

# Vergleich des Einflusses zentraler und dezentraler Wasserstoffinfrastrukturen auf die zukünftige Stromversorgung Deutschlands

## Themenbereich 3: Erzeugungstechnologien

Karl-Kiên Cao<sup>1</sup>, Dominik Heide, Thomas Pregger

Institut für Technische Thermodynamik, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, +49711 6862-459, karl-kien.cao@dlr.de, www.DLR.de/tt

### Kurzfassung:

Der folgende Beitrag zeigt, dass die Nutzung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff Vorteile in Hinblick auf die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien (fEE) in Stromversorgungssysteme bietet. Anhand modellbasierter Szenario-Analysen für die zukünftige Stromversorgung in Deutschland wurden im Rahmen des Projekts „PlanDelyKaD“<sup>2</sup> die zwei Wasserstoffnutzungspfade Rückverstromung und Mobilität hinsichtlich ihrer Auswirkung auf die Abregelung fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung untersucht. Die Untersuchungsergebnisse zeigen, dass im Vergleich zu einem Referenzszenario ohne Wasserstoffnutzung die Abregelung von Windkraftanlagen vor allem in Nordwestdeutschland abnimmt. Ein hierfür ausschlaggebender Faktor ist bei der Gegenüberstellung von zentral und dezentral geprägten Wasserstoffinfrastrukturen die verfügbare Speicherkapazität von Wasserstoffspeichern, aber auch die generell vorausgesetzte flexibilisierte Betriebsweise der Elektrolyseure.

**Keywords:** Wasserstoff, Abregelung, Integration erneuerbarer Energien, Energiesystemmodellierung

## 1 Hintergrund und zentrale Fragestellung

Die Sicherstellung einer effizienten Stromversorgung in einem Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien (fEE) stellt eine große Herausforderung dar. Es besteht die Befürchtung, dass ein Großteil potentiell nutzbarer erneuerbarer Energiemengen zu bestimmten Zeitpunkten beispielsweise aufgrund technischer Restriktionen (z.B. begrenzter Kapazitäten zur Stromübertragung) oder ungenügender Systemflexibilität<sup>3</sup> nicht genutzt

---

<sup>1</sup> Jungautor

<sup>2</sup> „Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck“, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages

<sup>3</sup> Als Systemflexibilität wird hier die Möglichkeit zur räumlichen und oder zeitlichen Verschiebung von Energiemengen zur Anpassung von Erzeugung und Nachfrage in einem Energiesystem bezeichnet.

werden kann. Überschüssigen Erzeugungsleistungen in Zeiten eines großen Dargebots an Wind und Sonne stehen Zeiten mit Lastunterdeckung gegenüber (Windflauten, Nachtstunden), für die hohe regelbare Erzeugungsleistungen bereitgehalten werden müssen. Der regenerativen Erzeugung bzw. Nutzung chemischer Energiespeicher kann hier eine bedeutende Rolle zukommen [1]. Die Elektrolyse von Wasserstoff und dessen anschließende Speicherung und Nutzung als synthetischer Energieträger ermöglichen sowohl den Ersatz fossiler Brenn- und Kraftstoffe für flexible Stromerzeuger und den Transportsektor als auch den Ausgleich saisonaler Schwankungen von fEE.

Für die Gestaltung einer Infrastruktur zur Wasserstoffnutzung existiert ein breites Spektrum technischer Umsetzungsmöglichkeiten. Salzkavernen vor allem im Norden, aber auch in der Mitte Deutschlands bieten große Potentiale zur Speicherung von Wasserstoff aus Windenergieüberschüssen. Diese Energie muss zur flächendeckenden Versorgung, insbesondere wenn auch eine Nutzung in west- und süddeutschen Lastzentren in Betracht gezogen wird, über weite Strecken transportiert werden. Dies kann über die Nutzbarmachung der vorhandenen Infrastruktur des Gasnetzes, den Bau von Druckwasserstoff-Pipelines oder den Transport von Flüssigwasserstoff mit Tanklastzügen bewerkstelligt werden [2]. Eine weitere Alternative dazu ist der Energietransport über Stromübertragungsnetze und die On-Site-Erzeugung und -Speicherung des Wasserstoffs. Dieser kann anschließend zum Betanken von wasserstoffbetriebenen Fahrzeugen, zur Rückverstromung oder zur Versorgung industrieller Großabnehmer genutzt werden.

Die genannten Strukturoptionen unterscheiden sich nicht nur hinsichtlich der Kosten, die direkt mit ihrem Aufbau und Betrieb verbunden sind. Ferner wirken sich verschiedene Gesamtwirkungsgrade und die Ausprägung von technischen Restriktionen, wie Speicher- und Übertragungskapazitäten unterschiedlich auf die Systemflexibilität aus. Dies hat wiederum einen direkten Einfluss auf die Abregelung fluktuierender erneuerbarer Strommengen und beeinflusst damit auch das Ausmaß an benötigten Stromerzeugungskapazitäten.

