl. Betrieb der symmetrischen Pumpspeicher für den Ausgleich zwischen Bedarf und Erzeugung. Mit einer Erzeugungskapazität von 45 GW können hierbei 97,5% der Stunden im Jahr vollständig bedient werden. Der Rest von rund 2,5% der Stunden pro Jahr muss durch Maßnahmen wie nachfrageseitiger Steuerung (Demand Side Management), bzw. durch Netzstützung durch europäische Partnerländer oder andere Notstromerzeugung abgedeckt werden. Für einige Tage im Jahr 2019 wurden sehr hohe Produktionsraten für erneuerbare Energien erzielt, die jedoch nicht ausreichten, um den gesamten Bedarf zu decken. Für viele Tage, auch bei hoher installierter Kapazität von erneuerbarem Strom, wird der gesamte Bedarf nicht gedeckt und es werden dazu Speicherkraftwerke benötigt. Um 100% erneuerbaren Strom mit Speicherung zu liefern, ist eine Erweiterung der installierten Stromerzeugungskapazität der Erneuerbaren auf etwa 250 bis 270% erforderlich.

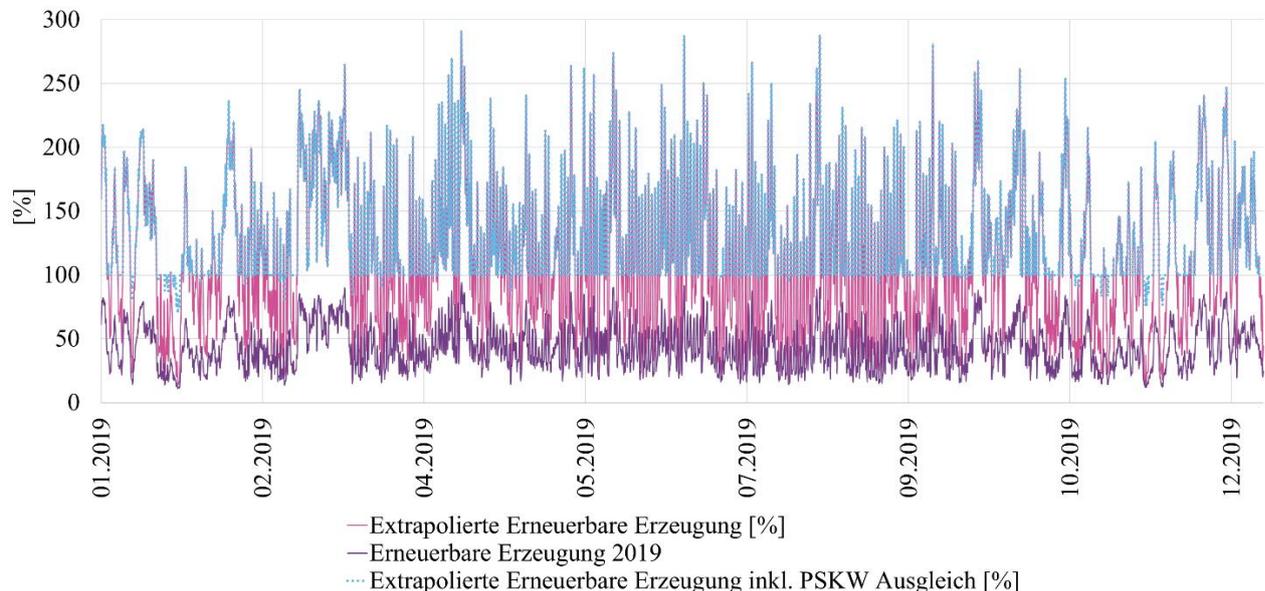


Abb. 9. Ausbaugrad der Erneuerbaren in Deutschland um 100% erneuerbaren Strom mit Speicherkraftwerksausgleich durch PSKW zu erreichen, extrapoliertes Fall mit Basisjahr 2019

### 3 Diskussion

Die Ergebnisse variieren für jedes Jahr, da die erneuerbare Produktion schwankt. In der kalten Jahreszeit ist die Windproduktion höher und in den warmen Perioden die Sonnenenergieproduktion. Insbesondere die Windenergie weist hohe notwendige Ausbausteigungen auf, die eine hohe Leistungskapazität für den Speicherkraftwerksausgleich erfordern. Aufgrund des Ziels eines niedrigen Levelised Cost of Storage Faktor (LCOS) sollten Nachhaltigkeit und lange Lebensdauer die erste Option für die Speicherung in großem Maßstab sein, was durch hocheffiziente Pumpspeicherkraftwerke erreichbar ist. Andere Speichertechnologien wie Batterien sind möglicherweise die erste Wahl für kleine Speicher, für Mobilitätszwecke und andere spezielle netzdienliche Zwecke.

