

---

# Rolle des Wasserstoffs bei der größtechnischen Energiespeicherung im Stromsystem

# 2

Philipp Kuhn, Maximilian Kühne und Christian Heilek

---

## 2.1 Einleitung/Motivation [1]

Elektrische Energie wird in Industrieländern wie Deutschland noch überwiegend in Großkraftwerken und zunehmend auch in dezentralen kleineren Anlagen erzeugt und über ein Verbundnetz an die Verbraucher verteilt. Das Stromnetz führt dabei zu einer Vergleichmäßigung der Last und einer erhöhten Versorgungssicherheit. Es besitzt jedoch keine Speicherwirkung, wie es beispielsweise im Gasnetz der Fall ist. Folglich muss elektrischer Strom praktisch immer zum Zeitpunkt des Verbrauchs erzeugt werden.

Die Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) führte in Deutschland in den letzten eineinhalb Jahrzehnten zu einem massiven Zubau von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Ihre Stromproduktion ist insbesondere bei Windenergie- und Fotovoltaikanlagen stark fluktuierend und in erster Linie von den Wetterbedingungen und der Tageszeit abhängig. Die Marktregularien führen zu einer vorrangigen Einspeisung des elektrischen Stroms aus erneuerbaren Energien sowie aus wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ins Stromnetz, wodurch die frei disponierbaren thermischen Kraftwerke lediglich die restliche Lastanforderung, die sogenannte residuale Last,

---

P. Kuhn (✉)

Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Technische Universität München,  
Lichtenbergstraße 4a, 85478 Garching, Deutschland

E-Mail: pkuhn@tum.de

M. Kühne · C. Heilek

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München,  
Arcisstraße 21, 80333 München, Deutschland

E-Mail: maxkuehne@tum.de

C. Heilek

E-Mail: heilek@tum.de

decken müssen. Um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu reduzieren, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Zukunft noch weiter verstärkt werden. Diese Zielsetzung wird die Integration hoher Anteile angebotsabhängiger Erzeugung und deshalb eine Flexibilisierung des Stromsystems zwingend erfordern. Für diese Aufgabe stehen im Prinzip drei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Netzausbau zum örtlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch
- Speicherausbau zum zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch
- Lastmanagement zur zeitlichen Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung

Der zeitnahe Ausbau der Stromnetze in Deutschland gilt als vordringliche Maßnahme, um die Integration zunehmender Anteile dezentraler und fluktuierender Erzeugung in das Stromsystem zu ermöglichen [2]. Durch eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen wurde deshalb versucht, den Ausbau der Netzinfrastruktur zu erleichtern [3], wobei konkrete Projekte häufig zu Akzeptanzproblemen führen. Ab einem gewissen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien an der Erzeugung reicht jedoch auch der örtliche Ausgleichseffekt eines ideal ausgebauten Stromnetzes nicht mehr aus, um die erzeugten Energiemengen zu jedem Zeitpunkt durch das Stromnetz aufnehmen zu können. Für die Nutzung der überschüssigen Energiemengen ist dann ein zeitlicher Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch notwendig.

Anlagen zur großtechnischen Speicherung von Strom werden in Deutschland bereits seit Jahrzehnten in Form von Pumpspeicherwerken (PSW) eingesetzt. Allerdings sind sowohl die insgesamt installierte Leistung mit ca. 6,5 GW im Turbinenbetrieb als auch die verfügbare Speicherkapazität mit ca. 77 GWh stark begrenzt [1]. Da bei der Speicherung elektrischer Energie stets Verluste auftreten, ist ein Speichereinsatz zur Lastglättung (Peak-Shaving) nur dann sinnvoll, wenn die dadurch erzielte Kostenreduktion mindestens so hoch ist wie die durch die Speicherung entstehenden Mehrkosten. Des Weiteren können Speicher durch die Substitution konventioneller Kraftwerksleistung sowie die Bereitstellung von Reserveleistung die Kosten des Stromsystems reduzieren.

Neben der erzeugerseitigen Energiespeicherung stellen auch Lastmanagement bzw. zusätzliche variable Lasten eine Möglichkeit zur Flexibilisierung des Stromsystems dar. Die Erzeugung von Wasserstoff mithilfe der Elektrolyse bietet sich als neue Möglichkeit für eine zusätzliche variable Last im Stromsystem an. Zu Zeitpunkten mit überschüssigem Stromangebot aus erneuerbaren Energien könnten Elektrolyseure den speicherfähigen und vielseitig einsetzbaren Energieträger Wasserstoff erzeugen. Bei vielen Anwendungen wird die Substitution der bisherigen fossilen Energieträger durch Wasserstoff oder aus Wasserstoff erzeugten chemischen Produkten angedacht und erprobt. Um dem Nachhaltigkeitsgedanken in diesen Überlegungen zu genügen, muss Wasserstoff vorzugsweise emissionsfrei und folglich regenerativ erzeugt werden. Diese Forderung lässt die gemeinsame Betrachtung des Stromsektors mit einer möglichen Wasserstoffwirtschaft sinnvoll erscheinen.

## 2.2 Untersuchungsgegenstand

Im Rahmen dieses Kapitels soll die Frage erörtert werden, inwieweit der angestrebte Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die damit strukturell verbundenen Integrationsanforderungen den Ausbau großtechnischer Speicher sowie die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff wirtschaftlich ermöglichen könnten.

Neben der wirtschaftlich optimalen Dimensionierung des Speicherportfolios ist eine wesentliche Frage, unter welchen Rahmenbedingungen der Verkauf von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff an andere Anwendungsbereiche volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Der Verkauf des Wasserstoffs konkurriert dabei mit einer möglichen Nutzung innerhalb des Stromsystems als Speichermedium (vgl. Abschn. 2.3), da in beiden Fällen Wasserstoff erzeugt werden muss. In einer Sensitivitätsanalyse werden die Elektrolyseurkosten und der am Markt erzielbare Wasserstoffpreis variiert. Anhand dieser Untersuchung sollen die wesentlichen Treiber für das Potenzial elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs bis zum Jahr 2050 abgeleitet werden.

---

## 2.3 Großtechnische Speichertechnologien [4]

Für die großtechnische Speicherung elektrischer Energie stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, die sich in ihrer Kostenstruktur, in ihren Potenzialen und ihrer Effizienz teilweise erheblich unterscheiden. Wie bereits erwähnt werden in Deutschland für die Speicherung hauptsächlich PSW eingesetzt. Zusätzlich wird lediglich ein diabates Druckluftspeicherkraftwerk (CAES) in Huntorf [5] für die Flexibilisierung im Stromsystem genutzt.

Für zukünftige Speicheranwendungen stehen neben diesen Technologien möglicherweise noch andere Konzepte zur Verfügung, wie beispielsweise adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES), Wasserstoff- und Methanspeichersysteme. Diese Technologien sind aktuell Gegenstand von Forschung und Entwicklung und könnten im Laufe der nächsten Jahre bis Jahrzehnte eine Option zur Speicherung elektrischer Energie darstellen. In dieser Untersuchung nicht betrachtet werden stationäre Batteriespeicher, obwohl ein wachsender Markt – vor allem als sog. Solarspeicher – in den letzten Jahren zu beobachten ist. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen ist allerdings nur in der Optimierung des Eigenverbrauchs durch Substitution von Haushaltsstrom oder im größeren Maßstab durch das Anbieten von Systemdienstleistungen zu erreichen. Ersteres widerspiegelt nicht die Situation im industriellen Umfeld und im zweiten Anwendungsfall erzielt die Batterie Vorteile aufgrund der schnellen Zugriffszeiten. Für die Speicherung großer Energiemengen sind Batterien allerdings derzeit – trotz der Entwicklungsschritte aufgrund des Einsatzes in der Elektromobilität – noch zu teuer.