Ziel der folgenden Untersuchung ist es anhand dieser Charakteristika Wasserstoffinfrastrukturen zu identifizieren, welche die Nutzbarmachung der fEE-Potentiale in einem zukünftigen Energiesystem aus volkswirtschaftlicher Sicht begünstigen. Analysiert werden die Wasserstoff-Nutzungspfade Rückverstromung und Einsatz als Kraftstoff im Transportsektor in Deutschland. Dies geschieht jeweils für eine zentrale und eine dezentralen Infrastrukturvariante und unter Berücksichtigung des Kraftwerkseinsatzes in einem europäischen Stromversorgungssystem.

## **2 Methodik**

### **2.1 Grundlegende Annahmen**

Die Rahmenannahmen für die Szenarien-Analyse bauen auf den Studien [3] und [8] auf. Die Grundlage hierfür bilden zwei in sich konsistente Mengengerüste, welche technologische Entwicklungspfade, installierte Kraftwerkskapazitäten und den Sektor übergreifenden Strombedarf Deutschlands in einem europäischen Kontext für das Jahr 2050 definieren und mit den Zielen des Energiekonzepts der deutschen Bundesregierung konform gehen. Die beiden Mengengerüste unterscheiden sich im Wesentlichen in ihren Annahmen

hinsichtlich der eingesetzten Energieträger im Individualverkehr. Während das erste Mengengerüst von einer sehr starken Rolle der Elektromobilität ausgeht und neben Strom und Biokraftstoffen kein dritter erneuerbarer Kraftstoff eingeführt wird, spielt im zweiten Mengengerüst Wasserstoff als komplementärer Energieträger eine signifikante Rolle. Da die Wasserstoffmobilität im Gegensatz zur reinen Elektromobilität ausgehend von der Stromerzeugung mit höheren Umwandlungsverlusten behaftet ist, werden in diesem Fall zusätzlich installierten Kraftwerkskapazitäten aus Wind und Photovoltaik vorausgesetzt.

## 2.2 Definition der Wasserstoff-Nutzungspfade

Darauf aufbauend wird die Wasserstoffnutzung für zwei grundlegende Anwendungsfälle gemäß Tabelle 1 betrachtet, wobei im reinen Rückverstromungsfall („RV“) die PKW-Fahrzeugflotte ausschließlich aus Plug-in-Hybriden und batterieelektrischen Fahrzeugen besteht, während sie im Mobilitätsfall („Mob“) zum Teil mit Wasserstoff betrieben wird. Zusätzlich wird ein dritter Anwendungsfall definiert, der eine kombinierte Wasserstoffnutzung erlaubt („Mob&RV“).

Wasserstoff-Nutzungspfad	Kraftwerksleistung [GW]		Stromverbrauch im Verkehrssektor [TWh/a]
	Wind	PV	
Rückverstromung (RV)	90,1	76,1	80,43
Mobilität (Mob)	98,9	80,2	132,55

**Tabelle 1: Wasserstoffnutzungspfade für Deutschland im Jahr 2050**

Wie in Tabelle 2 zu sehen ist, erfolgt eine weitere Unterteilung der Nutzungspfade in Szenario-Varianten jeweils für eine zentral bzw. dezentral geprägte Wasserstoffinfrastruktur. Diese unterscheiden sich u.a. in Bezug auf verfügbare Speicherkapazitäten und den Ort der Wasserstoffverwertung sowie die Dimensionierung der wesentlichen Elemente zur Wasserstoff-erzeugung, Speicherung und Verwertung. Deren techno-ökonomische Parameter, primär die Wirkungsgrade der Elektrolysesysteme, wurden im Rahmen der Studie PlanDelyKaD ermittelt [9].

Szenario-Varianten	Erzeugung	Speicherung	Verwertung	Wesentliche Restriktionen
Rückverstromung (RV)	Zentral	Großtechnische Elektrolyse an Kavernenstandorten	Salzkavernen	Übertragungskapazität, Rückverstromungsleistung
	Dezentral		On-Site-Rückverstromung mit GuD	
Mobilität (Mob)	Zentral	Großtechnische Elektrolyse an Kavernenstandorten	Salzkavernen	Speicherkapazität
	Dezentral		Druckbehälter	

**Tabelle 2: Charakterisierung von Szenario-Varianten für zentrale und dezentrale Wasserstoffinfrastrukturen**

Die Leistung der deutschlandweit installierten und flexibel betreibbaren Elektrolyseure (vgl. Tabelle 4) wird aus den in [3] zur Rückverstromung vorgesehenen bzw. zur Deckung der Wasserstoffnachfrage erforderlichen Energiemengen und einer angenommenen durchschnittlichen Auslastung pro Jahr bestimmt. Die Speicherkapazität wird für Salzkavernenspeicher in erster Näherung als unbegrenzt, für Druckbehälter hingegen auf 52,1 GWh begrenzt angenommen (ausreichend zur Deckung der Wasserstoffnachfrage für einen Tag).