Die Ergebnisse unterstreichen die unverzichtbare Bedeutung einer starken europäischen Energieübertragung und eines möglichst reibungslosen Stromhandels. Daraus lässt sich schließen, dass die niedrigen spezifischen Kosten €/kWh und €/kW für Pumpspeicherkraftwerke die Kosten für die Transformation des Energiesystems zu einem dekarbonisierten System erheblich senken können. Diese Schlussfolgerung stützt die Ergebnisse einer Studie der RWTH Aachen zu den Kostenauswirkungen einer verstärkten Pumpspeicherentwicklung in Deutschland [9]. Der Ansatz kann erweitert werden, um auch die Auswirkungen des Lebenszyklus auf die Treibhausgasemissionen oder die Nachfrage nach seltenen Elementen zu vergleichen. Darüber hinaus spielt die Lebensdauer der Speichereinheiten eine wichtige Rolle sowohl für die Wirtschaftlichkeit (LCOS) als auch für die Auswirkungen auf den Ressourcenbedarf. Aufgrund der unschlagbar langen Lebensdauer der Pumpspeicherkraftwerke, wie sich in den letzten 110 Jahren seit der Inbetriebnahme der ersten Anlage gezeigt hat, ist davon auszugehen, dass die Hauptfaktoren welche sich auf die Umwelt und die Wirtschaft auswirken, erheblich dafürsprechen.

### 3.1 Spezifischen Kosten von Speicherkraftwerkstechnologien

Abb. 10 zeigt die spezifischen Investitionskosten für Speicherkraftwerkstechnologien; Pumpspeicherprojekte und den Bereich für verschiedene Pumpspeicher-Ausbaukonzepte, Lithium Batteriesysteme nach jüngsten Projekten in Australien und in Österreich sowie die Kosten für die Speichersysteme für PtGtP mit Strom zu Wasserstoff ( $H_2$ ) mittels Elektrolyseure, daraus Umwandlung zu Methan ( $CH_4$ ) und Rückverstromung durch Gas und Dampfkraftwerke (CCGT). Die Batterien können relativ niedrige spezifische Kosten in Bezug auf die installierte Leistung (kW) aufweisen, allerdings bei hohen spezifischen Speicherkosten (kWh), was diese für die kurzfristige Netzunterstützung lukrativ macht aber nicht für die großtechnische Stromspeicherung, zumal diese System im Vergleich zu PSKW geringe Lebensdauern aufweisen und daher immer wieder Reinvestitionen erforderlich sind. PtGtP-Systeme werden zunehmend propagiert, allerdings existieren derzeit nur Demonstrationsanlagen. Die spezifischen Kosten für die Speicherung von Strom variieren für verschiedene Technologien und auch dafür, ob  $H_2$  oder  $CH_4$  gespeichert wird. Die angegebenen hohen Kapazitätskosten ergeben sich durch die Betrachtung des Gesamtsystems [10] [11] [12]. Die spezifischen Investitionen (CAPEX) von rund 2911 € / kW in Abb. 10 für PtGtP-Systeme werden aus den mittleren Kosten einer Literaturquelle entnommen [10] und bestehen aus: Elektrolyseursystem (alkalisch) 1180 € / kW + Wasserstoffspeicher 78 € / kW +  $CO_2$ -Speicher 255 € / kW + Reaktorsystem für biologische Methanisierung 296 € / kW + Gasnetzinjektionsstation mit 75 € / kW + Installation und Engineeringkosten von 527 € / kW + die spezifischen Kosten eines Gas und Dampfkraftwerks von rund 500 € / kW [11]. In der Literatur wird über signifikant höhere Investitionskosten für die spezifische Kapazität berichtet [10], dadurch wird die Kostenspanne erweitert. Die Kosten für die Speicherung von Wasserstoff hängen von der Technologie und der Anzahl der hergestellten Speichereinheiten ab. Ein Bereich von Investitionskosten wird in Abb. 10 angegeben [13]. Die  $H_2$ -Speichertechnologie, auf welche Bezug genommen wird ist ein reversibler Aluminiumhydrid (Al<sub>3</sub>H<sub>9</sub>) -Speicher mit einem Kostenbereich von 171 \$ / kWh (2016) für 10.000 hergestellte Speicherelemente bis 51 \$ / kWh für 500.000 hergestellte Elemente. Die Kostenumrechnung beinhaltet eine Inflation von 8% bis 2020 und eine Währungsumrechnung von 0,85 USD in € sowie eine Umrechnung in Stromgehalt unter der Annahme einer Methanisierungseffizienz von 69% [14] sowie die Re-