Im Folgenden werden die wesentlichen Eigenschaften der unterschiedlichen großtechnischen Speichertechnologien kurz erläutert.

### 2.3.1 Pumpspeicherwerke (PSW) [4]

Bei PSW wird Strom in Form von potenzieller Energie gespeichert. Dabei wird bei der Einspeicherung Wasser von einem Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken gepumpt. Die Rückwandlung in Strom geschieht auf dem umgekehrten Weg. Die Energie des zurückfließenden Wassers wird mit Hilfe von Turbinen in Rotationsenergie und anschließend mit einem Generator in Strom gewandelt. Früher wurden in PSW für den Ein- und Ausspeichervorgang separate Pumpen und Turbinen verwendet. In modernen Anlagen kommen Pumpturbinen zum Einsatz [5]. Die Technologie erfordert eine Höhendifferenz zwischen Ober- und Unterbecken und somit topografische Voraussetzungen, die in Deutschland nur in einem begrenzten Umfang erfüllt werden. Zum einen sind diese Potenziale größtenteils schon ausgeschöpft. Zum anderen stellen die oft künstlich angelegten Becken einen erheblichen Eingriff in die Landschaft dar, weshalb PSW im Hinblick auf Ökologie und Tourismus umstritten sind. Das Ausbaupotenzial für PSW ist in Deutschland aus diesen Gründen als eher beschränkt einzuschätzen [5, 6]. Zugleich handelt es sich bei PSW jedoch um die einzige Speichertechnologie, die bereits seit Jahrzehnten die wirtschaftliche Speicherung von Strom im großen Maßstab zulässt und deshalb auch weltweit Einsatz findet. Der Speichernutzungsgrad moderner Anlagen beträgt etwa 80 % [5].

### 2.3.2 Diabate Druckluftspeicherkraftwerke (CAES) [4]

Diese Technologie wird in Deutschland bereits seit 1978 im Kraftwerk Huntorf eingesetzt. Weltweit gibt es nur noch in McIntosh (USA) eine weitere Anlage. CAES-Speicher nutzen die Kompressibilität der Luft, um dadurch ebenfalls in Form von potenzieller Energie elektrischen Strom zu speichern. Technisch wird dabei zunächst mithilfe eines Kompressors Luft verdichtet und anschließend gekühlt und in ein unterirdisches Reservoir, z. B. in Salzkavernen, eingeleitet. Für den Entladevorgang wird die gespeicherte Druckluft zur Verbrennung von Erdgas in eine konventionelle Gasturbine geleitet. Der notwendige Einsatz von Erdgas wirkt sich nachteilig auf die Emissionen und die energetische Effizienz der Speicherung aus. Der Nutzungsgrad eines CAES-Speichers wird ermittelt, indem der zur Verdichtung eingesetzte Strom und das verwendete Erdgas ins Verhältnis zur Stromerzeugung aus der Gasturbine gesetzt werden. Für den Gesamtspeichervorgang ergibt sich ein Nutzungsgrad von etwa 50 %.

### 2.3.3 Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke (AA-CAES) [4]

Eine Weiterentwicklung der diabaten Druckluftspeicherkraftwerke sind adiabate Druckluftspeicherkraftwerke. Im Gegensatz zu CAES-Speichern wird die bei der Kompression anfallende Wärme nicht ungenutzt abgeleitet, sondern einem Wärmespeicher zugeführt.

Bei der Entspeicherung wird diese Wärme wieder an die Druckluft abgegeben, die dann zur Energiewandlung in eine Heißluftturbine geleitet wird. Eine Zufeuerung von Erdgas ist daher nicht mehr notwendig, wodurch bei der Standortwahl auf einen Erdgasanschluss verzichtet werden kann. Die Nutzung der Kompressionswärme verbessert den Nutzungsgrad der Speicherung, der in Zukunft bei etwa 70 % liegen soll. Bisher wurde weltweit noch keine Anlage mit dieser Technologie realisiert. Konkrete Entwicklungsprojekte sind jedoch bereits im Planungsstadium (vgl. [7]). Im Wesentlichen ist diese Technologie erforscht, wobei bei der Konzeption des Wärmespeichers sowohl technisch als auch kostenseitig noch der höchste Entwicklungsbedarf besteht [5, 6].

### 2.3.4 Wasserstoffspeichersysteme [4]

Die Nutzung von Wasserstoff zur Speicherung elektrischer Energie verspricht einige Vorteile. Wasserstoff kann mittels verschiedener Elektrolyseverfahren aus Strom hergestellt werden. Die im Vergleich zu den Formen potenzieller Energiespeicherung hohe volumenspezifische Energiedichte von Wasserstoff lässt die Speicherung vergleichsweise großer Energiemengen zu (siehe Abschn. 2.5.1). Die Rückumwandlung in elektrische Energie ist durch Verbrennung in speziellen Gas-und-Dampf-Kraftwerken (GuD) oder durch die sogenannte kalte Verbrennung in Brennstoffzellen denkbar. Während der gesamten Umwandlungskette fallen keine klimaschädlichen Emissionen an. Analog zur Erdgas- oder Druckluftspeicherung können als Speichervolumina Salzkavernen verwendet werden. Die unterirdische Speicherung von Wasserstoff wird detailliert in Kapitel „Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen“ von S. Donadei und G.-S. Schneider beschrieben. Der Gesamtnutzungsgrad des Wasserstoffspeichersystems wird aus den Nutzungsgraden der Einzelkomponenten bestimmt. Wird bei alkalischer Elektrolyse näherungsweise von 65 % ausgegangen, für den GuD-Prozess 60 % zugrunde gelegt und bei der Verdichtung eine Effizienz von 97 % veranschlagt, beträgt der Gesamtwirkungsgrad des Speichersystems etwa 38 %. Durch weitere Entwicklungsschritte ist eine Erhöhung auf ca. 45 % denkbar (Elektrolyse 75 %, GuD 62 %) [5, 8].

### 2.3.5 Methanspeichersysteme

Eine weitere Variante der Speicherung von Strom in Form von chemisch gebundener Energie stellen Methanspeichersysteme dar. Die Grundlage für diese Technologie bildet ebenfalls die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff. Allerdings stellt der erzeugte Wasserstoff in diesem Fall nicht das endgültige Speichermedium dar, sondern wird in einem zusätzlichen Prozess in Methan umgewandelt. Obwohl in diesem Umwandlungsschritt zusätzliche Verluste auftreten, würde die Methanisierung von Wasserstoff den Vorteil bieten, dass die vorhandene Erdgasinfrastruktur zur Verteilung und Speicherung des Methans genutzt werden kann. Demgegenüber ist eine Zumischung von Wasserstoff

im Erdgasnetz derzeit maximal mit 5 Volumenprozent möglich [9]. Ein wichtiger Aspekt der Methanisierung von Wasserstoff ist die Frage, wie das benötigte Kohlenstoffdioxid in der notwendigen Reinheit bereitgestellt werden kann.