Mit dem Mengengerüst des Nutzungspfads der Wasserstoffrückverstromung wird ferner eine Szenario-Variante ohne Wasserstoffinfrastruktur als „Referenz“ festgelegt. Außerdem werden ebenfalls für „Mob&RV“ jeweils eine zentrale und dezentrale Infrastrukturvariante definiert, welche basierend auf dem Mengengerüst für Wasserstoffmobilität zusätzlich die Option zur Rückverstromung vom Wasserstoff vorsehen.

Die Ermittlung von abgeregelten Strommengen, Speicherfüllständen und Kraftwerksauslastungen wird mit dem am DLR entwickelten Energiesystemmodell REMix durchgeführt. Mit diesem linearen Optimierungsmodell wird in stündlicher Auflösung der aus volkswirtschaftlicher Sicht kostenminimale Betrieb (Dispatch) des europäischen Stromversorgungssystems bestimmt. Um den Einfluss der definierten Szenario-Varianten zur Wasserstoffnutzung auf die Abregelung hervorzuheben, ist dessen Flexibilität auf den Einsatz von Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerken sowie gesteuertes Laden von elektrischen betriebenen PKWs beschränkt. KWK-Anlagen (wie u.a. Biomassekraftwerke) werden ausschließlich wärmegeführt betrieben.

### 2.3 Regionalisierung

Zur Berücksichtigung von Übertragungsengpässen im Stromtransportnetz wird das betrachtete Energiesystem regional aufgelöst. Basierend auf einer Aggregation des Regionenmodells der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [4] wird Deutschland in sechs Regionen unterteilt (Abbildung 1), sodass insbesondere der Stromtransport über die geplanten HGÜ-Korridore des Netzentwicklungsplans (NEP) [5] abgebildet werden kann. Unter der Annahme eines langfristig zunehmenden Stromübertragungsbedarfs zwischen Nord und Süd werden deren Übertragungskapazitäten für das Jahr 2050 modellexogen erhöht bzw. ergänzt (Tabelle 3). Dagegen werden die Kapazitäten des Drehstromübertragungsnetzes abgesehen von einer angenommen Realisierung sämtlicher Projekte aus [6] nicht erhöht. Die deutschlandweit zu installierende Elektrolyseleistung wird für den Nutzungspfad der Rückverstromung proportional zum in [9] ermittelten Kavernenspeicherpotential den jeweiligen Region zugeordnet. Im Fall der Wasserstoffmobilität wird sie anhand der Anzahl der pro Landkreis im Jahr 2011 zugelassenen Kraftfahrzeuge verteilt [7].



**Abbildung 1: Regionale Aufteilung Deutschlands [8]**

Von	Nach	NEP-Korridor	Kapazität [GW]
D Nord	D West	A + B	10,0
D West	D Süd-West	A	3,0
D Nord	D Süd-West	C	9,0

Ferner wird davon ausgegangen, dass aus Kostengründen eine zentrale Versorgung von Wasserstofftankstellen nur innerhalb einer bestimmten Entfernung von Kavernenstandorten sinnvoll ist. In den Regionen „D Süd-West“, „D Süd-Ost“ und teilweise „D West“ wird somit stets dezentrale Wasserstoffmobilität vorausgesetzt.