Elektrifizierung über Gas und Dampfkraftwerke von 55%, was zu spezifischen Kosten von 413 € / kWh<sub>el</sub> bis 123 € / kWh<sub>el</sub> führt. Signifikante Auswirkungen auf die Energieerzeugung aus Speichieranlagen zeigen sich im Nutzungsgrad [10]. Es wird davon ausgegangen, dass der Methanspeicher vom vorhandenen Netz und den zugehörigen Speichern genutzt wird. Die spezifischen Kosten für Pumpspeicherkraftwerke werden für verschiedene Projekte angegeben. Es zeigt sich ein signifikantes Kostenverhältnis zwischen norwegischen und alpinen PSKWs, wobei die Baukosten für neue und verbesserte norwegische PSKW-Systeme (z.B.: Projekt Kuli 254 €/kW, 1,1 €/kWh) äußerst günstig sein können [15]. Investitionen in Übertragungsleitungen sind getrennt unter den Netzkostenaspekten zu berücksichtigen. Für den 1400 MW Nordlink-Interkonnektor zwischen Deutschland (Wilster) und Norwegen (Tonstad) werden spezifische Projektkosten von rund 1070 € / kW bis 1400 € / kW angegeben. Für bestehende norwegische Pumpspeichersysteme mit 9 von 10 Systemen unter 2 € / kWh sind äußerst niedrige spezifische Speicherinvestitionskosten angegeben [16]. Man kann feststellen, dass Pumpspeicherkraftwerke auch für viele andere Nutzenwerte stehen welche von den angegebenen Investitionskosten zu einem Großteil mitgetragen werden, bzw. inkludiert sind; wie Hochwasserschutz, Bewässerung, Wasserversorgung, Erholung und Tourismus. Projekte wie das Pumpspeicher und Wasserkraftwerk Baixo Sabor in Portugal mit niedriger Fallhöhe, aber großem Wasserreservoir weisen daher relativ hohe spezifische Kosten auf, welche allerdings insbesondere dem Aspekt der Wasserretention begründet sind. Es wird auch der Kostenbereich von Untertage-PSKW-Systeme (U-PSKW) angegeben, welche auch in Gebieten ohne entsprechende Topografie bei ausreichend guten Gebirgseigenschaften gebaut werden können [17], sowie direkt in die Nähe von Lastzentren wie Ballungsräume. Insbesondere für große Systeme mit hohen Fallhöhen sind niedrige spezifische Kosten für Speicher und installierter Leistung realistisch. Generell spiegeln die spezifischen Investitionskosten nicht die Tatsache der sehr unterschiedlichen Lebensdauern der Speichertechnologien wider. Pumpspeicher haben bei weitem die längste nachgewiesene Lebensdauer.