---

## 2.4 Modellbeschreibung

Zur Bestimmung des volkswirtschaftlich sinnvollen Potenzials großtechnischer erzeugerseitiger Speicher in Deutschland wurde ein Modell des deutschen Stromsystems entwickelt, das eine Optimierung des Einsatzes und Ausbaus von konventionellen Kraftwerken und Speichern erlaubt [1, 10]. Mit dem Ziel, die Stromnachfrage zu volkswirtschaftlich minimalen Kosten zu decken, bestimmt das Modell IMAKUS – ausgehend vom Bestand – den Ausbau der Kraftwerke und Speicher im Hinblick auf Technologie, Leistung, Kapazität und Bauzeitpunkt. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK wird dabei für den Betrachtungszeitraum vorgegeben und aufgrund der vorrangigen Einspeisung von der Stromnachfrage abgezogen. Nur die residuale Last ist für den Einsatz der konventionellen Kraftwerke und Speicher relevant. Netzrestriktionen werden nicht modelliert. Stattdessen wird von einer größtmöglichen Flexibilität durch eine ideal ausgebaute Netzinfrastruktur ausgegangen. Eine Bereitstellung von Reserveenergie durch Kraftwerke und Speicher wird nicht betrachtet.

Das Modell IMAKUS gliedert sich in mehrere auf Linearer Programmierung basierende Teilmodelle, die iterativ gekoppelt sind. Während in einem ersten Teilmodell der Kraftwerksausbau intertemporal ermittelt wird, optimiert ein zweites Teilmodell den Kraftwerks- und Speichereinsatz sowie den Speicherausbau anhand der chronologischen, stündlich aufgelösten Lastkurve für jedes einzelne Jahr. Kraftwerks- und Speicherausbau konvergieren zu einer stabilen und optimalen Lösung [11]. Um die Deckung der Jahreshöchstlast mit einer gewissen Zuverlässigkeit zu gewährleisten, wird bei der Bestimmung der notwendigen Kraftwerkskapazitäten außerdem die gesicherte Leistung des Stromsystems berücksichtigt.

Die Abbildung der Konkurrenzsituation zwischen der Speicherung und Rückverstromung elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs und der Verwendung von Wasserstoff in anderen Anwendungsbereichen wird im Rahmen der Speichermodellierung realisiert. So können alle für den Aufbau des Wasserstoffspeichersystems notwendigen Komponenten – Elektrolyseur für den Ladevorgang, Kaverne zur Zwischenspeicherung und GuD-Anlage für den Entladevorgang – unabhängig voneinander dimensioniert werden. Der Speichernutzungsgrad teilt sich dabei annahmegemäß gleichmäßig auf die beiden Teilprozesse Laden und Entladen auf. Der erzeugte Wasserstoff kann entweder für die spätere Rückverstromung zwischengespeichert oder direkt aus dem Speicher entnommen werden. Die beim Verkauf erzielten Erlöse gehen Kosten dämpfend in die Zielfunktion der Optimierung ein. Im Modell besteht damit die Möglichkeit, den erzeugten Wasserstoff auf volkswirtschaftlich optimale Weise den konkurrierenden Verwendungszwecken zuzuführen. Eine eventuell notwendige Infrastruktur für die Verteilung des Wasserstoffs

sowie eine konkrete Wasserstoffnachfrage werden in diesem Zusammenhang nicht berücksichtigt.

---

## 2.5 Beschreibung der untersuchten Szenarios

### 2.5.1 Allgemeine Datengrundlage und Annahmen

Die im Folgenden beschriebenen Rahmendaten stellen die Grundlage für sämtliche im Rahmen des Kapitels untersuchten Szenarios dar und wurden nicht variiert.

Die Eingangsdaten für den Kraftwerksbestand sind aus [1] entnommen. Sie enthalten nahezu alle konventionellen Kraftwerke der öffentlichen Versorgung in Deutschland (inkl. Kraftwerke in Bau). Für die deutschen Kernkraftwerke werden die Laufzeiten entsprechend der aktuellen Gesetzeslage angenommen [12]. Demnach gehen die letzten drei Kernkraftwerke im Jahr 2022 vom Netz. Der erzeugte KWK-Strom aus Kohle- und Gas-Anlagen wird im Modell IMAKUS als gesetzte Einspeisung in Form charakteristischer Einspeisezeitreihen vorgegeben.

Für den Kraftwerksneubau stehen dem Modell sechs verschiedene Technologien zur Verfügung: Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke, Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerke sowie ab dem Jahr 2020 Steinkohle- und Braunkohle-Kraftwerke mit 700 °C-Technologie. Aufgrund der besseren verfügbaren Technik wird angenommen, dass ab dem Jahr 2020 konventionelle Steinkohle- bzw. Braunkohlekraftwerke nicht mehr genehmigungsfähig sind. Ab diesem Zeitpunkt steht dem Modell deshalb nur noch die 700 °C-Technologie zur Verfügung. Eine in Zukunft mögliche Verfügbarkeit von Carbon-Capture-and-Storage-Technologien (CCS) wird im Rahmen der Szenarios nicht betrachtet. Die technischen und ökonomischen Daten für Neubaukraftwerke sind aus [1] entnommen. Zur Abschätzung der technischen Verfügbarkeit werden statistische Werte für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen herangezogen [13].

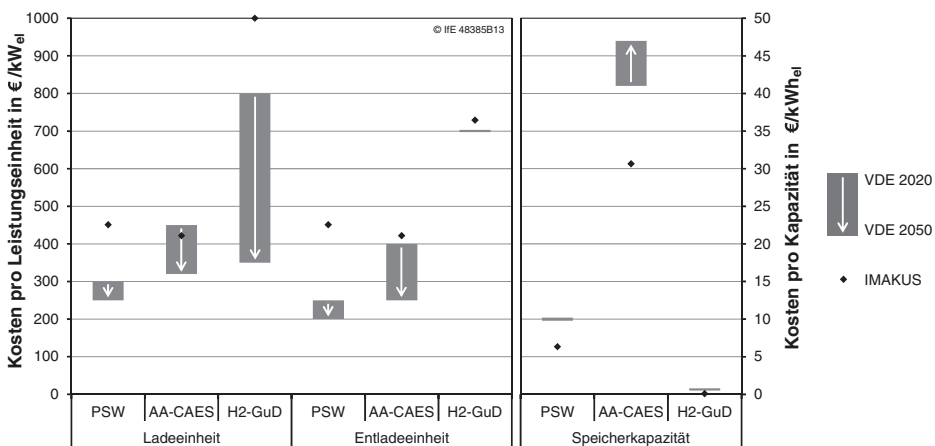
Die Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate bezieht sich auf Preispfad B der Studie [14], der von einem mäßigen Preisanstieg fossiler Energieträger ausgeht.