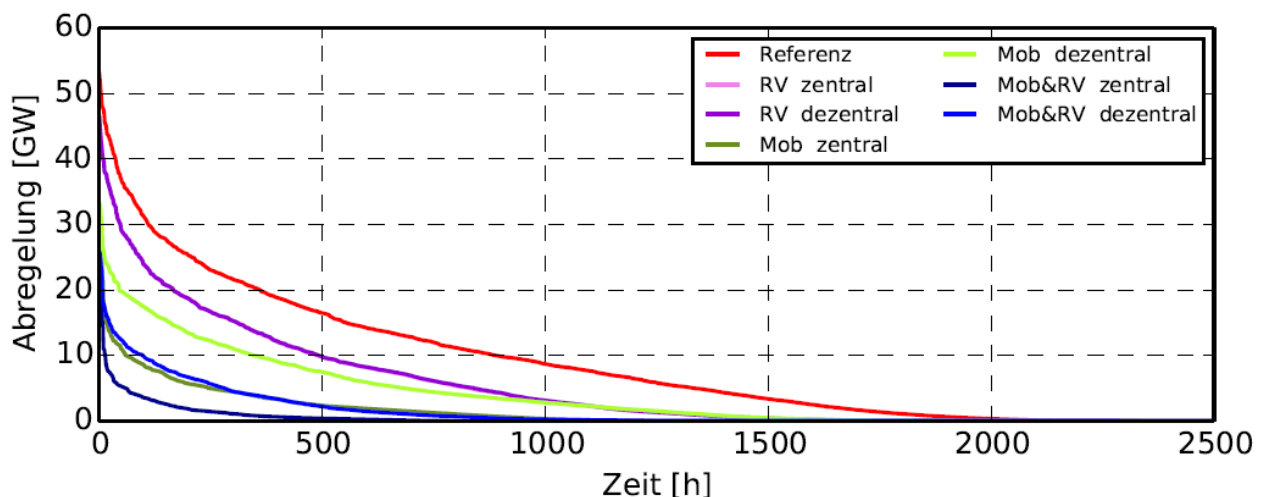
D Ost	D Süd-Ost	D	3,0
D Nord	D Ost		2,2

**Tabelle 3: Übertragungskapazitäten innerdeutscher HGÜ-Verbindungen im Jahr 2050**

### 3 Ergebnisse

Abbildung 2 zeigt die Jahresdauerlinien der Abregelung für alle definierten Szenario-Varianten. Generell ist hier ein Rückgang der Abregelung für alle betrachteten Varianten mit Wasserstoffnutzung gegenüber dem Referenzszenario zu sehen. Sowohl die Anzahl der Stunden im Jahr, in denen Strom aus erneuerbaren Energiequellen abgeregelt wird<sup>4</sup>, als auch die Spitzenleistung der Abregelung reduzieren sich. Letzteres korreliert dabei direkt mit der vorhandenen Elektrolyseleistung in der jeweiligen Szenario-Variante, d.h. je mehr Elektrolyseure installiert sind, desto höher liegt die Leistungsgrenze, bis zu welcher die Überschüsse genutzt werden können.

Im Vergleich der jeweils dezentralen und zentralen Infrastrukturvarianten wird deutlich, dass sich die Abregelung im Fall der Rückverstromung von Wasserstoff kaum unterscheidet (die korrespondierenden Jahresdauerlinien für „RV Zentral“ und „RV Dezentral“ überlagern sich in Abbildung 2). Sobald dieser aber als Kraftstoff für den Individualverkehr eingesetzt wird, fällt die Reduktion der Abregelung gegenüber dem Referenzfall in den zentralen Szenario-Varianten deutlicher aus, obwohl die vorhandene Elektrolyseleistung jeweils identisch mit derjenigen im dezentralen Fall ist (vgl. „Mob Zentral/Dezentral“ und ebenso „Mob&RV Zentral/Dezentral“ in Tabelle 4).



**Abbildung 2: Jahresdauerlinien der Abregelung in den betrachteten Szenario-Varianten für Deutschland**

<sup>4</sup> Beispielsweise reduziert sich die Anzahl der Stunden mit Abregelungen über 10 MWh um 21% von 2188 h in „Referenz“ auf 1731 h in „RV Zentral“ bzw. um bis zu 65% (773 h) in „Mob&RV Zentral“.

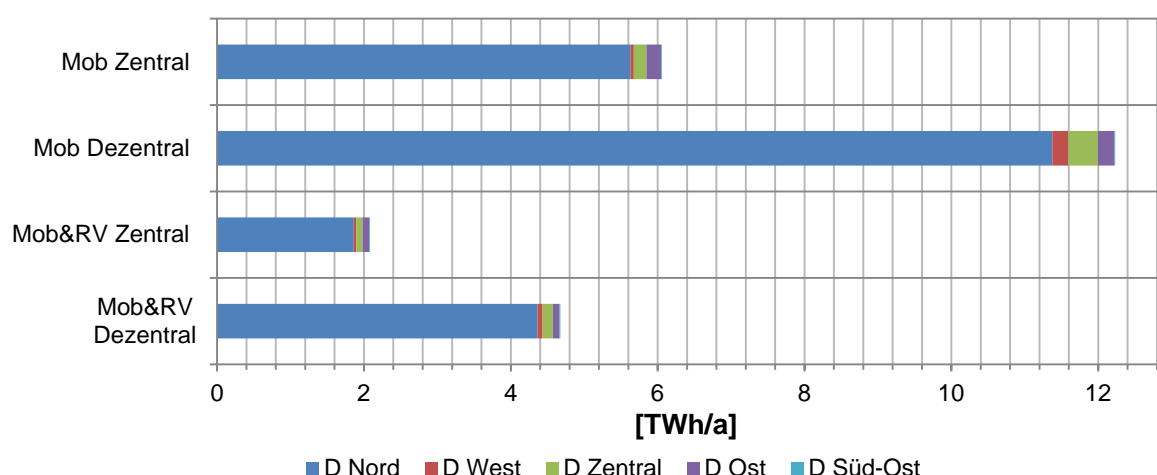
Leistung [GW]	RV	RV	Mob	Mob	Mob&RV	Mob&RV
	Zentral	Dezentral	Zentral	Dezentral	Zentral	Dezentral
Elektrolyse	7.15	7.15	35.42	35.42	42.57	42.57
Reduktion der max. Abregelung	6.68	6.72	25.18	19.61	32.19	27.32