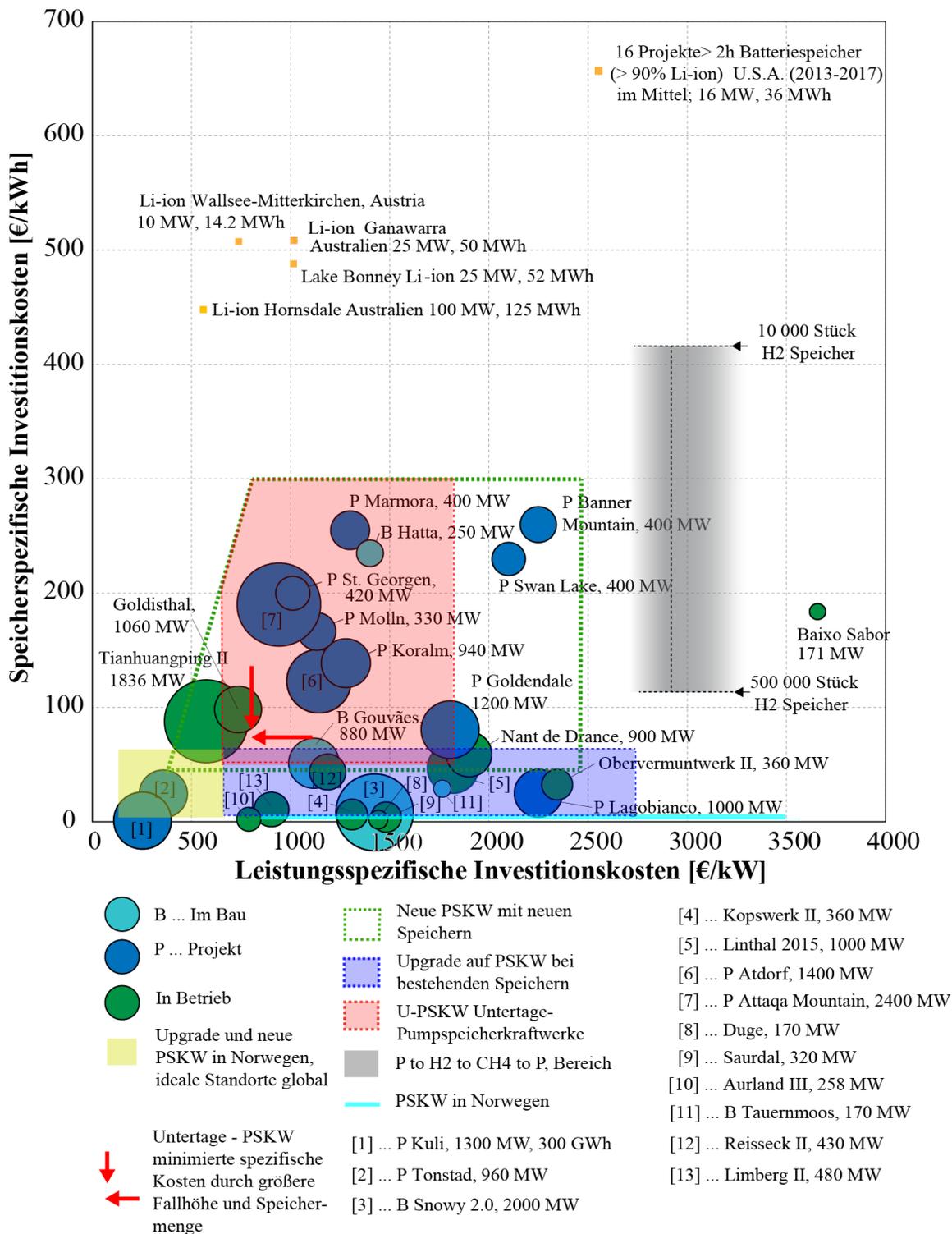


Abb. 10. Spezifischer Kostenbereich für Kapazität € / kW und Energie € / kWh für Speichersysteme, verschiedene PSKW-Projekte, Technologiebereich von PSKW und U-PSKW, Li-Ionen-Batterieprojekte [18] [17] [15] [16] mit Kostenbereich, Kostenbereich von Leistung zu H2 bis CH4 zu Leistung (PtGtP) Anlagen [10] [11] [13], (initiale Grafikdaten und Layout basierend auf [17])