Sowohl die Stromnachfrage als auch die gesetzte Einspeisung aus erneuerbaren Energien und KWK werden in Form charakteristischer, normierter Zeitreihen der mittleren stündlichen Leistung für jeweils ein Jahr vorgegeben. Diese werden dann durch Skalierung an die je nach Betrachtungsjahr unterschiedlichen Jahresstrommengen angepasst. Die im Rahmen der Berechnungen verwendeten charakteristischen Zeitreihen stammen aus [15]. Diese basieren auf einem kohärenten Datensatz, dem Lufttemperatur-, Sonneneinstrahlungs- und Windgeschwindigkeitswerte der Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes (DWD) zugrunde liegen. Die im Modell IMAKUS angewandte Methodik erlaubt nur die Betrachtung deterministisch vorgegebener Zeitreihen der Last, der EE und der KWK. Dabei ist zu beachten, dass die Qualität der Ergebnisse, insbesondere im Hinblick auf den Speicherausbau und -einsatz, in hohem Maße von der Qualität der

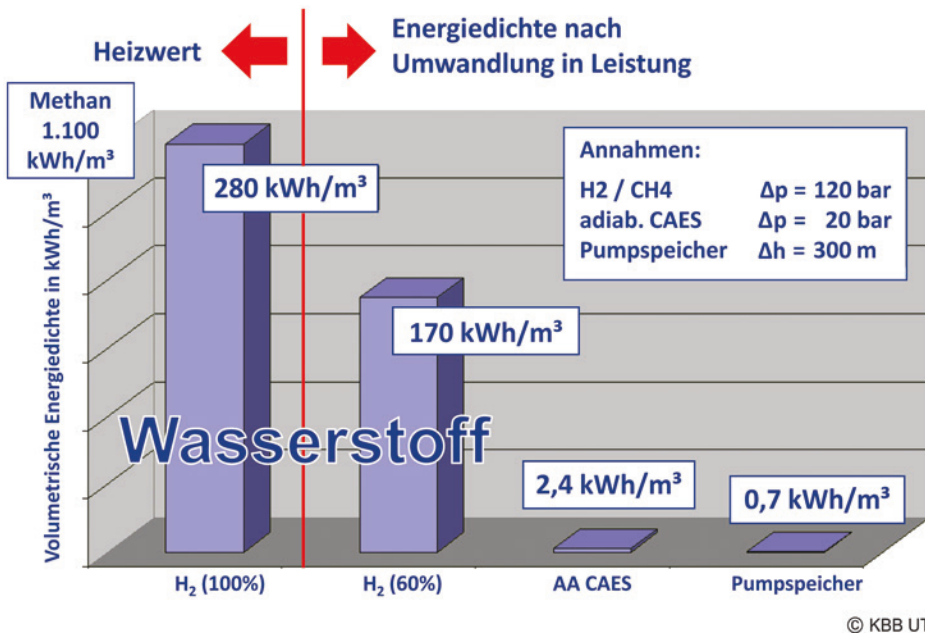
vorgegebenen Zeitreihen abhängt, d. h. inwieweit diese tatsächlich als typisch angesehen werden können.

Die Entwicklung des Strombedarfs für Deutschland entspricht den Annahmen zum gesamten elektrischen Endenergieverbrauch aus Szenario 2011 A in [14], das einen Rückgang des Strombedarfs um etwa 25 % im Zeitraum von 2010 bis 2050 beschreibt. Zur Berücksichtigung der Netzverluste werden pauschal 15 TWh pro Jahr über den gesamten Betrachtungszeitraum angesetzt. Die Annahmen zu den regenerativ erzeugten Strommengen aus Onshore- und Offshore-Windenergie, Fotovoltaik, Wasserkraft, Biomasse und Geothermie sowie zum fossil erzeugten Anteil aus KWK stammen ebenfalls aus Szenario 2011 A in [14]. Im Jahr 2050 steht damit ein Angebot von 427 TWh aus erneuerbaren Energien einem Strombedarf von 393 TWh gegenüber.

Als mögliche Optionen für den Zubau von großtechnischen Speichertechnologien im Stromsystem stehen dem Optimierungsmodell IMAKUS drei Technologien zur Verfügung. Ab Beginn des Betrachtungszeitraums können neue PSW mit einem Nutzungsgrad von 80 % gebaut werden. Aufgrund des eingeschränkten Potenzials in Deutschland wird der Zubau der Speicherkapazität auf 40 GWh beschränkt. Weiterhin wird angenommen, dass ab dem Jahr 2020 AA-CAES mit 70 % und Wasserstoffspeichersysteme mit 40 % Nutzungsgrad verfügbar sind. Für die Annahmen der technischen und ökonomischen Parameter der einzelnen Speichertechnologien werden die Daten aus [1] verwendet. In Abb. 2.1 sind die hier verwendeten spezifischen Investitionskosten vergleichend mit der in der VDE-Studie angegebenen Entwicklung der Investitionskosten für den Zeitraum von 2020 bis 2050 [16] dargestellt. Hierbei ist der Anstieg der spezifischen Kapazitätskosten bei Kavernenspeichern in der VDE-Studie auf eine zunehmende Nutzungskonkurrenz im betrachteten Zeitraum zurückzuführen. Aufgrund des im Vergleich zu AA-CAES



**Abb. 2.1** Spezifische Investitionskosten für die Ladeeinheit, die Entladeeinheit und die Speicherkapazität der betrachteten Speichertypen im Modell IMAKUS [1] und in der VDE-Studie [16]



**Abb. 2.2** Vergleich der volumetrischen Energiedichten einzelner Speichertechnologien [17]

schlechteren Wirkungsgrades und der notwendigen Zufuhrung von Erdgas werden die in Abschn. 2.3 ebenfalls vorgestellten diabaten CAES dem Modell nicht als mögliche Speicheroption zur Verfügung gestellt. Des Weiteren wird auch auf eine Betrachtung der Methanisierung von Wasserstoff verzichtet, die zwar im Hinblick auf die vorhandene Verteilungsinfrastruktur vorteilhaft ist, jedoch angesichts der zusätzlichen Verluste und der Bereitstellung des Kohlenstoffdioxids auch Nachteile mit sich bringt. Die verwendeten Daten für die spezifischen Energiedichten der einzelnen Speichertechnologien werden in Abb. 2.2 dargestellt.

Der bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraums existierende Bestand an PSW [1] wird im Modell ebenfalls berücksichtigt.

## 2.5.2 Beschreibung der Sensitivitätsanalyse

Die in diesem Kapitel vorgestellte Untersuchung basiert auf der Variation eines Basisszenarios im Hinblick auf die Kosten der Elektrolyse und den am Markt erzielbaren Erlös für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff. Das Basisszenario ist durch die in Abschn. 2.5.1 beschriebenen allgemeinen Rahmenbedingungen definiert. Ein Zubau von neuen Energiespeichern, darunter Wasserstoffspeichersystemen, wird zugelassen. Dabei werden für den Elektrolyseur Investitionskosten von 1000 €/kW angenommen. Die Bereitstellung