**Tabelle 4: in Deutschland installierte Elektrolyseleistung und Reduktion der maximal abgeregelten Stromerzeugung von fEE gegenüber dem Referenzfall in den betrachteten Szenario-Varianten**

Ähnliches lässt sich bei der Gegenüberstellung der Jahressumme abgeregelter Strommengen beobachten. Diese betragen im Referenzfall 27,8 TWh, was ca. 5% des hier für das Jahr 2050 angenommenen Stromverbrauchs für Deutschland entspricht.

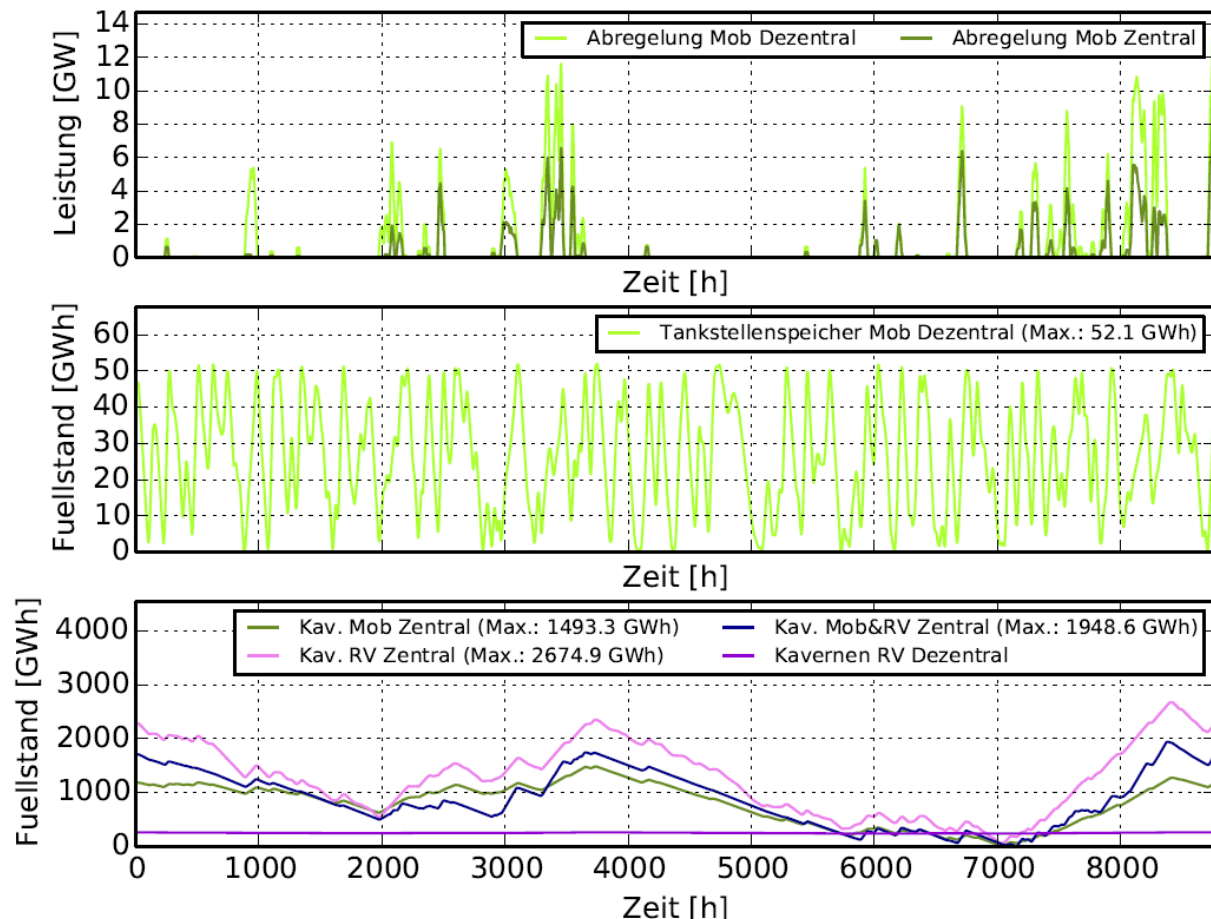
Da sich die Jahressumme der Abregelung offensichtlich aufgrund des nahezu identischen Verlaufs der Jahresdauerlinien in „RV Zentral“ und „RV Dezentral“ kaum unterscheidet, ist sie in Abbildung 3 lediglich für die Szenario-Varianten, welche Wasserstoffmobilität berücksichtigen, dargestellt. Sie wird hier zusätzlich regional differenziert abgebildet. Dadurch wird deutlich, dass sie vorrangig vom Abregelungsverhalten der Region „D Nord“ geprägt ist (wobei es sich hier nahezu ausschließlich um ungenutzte Stromerzeugung aus Windkraft handelt). Hingegen wird vor allem in den süddeutschen Regionen annähernd die gesamte elektrische Energie aus fEE genutzt.