### **3.2 Untertage-Pumpspeicherkraftwerke**

Untertage-Pumpspeichersysteme (U-PSKW) können für große Energiespeicher in Regionen ohne die üblichen topografischen Anforderungen, bei geeigneten geologischen Bedingungen errichtet werden [19]. Hauptvorteile von U-PSKW ist der Freiheitsgrad der Fallhöhenfestlegung sowie die Möglichkeit einer konstanten Speichervolumenzubaus während des Betriebs und ökologische Vorteile, wie der physischen Trennung von Fließgewässern und des natürlichen Nichtvorhandenseins von Tieren und Pflanzen Untertage. Auch die wirtschaftliche Erweiterung bestehender Reservoirs kann eine vorteilhafte Lösung sein, wie das Beispiel des PSKW Nassfeld in Österreich zeigt [20]. U-PSKW können zusätzlich sehr vielversprechend zur saisonalen Wärmespeicherung dienen, indem Wasser über den Sommer erwärmt wird, wobei außerdem im verbleibenden Luftvolumen Wärme in Form von Wasserdampf gespeichert werden kann, was zu extrem niedrigen kombinierten Energiespeicherkosten führt [17] [12].

## **4 Zusammenfassung**

Ein zu 100% erneuerbares Stromsystem für Deutschland wurde untersucht, indem die erneuerbare Leistung von Wind- und Solarkraft für die Zeitspanne von 2012 bis 2019 für jedes Jahr mit einem spezifischen Ausbaufaktor multipliziert wurde. Für das Jahr 2019 wurden (i) symmetrische Pumpspeicherkraftwerke und (ii) asymmetrische Pumpspeichersysteme sowie (iii) synthetische Power to Gas to Power Systeme mit der Produktion von Wasserstoff und Methan als Speicher mit Re-Elektrifizierung durch Gaskraftwerke verglichen, um die spezifischen Auswirkungen auf die Stromerzeugung durch die Speicherverluste darzulegen. Die Ergebnisse unterstreichen, dass Pumpspeicherkraftwerke die kostengünstigste und nachhaltigste Energiespeichertechnologie sind, da die wertvolle Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen am effizientesten gespeichert wird und somit auch der CO<sub>2</sub>-Fußabdruck am geringsten ist. Die niedrigsten Kosten für Pumpspeichersysteme können an Orten mit gutem Gestein und günstiger Topographie wie z.B. in Norwegen erzielt werden. Pumpspeicherausbau durch Ausbau bestehender Kraftwerke in den Alpen und anderen globalen Standorten zeigen im Vergleich zu anderen Technologien eine sehr kostengünstige Möglichkeit des Speicher- und Leistungszubaus. Untertage Pumpspeicherkraftwerke sind für Gebiete ohne entsprechende Topographie für konventionelle Pumpspeicher sehr wettbewerbsfähig, insbesondere wenn große Fallhöhen und entsprechend große Speicher- und Leistungsauslegungen gewählt werden, was hierbei einen Freiheitsgrad in der Dimensionierung darstellt. Power-to-Gas-to-Power-Technologien weisen sowohl höhere spezifische Kosten für die installierte Leistung und für die Speichermenge auf. Li-Ionen-Batterien zeigen wettbewerbsfähige spezifische Leistungskosten, die eine wirtschaftliche Nutzung für Netzregulierungszwecke ermöglichen. Batterien sind jedoch aufgrund der hohen spezifischen Speicherkosten, des hohen Ressourcenbedarfs und der im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerken geringen Lebensdauer diesen als Stromspeicher in großem Maßstab unterlegen. Die Untersuchungen zeigen die Vorteile eines asymmetrischen Speichers bei der Nutzung des passiven Energiespeichers in bestehenden Wasserspeichern in Kombination mit dem Bau neuer Pumpspeicherkraftwerke auf. Diese Lösung bietet die höchste Ressourcennutzung, um Überproduktion zu vermeiden, und ist dadurch der wirtschaftlichste und klimaschonendste Ansatz. Bei Power to Gas to Power Lösungen gehen bei der Umwandlung große Mengen an Energie verloren, was zusätzlich installierte Kapazität

und damit zunehmend höhere Kapitalkosten und Umweltkosten erfordert. Für Pumpspeicherkraftwerke kann zudem ein deutlich höherer Nutzungsgrad von Maschinenanlagen nachgewiesen werden. Die Nutzung des passiven Speichers in bestehenden Wasserkraftspeichern und der Austausch von Pumpspeicherdienstleistungen mit Nachbarländern erfordern den Ausbau von Übertragungskapazitäten mit großer Leistung zur Stärkung des europäischen Netzes und Stromhandels. Die Ergebnisse zeigen Entscheidungsträgern und der Politik deutlich, dass Wasserkraftspeichersysteme die Umstellung auf ein vollständig erneuerbares Energiesystem ermöglichen und dabei den Wohlstand durch die Minimierung der Systemkosten erhalten, sowie viele andere entscheidende Vorteile durch Zusatznutzen bieten.