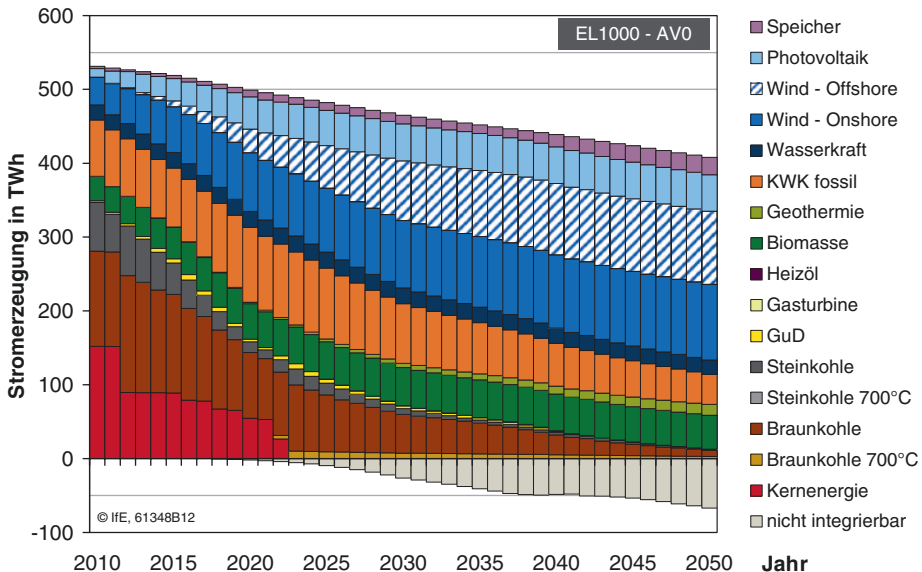
elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs für andere Sektoren wird im Basisszenario hingegen nicht betrachtet. In den weiteren Szenarios werden zum einen die angenommenen Investitionskosten des Elektrolyseurs verändert (300 €/kW und 1000 €/kW). Zum anderen wird der Verkauf elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs zugelassen, wobei die möglichen Erlöse in Schritten von 5 € zwischen 0 und 50 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub> variiert werden.

## 2.6 Ergebnisse

### 2.6.1 Basisszenario

Durch die Betrachtung des Basisszenarios wird zunächst ermittelt, welches volkswirtschaftliche Potenzial für den Ausbau der Speicherkapazitäten unter den gewählten Rahmenbedingungen in Deutschland besteht. Da in diesem Szenario noch keine Bereitstellung von Wasserstoff für andere Anwendungsbereiche betrachtet werden soll, wird ein spezifischer Erlös von 0 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub> unterstellt. Das System hat folglich keine Anreize, über die für die Speicherung von Strom wirtschaftlich sinnvolle Menge hinaus Wasserstoff zu produzieren.

In Abb. 2.3 ist die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 für das Basisszenario dargestellt. Um die nicht durch erneuerbare Energien oder KWK gedeckte Residuallast zu befriedigen, investiert das Optimierungsmodell in die



**Abb. 2.3** Entwicklung der Stromerzeugung im Basisszenario

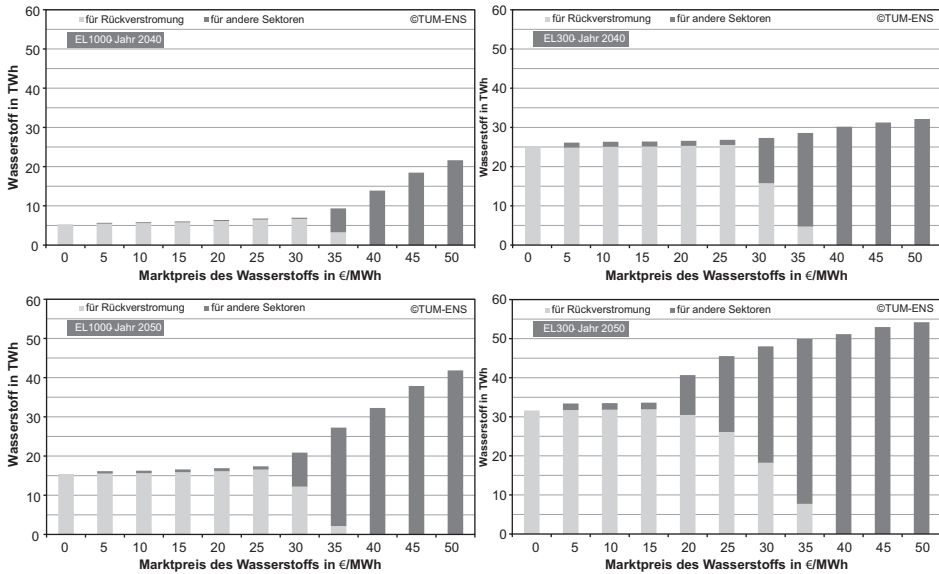
notwendigen konventionellen Kraftwerke. Der Ausbau großtechnischer Speicher ist aufgrund der stark ansteigenden Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und den damit verbundenen Überschüssen wirtschaftlich. So werden alle drei zur Verfügung stehenden Speichertechnologien im Verlauf des Betrachtungszeitraums zugebaut. Während der Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten bereits ab dem Jahr 2019 beginnt, erfolgt der Zubau von AA-CAES und Wasserstoffspeichern erst nach dem Jahr 2038. Das insgesamt neu zugebaute Speichervolumen erreicht im Jahr 2050 etwa 4,6 TWh, wobei Kavernen zur Wasserstoffspeicherung den überwiegenden Teil davon einnehmen. Verglichen mit dem heutigen Speicherbestand ergibt sich leistungsseitig eine deutlich geringere Steigerung als im Bereich der Speicherkapazität. Die insgesamt neu installierte Ladeleistung erreicht im Jahr 2050 ca. 10 GW, die Entladeleistung ca. 8 GW.

Trotz der zur Verfügung stehenden Speicheroption wird das Angebot an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK nicht vollständig genutzt, da zum einen die Integration sämtlicher Überschüsse die Investitionskosten für Speichertechnologien überproportional erhöhen würde und zum anderen die Nutzungsmöglichkeit – also die Substitution konventioneller Erzeugung – sukzessive abnimmt. Wie in Abb. 2.3 zu erkennen, wächst die Menge der nicht integrierbaren Überschüsse im Basisszenario bis zum Jahr 2050 kontinuierlich auf etwa 67 TWh an.

## 2.6.2 Sensitivitätsanalyse

Angesichts der großen Mengen ungenutzter überschüssiger Energie stellt sich die Frage, ob die verbleibenden Überschüsse aus erneuerbaren Energien und KWK durch eine flexible Wasserstoffproduktion wirtschaftlich genutzt werden könnten. Dabei ist sowohl vorstellbar, dass die bereits im Rahmen der großtechnischen Speicherung installierten Elektrolyseeinheiten zur Wasserstoffproduktion genutzt und damit stärker ausgelastet werden, als auch, dass ein weiterer Zubau von Elektrolyseuren stattfindet. Ein volkswirtschaftlicher Anreiz, den elektrolytisch erzeugten Wasserstoff an andere Anwendungsgebiete zu verkaufen anstatt zur Stromerzeugung einzusetzen, ergibt sich nur, wenn dem erzeugten Wasserstoff ein Marktwert zugeordnet wird. Innerhalb der Optimierung wird dann zwischen dem wirtschaftlichen Nutzen einer Rückverstromung des Wasserstoffs und dem Verkauf an einem angenommenen Wasserstoffmarkt abgewogen.

In Abb. 2.4 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse bezüglich des Marktwerts des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs und der Investitionskosten für Elektrolyseure dargestellt. Die oberen beiden Diagramme zeigen die Situation für das Jahr 2040, die unteren beiden für das Jahr 2050. In den beiden linken Diagrammen wurden Investitionskosten von 1000 €/kW für das Elektrolysesystem unterstellt, in den rechten beiden von 300 €/kW. Dargestellt ist die jährliche Wasserstoffproduktion in Abhängigkeit des unterstellten Erlöses für Wasserstoff. Die Produktionsmenge lässt sich in einen zur Rückverstromung genutzten Anteil und einen am Markt verkauften Anteil untergliedern. Der



**Abb. 2.4** Vergleich der erzeugten Wasserstoffmengen für die Jahre 2040 (oben) und 2050 (unten) bei Variation der Elektrolyseurkosten (links 1000 €/kW, rechts 300 €/kW) und des erzielbaren Wasserstoffpreises

Marktwert des Wasserstoffs wurde in den Szenarios jeweils über den gesamten Betrachtungszeitraum als konstant angenommen.