Mit 6,1 TWh Abregelung in „Mob Zentral“ können gegenüber „Mob Dezentral“ (12,2 TWh Abregelung) zusätzlich 6,1 TWh erneuerbaren Stroms für die Wasserstoffherzeugung genutzt werden. Dieser Effekt ist ebenso beim Vergleich von „Mob&RV Zentral“ und „Mob&RV Dezentral“ feststellbar. Aufgrund der zusätzlich verfügbaren Rückverstromungsoption bzw. Elektrolyseleistung sinkt die Abregelung gegenüber „Mob Zentral“ und „Mob Dezentral“ nochmals auf 4,7 bzw. 2,1 TWh. Die Abnahme der Abregelung bedeutet hier allerdings nicht, dass die zusätzlich vorhandenen erneuerbaren Strommengen vollständig im System genutzt werden können, da Umwandlungsverluste für Elektrolyse und Rückverstromung ebenfalls mit ihnen gedeckt werden müssen.



**Abbildung 3: regional differenzierte Jahressumme der Abregelung in den betrachteten Szenario-Varianten mit Wasserstoffmobilität für Deutschland**

Da sich die zwei Szenario-Varianten (zentral/dezentral) für Wasserstoffmobilität im Wesentlichen hinsichtlich der verfügbaren Speicherkapazität unterscheiden, ist davon auszugehen, dass dies der Grund für die Unterschiede im Abregelungsverhalten ist. In Abbildung 4 wird dies für die Region „D Nord“ veranschaulicht, indem einerseits die Tagesmittelwerte der Abregelung für „Mob Zentral“ und „Mob Dezentral“ im Jahresverlauf dargestellt sind. Andererseits werden die Füllstände der Wasserstoffspeicher für mehrere Szenario-Varianten im unteren Teil der Abbildung gezeigt<sup>5</sup>. Auffällig ist, dass vor allem im Frühjahr zwischen Stunde 3000 und 4000 und gegen Ende des Jahres Abregelung auftritt, gewöhnlich im dezentralen Fall aber verstärkt zu beobachten ist.



**Abbildung 4: Tagesmittelwerte der Abregelung von fEE (oben) sowie Tagesmittelwerte und Maximalwerte der Wasserstoffspeicher-Füllstände (unten) in der Region "D Nord"**

Die Betrachtung der Speicherfüllstände zeigt, dass auf der einen Seite die Tankstellenspeicher aufgrund ihrer begrenzten Speicherkapazität von 52,1 GWh im Jahresverlauf mehrere vollständige Speicherzyklen durchlaufen und somit häufiger an ihr Kapazitätslimit stoßen. Auf der anderen Seite erreichen die Kavernenspeicher lediglich zu einem Zeitpunkt ihren maximalen (nach 3700 h) bzw. minimalen (nach 700 h) Speicherfüllstand, da ihre Speicherkapazität in den zentralen Infrastrukturvarianten als unbegrenzt angenommen ist. Zwischen diesen beiden Zeitpunkten werden die Kavernenspeicher sukzessiv entladen. In diesem Zeit-

<sup>5</sup> Auf die Darstellung der Jahreskurven des Speicherfüllstands von „Mob&RV Dezentral“ und „RV Zentral“ wird aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

raum tritt zugleich nur selten Abregelung auf, wobei sich das Ein- und Ausspeicherverhalten der Tankstellenspeicher aber nicht auffallend ändert.

Wird der Füllstand der Kavernenspeicher der in Abbildung 4 gezeigten Szenario-Varianten verglichen, sticht vor allem der konstante Verlauf der Kurve der dezentralen Rückverstromung („RV Dezentral“) hervor. Die Kavernen werden in diesem Fall folglich nicht eingesetzt. Dagegen weist die korrespondierende zentrale Szenario-Variante („RV Zentral“) den größten Bedarf an Speicherkapazität auf, obwohl hier gegenüber „Mob Zentral“ und „Mob&RV Zentral“ wesentlich weniger Elektrolyseleistung installiert ist.