### Danksagung

Dank an Agora Energiewende für die Bereitstellung der Energiedaten Deutschlands.

## 5 Referenzen

- [1] „Umwelt Bundesamt,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>. [Zugriff am 31.08.2020].
- [2] Vieira M., Snyder B., Henriques E. and Reis L., „European offshore wind capital cost trends up to 2020,“ *Energy Policy*, 129, 1364-1371, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.036>, 2019.
- [3] Agora Energiewende, „Agorameter,“ 2020.
- [4] Hambaumer K., „Shifting and storing renewable energy by pumped-storage hydropower plants for the power system in Germany (in German),“ Master Thesis, Graz University of Technology, 2017.
- [5] Hall C. A., Lambert J. G. and Balogh S. B., „EROI of different fuels and the implications for society,“ *Energy Policy*, Bd. 64, p. 141–152, 2014.
- [6] Fendt S., Buttler A., Gaderer M. und Spliethoff H., „Comparison of synthetic natural gas production pathways for the storage of renewable energy,“ *WIREs Energy Environ*, p. 327–350, 2016.
- [7] Charmasson J., Belsnes M., Andersen O., Eloranta A., Graabak I., Korpås M., Helland I. P., Sundt H. und Wolfgang O., „Roadmap for large-scale balancing and energy storage from Norwegian hydropower. Opportunities, challenges and needs until 2050,“ CEDREN, 2017.
- [8] Vaillancourt K., „Electricity Transmission and Distribution,“ IEA ETSAP - Technology Brief E12, 2014.
- [9] Moser A., Rotering N. und Schäfer A., „Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau,“ RWTH Aachen, 2014.
- [10] van Leeuwen C. und Zauner A., Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation; Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU, University of Groningen, 2018.
- [11] Theodoropoulos K., Daly S. und Dinan M., Cost of new entrant peaking plant and combined cycle plant in I-SEM; A report to the Utility Regulator and the Commission for Regulation of Utilities, 2018: Pöyry.
- [12] Gorre J., van Leeuwen C. und Ortloff F., „Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation; Report D8.6,“ Ares(2019)1031526 - 19/02/2019, 2018.

- [13] James B. D., Houchins C., Huya-Kouadio J. und DeSantis D. A., „Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis,“ Strategic Analysis, 2016.
- [14] Gorre J., Ruoss F., Karjunen H., Schaffert J. und Tynjälä T., „Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation,“ *Applied Energy*, 257 2020.
- [15] Saha, S. K., Tunnel System Design for the Kuli Pumped Hydro Storage Project, Master Thesis, NTNU, Trondheim Norway, 2020.
- [16] Pitorac L., Vereide K. and Lia L., „Technical Review of Existing Norwegian Pumped Storage Plants,“ *Energies*, 2020.
- [17] Piki F. G., Richter W. und Zenz G., „Großtechnische, wirtschaftliche und effiziente untertägige Energiespeicher; Large-scale, economic and efficient underground energy storage,“ *Geomechanics and Tunneling*, DOI: 10.1002/geot.201900007, Bd. 12, Nr. 3, pp. 251-269, 2019.
- [18] Richter W., Surge Tank Design for Flexible Hydropower, Dissertation: Graz University of Technology, 2020.
- [19] Pickard W. F., „The History, Present State, and Future Prospects of Underground Pumped Hydro for Massive Energy Storage,“ *Proceedings of the IEEE*, DOI: 10.1109/JPROC.2011.2126030, Bd. 100, Nr. 2, pp. 473 - 483, 2012.
- [20] Austrian National Committee on Large Dams, Pumped Storage Hydropower in Austria, Graz University of Technology, 2018.