Auf eine Darstellung früherer Jahre wurde verzichtet, da bei Elektrolyseurkosten von 1000 €/kW sowohl die Speicherung als auch der Verkauf von Wasserstoff im Wesentlichen erst nach dem Jahr 2030 eine Rolle spielen. Bei Investitionskosten von 300 €/kW wird die Wasserstoffnutzung hingegen bereits im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 relevant.

In allen Diagrammen zeigt sich bei steigendem Marktpreis ein Übergang der Wasserstoffnutzung von der Speicherung mit Rückverstromung zum Verkauf am Markt. Ebenfalls entsteht ein mehr oder weniger breiter Mischbereich, in welchem Wasserstoff sowohl gespeichert als auch verkauft wird. Die geringe am Markt platzierte Wasserstoffmenge bei niedrigeren Erlösen (z. B. bei Elektrolyseurkosten von 1000 €/kW im Jahr 2040 in einem Bereich des Wasserstoffpreises von 5 bis 30 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub>) resultiert aus der Modellierung in Jahresschritten. Obwohl bei den in diesen Fällen unterstellten Wasserstoffpreisen die Rückverstromung des Wasserstoffs prinzipiell rentabler ist, kann es mangels geeigneter Entlademöglichkeiten am Jahresende sinnvoll sein, überschüssige Mengen Wasserstoff am Markt zu verkaufen. Dies hat jedoch keine grundsätzliche Aussagekraft im Hinblick auf die Konkurrenzsituation zwischen Wasserstoffspeicherung und -verkauf.

Die Ergebnisse decken sich in ihrer Grundaussage mit den Resultaten in der Studie der NOW [18]. Auch hier werden für die Integration der Überschüsse aus erneuerbaren Energien sowohl der Speicherpfad im Stromsystem als auch die Vermarktung gegenübergestellt.

Bei angenommenen Investitionskosten von 300 €/kW für Elektrolyseure ergibt sich erwartungsgemäß ein deutlich höheres Niveau der Wasserstoffproduktion als im Fall von 1000 €/kW. So ist die Menge des gespeicherten und zur Rückverstromung eingesetzten Wasserstoffs im Jahr 2050 im Fall ohne Verkauf (0 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub>) bei niedrigerem Investitionskostenniveau etwa doppelt so groß. Des Weiteren wird Wasserstoff bereits zu niedrigeren Marktpreisen verkauft und der Mischbereich von Rückverstromung und Verkauf ist breiter. Ab einem Marktpreis von 40 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub> wird der erzeugte Wasserstoff bei beiden Investitionskostenniveaus ausschließlich am Markt platziert.

Aus dem Vergleich der Diagramme für die Jahre 2040 und 2050 wird ersichtlich, dass der Verkauf von Wasserstoff im Verlauf des Betrachtungszeitraums tendenziell stärker zunimmt als die Speicherung. Bei geringeren Kosten für die Elektrolyseeinheit ist dieses Verhalten stärker ausgeprägt. Des Weiteren ist ein Verkauf von Wasserstoff im Jahr 2050 zu Preisen wirtschaftlich, welche im Jahr 2040 noch keinen ausreichenden Anreiz bieten.

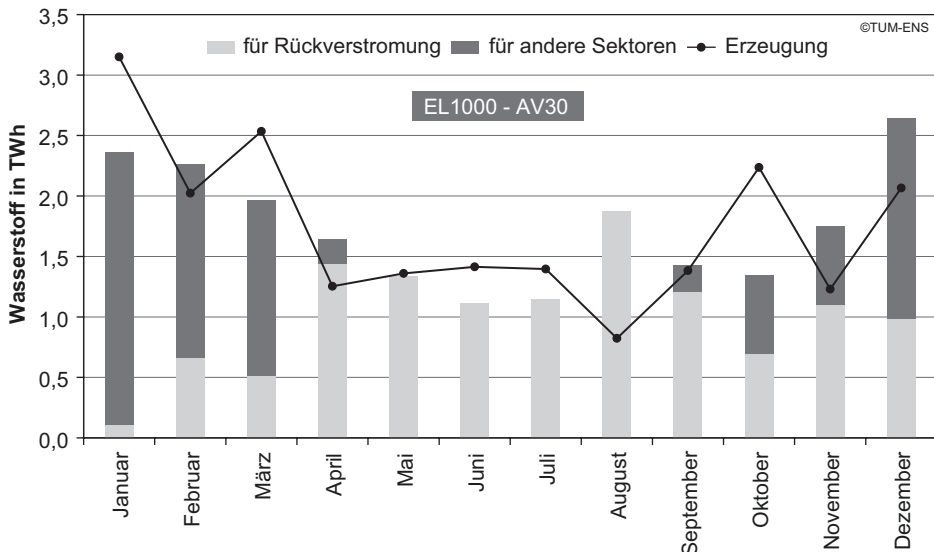
Um diese Ergebnisse besser verstehen zu können, müssen zunächst die Entwicklungen im Stromsystem betrachtet werden. So führt der starke Ausbau an erneuerbaren Energien zu Überschüssen, die volkswirtschaftlich als nahezu kostenloses Stromangebot betrachtet werden können. Die anfallenden Kosten für die Wasserstoffproduktion werden somit im Wesentlichen durch die Investitionskosten für die Elektrolyseanlage bestimmt. Bei der Substitution konventioneller Stromerzeugung durch Wasserstoffrückverstromung sind zwei Effekte zu beobachten. Zum einen nehmen die Erlösmöglichkeiten für die Speicherung im Laufe des Betrachtungszeitraums zu, da die unterstellten steigenden Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise die variablen Kosten der konventionellen Erzeugung verteuern und somit die wirtschaftliche Attraktivität für die Speicherung steigt. Allerdings führt der wachsende Anteil an erneuerbaren Energien auch zu einer Abnahme der potenziell zu ersetzenden Erzeugung, da das Volumen der konventionellen Strommenge immer geringer wird. Zusammengefasst bedeutet dies, dass zwar die spezifischen Erlöse je elektrischer Energieeinheit für die Speicherung steigen, die Anzahl der Zeitpunkte, zu welchen Speicher konventionelle Erzeugung ersetzen können, jedoch deutlich abnimmt. Damit wird im Verlauf des Betrachtungszeitraums eine weitere Investition in die Wasserstoffspeicherung, mit den dafür zusätzlich zum Elektrolyseur benötigten Komponenten für Speicherung und Rückverstromung, immer weniger sinnvoll. Ein steigendes Niveau des am Markt erzielbaren Wasserstoffpreises verstärkt diesen Effekt, da kein Speichereinsatz mit spezifischen Erlösen unterhalb des Wasserstoffpreises realisiert wird. Ab einem Marktpreis von 40 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub> reichen die Einsatzzeitpunkte mit höheren Erlösmöglichkeiten für den Wasserstoffspeicher nicht mehr aus, um die Investitionskosten zu decken. Der Wasserstoff wird folglich ausschließlich für andere Sektoren erzeugt und folglich am Markt verkauft.