## 4 Schlussfolgerungen

Der Rückgang der Abregelung in allen Szenario-Varianten bedeutet generell, dass die Wasserstoffherzeugung mit flexibel einsetzbaren Elektrolyseuren die Integration hoher Stromerzeugungsanteile aus fEE in das deutsche Stromversorgungssystem wesentlich begünstigen kann. Denn trotz zusätzlicher, modellexogener Erhöhung der geplanten Übertragungskapazitäten des NEP zwischen Nord- und Süddeutschland ist im Referenz-Szenario ein Großteil des Stroms aus Windkraftanlagen der Region „D Nord“ nicht nutzbar. Aus dem Vergleich zentraler und dezentraler Infrastrukturvarianten lässt sich schließen, dass vor allem die verfügbare Kapazität der Wasserstoffspeicher einen erheblichen Einfluss hierauf hat. Die geringere Abregelung in den Szenario-Varianten mit zentraler Wasserstoffinfrastruktur bedeutet im Umkehrschluss, dass hier auch die Auslastung fossil gefeuerter Dampfkraftwerke<sup>6</sup> und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen niedriger als im dezentralen Fall sind.

Der Verlauf der Speicherfüllstände in den betrachteten Szenario-Varianten lässt darauf schließen, dass vor allem bei ausreichender Kapazität zum Speichern von Wasserstoff das Ein- und Ausspeicherverhalten mit dem Auftreten von Abregelungen korreliert ist<sup>7</sup>. Der Betrieb des Wasserstoffspeichers kann dementsprechend dem „Angebot folgen“ und saisonale Erzeugungsschwankungen der fEE ausgleichen. Anders verhält es sich, wenn die Speicherkapazität wie in „Mob Dezentral“ begrenzt ist und zu jedem Zeitpunkt ein festgelegter Wasserstoffbedarf gedeckt werden muss. Die Systemflexibilität ist hier eingeschränkt, da der Betrieb der Wasserstoffspeicher zusätzlich von der Nachfrageseite abhängig ist. Folglich können in „Mob Dezentral“ gegenüber „Mob Zentral“ weniger Strommengen aus fEE genutzt werden.

Im Vergleich zentraler und dezentraler Strukturoptionen spielt die Verfügbarkeit von Infrastrukturen zum weiträumigen Transport von Wasserstoff eine untergeordnete Rolle, insofern der Wasserstoff lediglich rückverstromt werden soll und nur begrenzt Elektrolyseleistung dafür zur Verfügung steht. Denn wie in Abbildung 4 zu sehen, wird in „RV Dezentral“, wo eine deutschlandweite Verteilung und Rückverstromung von Wasserstoff erlaubt ist, die verfügbare Speicherkapazität nicht genutzt. Demgemäß wird hier sämtlicher erzeugter Wasserstoff

---

<sup>6</sup> Zum Beispiel weisen Steinkohlekraftwerke eine durchschnittliche Auslastung von ca. 3300 Volllaststunden in „Mob Zentral“ gegenüber ca. 4000 Volllaststunden in „Mob Dezentral“ auf.

<sup>7</sup> Dass dennoch Abregelung auftritt, begründet sich durch die begrenzte Leistung der installierten Elektrolyseure, die in keiner Szenario-Variante zumindest dem Maximalwert der abgeregelten Erzeugungleistung im Referenzfall (53,5 GW) entspricht.



direkt überregional verteilt und rückverstromt, was wegen der auftretenden Verluste allerdings nur sinnvoll erscheint, wenn Engpässe im Stromtransportnetz auftreten.<sup>8</sup>

Anhand des Vergleichs der maximalen Speicherfüllstände in den Szenario-Varianten mit zentraler Wasserstoffinfrastruktur kann weiterhin geschlussfolgert werden, dass sich die kombinierte Wasserstoffnutzung in „Mob&RV Zentral“ vorteilhaft gegenüber „RV Zentral“ darstellt. In erstgenannter Szenario-Variante werden mit einem maximalen Arbeitsgasvolumen von ca. 650 Mio. Nm<sup>3</sup> lediglich 73% der Speicherkapazität bezogen auf den entsprechenden Wert bei reiner Rückverstromung benötigt.

Bemerkenswert ist schließlich, dass das potentielle Wasserstoffspeichervolumen geeigneter Kavernen in der betrachteten Region „D Nord“ mit einem aggregierten Arbeitsgasvolumen von ca. 4,6 Mrd. Nm<sup>3</sup> [9] den in hier ermittelten Bedarf um das Fünf- bis Zehnfache übersteigt. Das bedeutet, dass vor allem die großtechnische Wasserstoffspeicherung in Kavernen einen wesentlichen Beitrag zur Integration von fEE in ein zukünftiges Stromversorgungssystem Deutschlands leisten kann. Denn vor allem in Szenario-Varianten mit zentralen Wasserstoffspeichern ist ein Rückgang der Abregelung zu beobachten und dies hängt vor allem von der Nutzung der Erzeugungsüberschüsse in Nordwestdeutschland ab.