### 2.6.3 Saisonalität und Strommix der Wasserstoffnutzung

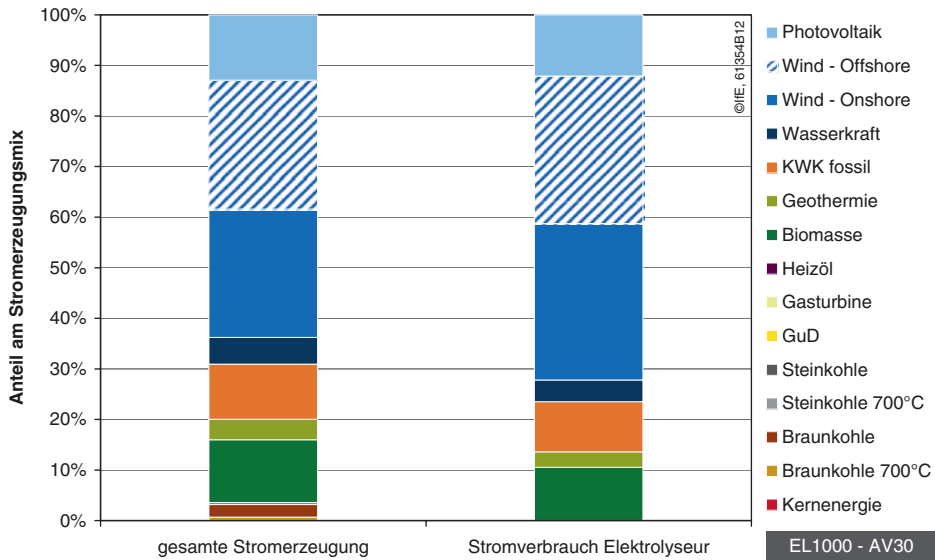
Für eine nähere Untersuchung der Zusammenhänge von Erzeugung, Speicherung und Verkauf von Wasserstoff ist in Abb. 2.5 der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff und dessen Nutzung im saisonalen Verlauf für das Jahr 2050 dargestellt. Betrachtet wird hier exemplarisch das Szenario mit Elektrolyseurkosten von 1000 €/kW und einem Wasserstoffpreis von 30 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub>, da bei dieser Parameterkombination sowohl die Speicherung mit Rückverstromung als auch die Nutzung des Wasserstoffs in anderen Sektoren realisiert werden.

Zwei wesentliche Effekte werden in Abb. 2.5 deutlich. Zum einen ist die Wasserstoffherzeugung im Sommer insgesamt deutlich geringer als im Winter. Dieses Verhalten spiegelt die Saisonalität der Überschüsse wider, die in erster Linie auf das höhere Windangebot und die höhere KWK-Erzeugung im Winter zurückzuführen sind. Die beiden gegenläufigen Tendenzen – eine niedrigere Last und eine höhere Fotovoltaik-Einspeisung im Sommer – gleichen diesen Effekt nicht aus.

Zum anderen wird das überschüssige Energieangebot im Winter zum einen Teil in Form von Wasserstoff gespeichert und im Sommer als Erzeugung in der Grundlast zur Verfügung gestellt, während der andere Teil umgehend als Wasserstoff an andere Anwendungsbereiche verkauft wird. Im Sommer spielt der Verkauf hingegen keine Rolle, da die Überschüsse geringer ausfallen und im Wesentlichen von den kurzfristigen Zyklen der



**Abb. 2.5** Saisonaler Verlauf der Wasserstoffproduktion und -nutzung im Jahr 2050 bei Elektrolyseurkosten von 1000 €/kW und einem erzielbaren Wasserstoffpreis von 30 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub>

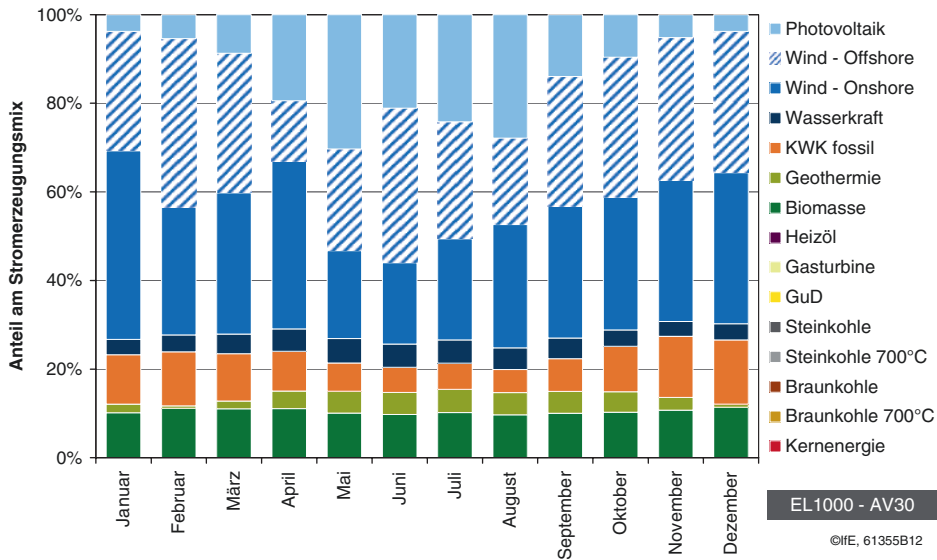


**Abb. 2.6** Vergleich der Erzeugungsanteile an der gesamten Stromerzeugung und am Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion im Jahr 2050 bei Elektrolyseurkosten von 1000 €/kW und einem erzielbaren Wasserstoffpreis von 30 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub>

Fotovoltaik verursacht sind, welche jeweils in der folgenden Nacht mithilfe kurzfristiger Speicher (z. B. PSW) genutzt werden können.

Die Erzeugung von Wasserstoff erfolgt aus wirtschaftlichen Gründen zu Zeitpunkten mit geringen Stromerzeugungskosten. Die günstigsten sind dabei Zeitpunkte mit überschüssiger Energie aus vorrangig ins Netz eingespeister Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK. Die Kosten zu allen weiteren Zeitpunkten werden von konventionellen Kraftwerken und deren Brennstoffkosten bestimmt. In Abb. 2.6 ist für das Szenario mit Elektrolyseurkosten von 1000 €/kW und einem Wasserstoffpreis von 30 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub> rechts der Strommix der Elektrolyseure für das Jahr 2050 dargestellt. Zum Vergleich dienen die Erzeugungsanteile der gesamten Stromerzeugung in diesem Jahr (links). Der Gesamtstrommix besteht zu etwa 95 %, der von den Elektrolyseuren genutzte Strom zu 100 % aus vorrangiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK. Im Modell wird Wasserstoff – abgesehen von KWK-Erzeugung – nicht mit Strom aus konventionellen Kraftwerken produziert. Der Mix der vorrangigen Erzeugung, der für die Wasserstoffproduktion genutzt wird, unterscheidet sich jedoch vom Gesamtmix. So trägt die Windenergie überproportional zur Wasserstoffproduktion bei, wohingegen alle anderen Erzeugungstechnologien geringfügig an Anteilen verlieren.

Eine genauere Darstellung des Strommix für die Wasserstofferzeugung in monatlicher Auflösung zeigt Abb. 2.7. Hier wird noch einmal das bereits erwähnte Erzeugungsprofil



**Abb. 2.7** Saisonaler Verlauf der Erzeugungsanteile am Stromverbrauch der Wasserstoffproduktion im Jahr 2050 bei Elektrolyseurkosten von 1000 €/kW und einem erzielbaren Wasserstoffpreis von 30 €/MWh<sub>H<sub>2</sub></sub>

des Windes mit einer höheren Erzeugung während der Wintermonate deutlich. Ebenso stellt sich in den Sommermonaten ein höherer Anteil an Fotovoltaikstrom ein.

## 2.7 Fazit und Zusammenfassung

Der in den Betrachtungen unterstellte massive Ausbau an erneuerbaren Energien lässt die großtechnische Speicherung elektrischen Stroms als wirtschaftliche Zukunftsoption erscheinen. Wesentlicher Treiber der Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien sind dabei die strukturell bedingten Erzeugungsüberschüsse aus den fluktuierend einspeisenden Wind- und Fotovoltaik-Anlagen. Neben Pumpspeicherkraftwerken und adiabaten Druckluftspeichern findet auch das betrachtete Wasserstoffspeichersystem mit Elektrolyse und Rückverstromung mittels GuD-Kraftwerk einen wirtschaftlichen Platz im Speicherportfolio. Die vergleichsweise geringen Kosten für die Speicherkapazität bei dieser Technologie führen vor allem zu einem Einsatz in der saisonalen Speicherung.

Neben der großtechnischen Speicherung innerhalb des Stromsystems wurde auch ein möglicher Verkauf des elektrolytisch erzeugten Wasserstoffs an andere Anwendungsbereiche untersucht und die daraus resultierenden Rückwirkungen auf das Stromsystem ermittelt. Je höher die dabei unterstellten spezifischen Erlöse am Wasserstoffmarkt sind, desto geringer wird die Wirtschaftlichkeit der Speicherung. Die Überschüsse aus erneuerbaren

Energien werden dann durch die zusätzliche flexible Last der Wasserstoffproduktion integriert. Der Verkauf des Wasserstoffs zeigt unter den getroffenen Annahmen saisonales Verhalten, was mit der ebenfalls stark saisonal geprägten Windstromeinspeisung korreliert. Die Kostenannahmen für die Elektrolyseanlagen wirken sich stark auf das Volumen der Wasserstoffnutzung aus, verschieben jedoch nur in geringem Maße das Verhältnis zwischen Rückverstromung und Verkauf des erzeugten Wasserstoffs.

Die Menge an außerhalb des Stromsystems nutzbarem Wasserstoff beträgt je nach betrachteter Parameterkombination zwischen etwa 10 und 50 TWh, was etwa 3 bis 17 Mrd.  $\text{m}_n^3$  entspricht. Derzeit werden in Deutschland jährlich etwa 8 Mrd.  $\text{m}_n^3$  produziert [19]. Die Untersuchungen in diesem Kapitel legen nahe, dass der heute in Deutschland genutzte Wasserstoff im Rahmen der Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem auch durch Elektrolyse bereitgestellt werden könnte.

---

## Literatur

1. Kuhn, P., Kühne, M., Heilek, C.: Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher, Abschlussbericht. Verbundprojekt im Rahmen der Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21) Phase II, Teilprojekt BY 1 E. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München. Online-Veröffentlichung: <http://mediatum.ub.tum.de/node?id=1115629>, München (2012)
2. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin (2010)
3. Gesetz über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze (NABEG) vom 28. Juli 2011. Bundesgesetzblatt (2011) Teil I Nr. 43, S. 1690–1702 (2011)
4. Kuhn, P.: Speicherbedarf im Stromnetz. In: Energieeffizienz – eine stete Herausforderung an Wissenschaft und Praxis, Tagungsband zur FfE-Fachtagung 2011, FfE-Schriftenreihe – Bd. 30, München, Mai (2011)
5. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt (2009)
6. DEWI, 50Hertz Transmission, EWI, Amprion, EnBW Transportnetze, Fraunhofer IWES, TenneT: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025 (dena-Netzstudie II). Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, November (2010)
7. ADELE – der adiabate Druckluftspeicher für die Elektrizitätsversorgung. RWE Power AG, Essen/Köln, [www.rwe.com/rwepower](http://www.rwe.com/rwepower). Zugegriffen: Januar (2010)
8. Raksha, T.: Untersuchung von Wasserstoffsystemen zur großtechnischen Speicherung elektrischer Energie. Diplomarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Universität München, München (2010)
9. Bajohr, S., Götz, M., Graf, F., Orloff, F.: Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. In: gwf – Gas/Erdgas, S. 200–210, April (2011)
10. Kuhn, P.: Iteratives Modell zur Optimierung von Speicherausbau und -betrieb in einem Stromsystem mit zunehmend fluktuierender Erzeugung. Dissertation an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität München, München (2012)

11. Kuhn, P., Kühne, M.: Optimierung des Kraftwerks- und Speicherausbaus mit einem iterativen und hybriden Modell. In: Optimierung in der Energiewirtschaft. VDI-Berichte 2157, 9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, Nürtingen, 22.-23. November 2011. Düsseldorf, 2011: VDI-Verlag, S. 305–317 (2011)
12. Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31.07.2011 (13.AtGÄndG). Bundesgesetzblatt (2011) Teil I Nr. 43, S. 1704–1705 (2011)
13. VGB Power Tech e. V. (VGB): Technisch-wissenschaftliche Berichte „Wärme­kraftwerke“ – Verfügbarkeit von Wärme­kraftwerken 2000–2009. Essen (2010)
14. DLR, IWES, IFNE: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146. Stuttgart, Kassel, Teltow, 29. März (2012)
15. Gobmaier, T. et al: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens, Endbericht. Verbundprojekt im Rahmen der Forschungsinitiative Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21) Phase II, Teilprojekt KW21 BY 3E. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE). München, (2012)
16. Adamek, F., Aundrup, Th., Glaunsinger, W., Kleimeier, M. et al.: Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050 (Gesamttext). Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE), Frankfurt a. M., Juni (2012)
17. KBB UT, Sabine Donadei: Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen – Erfahrungen, Anforderungen, Aktivitäten; DBI-Fachforum Energiespeicher-Hybridnetze, Berlin, Zugriffen : 12. Sept. 2012
18. Präsentationen zum Workshop zur NOW-Studie „Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem“. Berlin, 28. Januar 2013. <http://www.now-gmbh.de/de/presse/2013/studie-zur-integration-von-wind-wasserstoff-systemen.html>. Zugriffen: 12. März 2013
19. Pressemitteilung zur „18th World Hydrogen Energy Conference 2010“: Der Energieträger Wasserstoff: Emissionsarme und effiziente Mobilität. The Linde Group. Essen, 17. Mai 2010. [http://www.whec2010.com/fileadmin/Content/Press/Press\\_Conference/WHEC2010PM\\_Linde\\_Papier\\_H2\\_dt.pdf](http://www.whec2010.com/fileadmin/Content/Press/Press_Conference/WHEC2010PM_Linde_Papier_H2_dt.pdf). Zugriffen: 12. März 2013



<http://www.springer.com/978-3-662-53359-8>

Wasserstoff und Brennstoffzelle

Technologien und Marktperspektiven

Töpler, J.; Lehmann, J. (Hrsg.)

2017, XII, 368 S. 161 Abb., 113 Abb. in Farbe. Book +  
eBook., Hardcover

ISBN: 978-3-662-53359-8