## 5 Zusammenfassung

Für Stromversorgungssysteme, welche auf die Integration hoher Anteile an fluktuierenden erneuerbaren Energien angewiesen sind, ist die Nutzung von Wasserstoff eine sinnvolle Option zur Steigerung der Systemflexibilität. Aufgrund einer Vielzahl an Möglichkeiten zur Speicherung, Verteilung und Verwertung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff wird in diesem Beitrag eine Auswahl plausibler Wasserstoff-Nutzungspfade für Deutschland jeweils für eine zentrale und eine dezentrale Infrastrukturvariante definiert. Anschließend wird für diese Szenario-Varianten die Stromversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung des europäischen Auslands für das Jahr 2050 mit Hilfe des Energiesystemmodells REMix optimiert (Dispatch).

Die Untersuchungsergebnisse zeigen einen Rückgang der Abregelung für alle Szenario-Varianten mit Wasserstoffnutzung. Insbesondere trifft dies für Nutzungspfade zu, welche den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger im Individualverkehr vorsehen. Hierbei erweist sich vor allem die Verfügbarkeit von Wasserstoffspeichern mit großen Speichervolumina als vorteilhaft. Diese ermöglichen eine von der Wasserstoffnachfrage unabhängige Wasserstoff-erzeugung, welche somit vor allem mit überschüssigem Strom der fEE betrieben werden kann. Im Nordwesten Deutschlands sind in Form von Salzkavernen ausreichend Potentiale für die Realisierung der hierfür benötigten Wasserstoffspeicher vorhanden. Gleichzeitig kann erwartet werden, dass in dieser Region ein Großteil der über den regionalen Bedarf hinausgehenden Stromerzeugung stattfindet. Unter den hier analysierten Wasserstoffnutzungsoptionen und Infrastrukturvarianten stellt deshalb die Nutzung von Salzkavernenspeichern den effektivsten Weg dar, in einem zukünftigen deutschen Stromversorgungssystem die Abrege-

---

<sup>8</sup> In weiterführenden Sensitivitätsanalysen (die hier nicht näher diskutiert werden) kann allerdings beobachtet werden, dass mit zunehmender Elektrolyseleistung die Abregelung bei dezentraler Rückverstromung deutlicher abnimmt als im zentralen Fall.

lung von fEE zu minimieren und somit die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung und den Einsatz fossiler Energieträger weiter zu reduzieren.

## 6 Literatur

- [1] D. Fürstenwerth, L. Waldmann, F. Eckert, A. Moser, A. Schäfer, T. Drees, C. Rehtanz, U. Häger, J. Kays, A. Seack, D. U. Sauer, M. Leuthold, und P. Stöcker, "Stromspeicher in der Energiewende" Agora-Energiewende, 2014.
- [2] M. Wietschel, S. Joest, M. Fichtner, U. Bünger, C. Stiller, P. Schmidt, und F. Merten, "„Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?“ - GermanHy" Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2009.
- [3] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, F. Trieb, Y. Scholz, K. Niehaus, N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert, und B. Wenzel, "Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global" Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2012.
- [4] "Übersicht über die voraussichtliche Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung und der Leistungsflüsse in den Netzgebieten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Regionenmodell „Stromtransport 2013“)." EnBW Transportnetze AG, RWE Transportnetz Strom GmbH, transpower stromübertragungs GmbH, Vattenfall Europe Transmission GmbH, 2009.
- [5] O. Feix, R. Obermann, M. Strecker, und R. König, "Netzentwicklungsplan Strom 2014: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber" 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2014.
- [6] ENTSO-E, "10-Year Network Development Plan 2012" European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENSTO-E), 2012.
- [7] Kraftfahrt-Bundesamt, "Kraftfahrzeugbestand nach Kraftfahrzeugarten, Stichtag 01.01.11 - regionale Ebenen." 2013.
- [8] Y. Scholz, H. C. Gils, T. Pregger, D. Heide, F. Cebulla, K.-K. Cao, D. Hess, und F. Borggrefe, "Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte KWK bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung" Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.
- [9] C. Noack, F. Burggraf, S. S. Hosseiny, P. Lettenmeier, S. Kolb, S. Belz, J. Kallo, K. A. Friedrich, T. Pregger, K. K. Cao, D. Heide, T. Naegler, F. Borggrefe, U. Bünger, J. Michalski, T. Raksha, C. Voglstätter, T. Smolinka, F. Crotogino, S. Donadei, P.-L. Horvath, und G.-S. Schneider, "Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck" Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2014.