

# Windwasserstoff - Zukunft der Energiewende

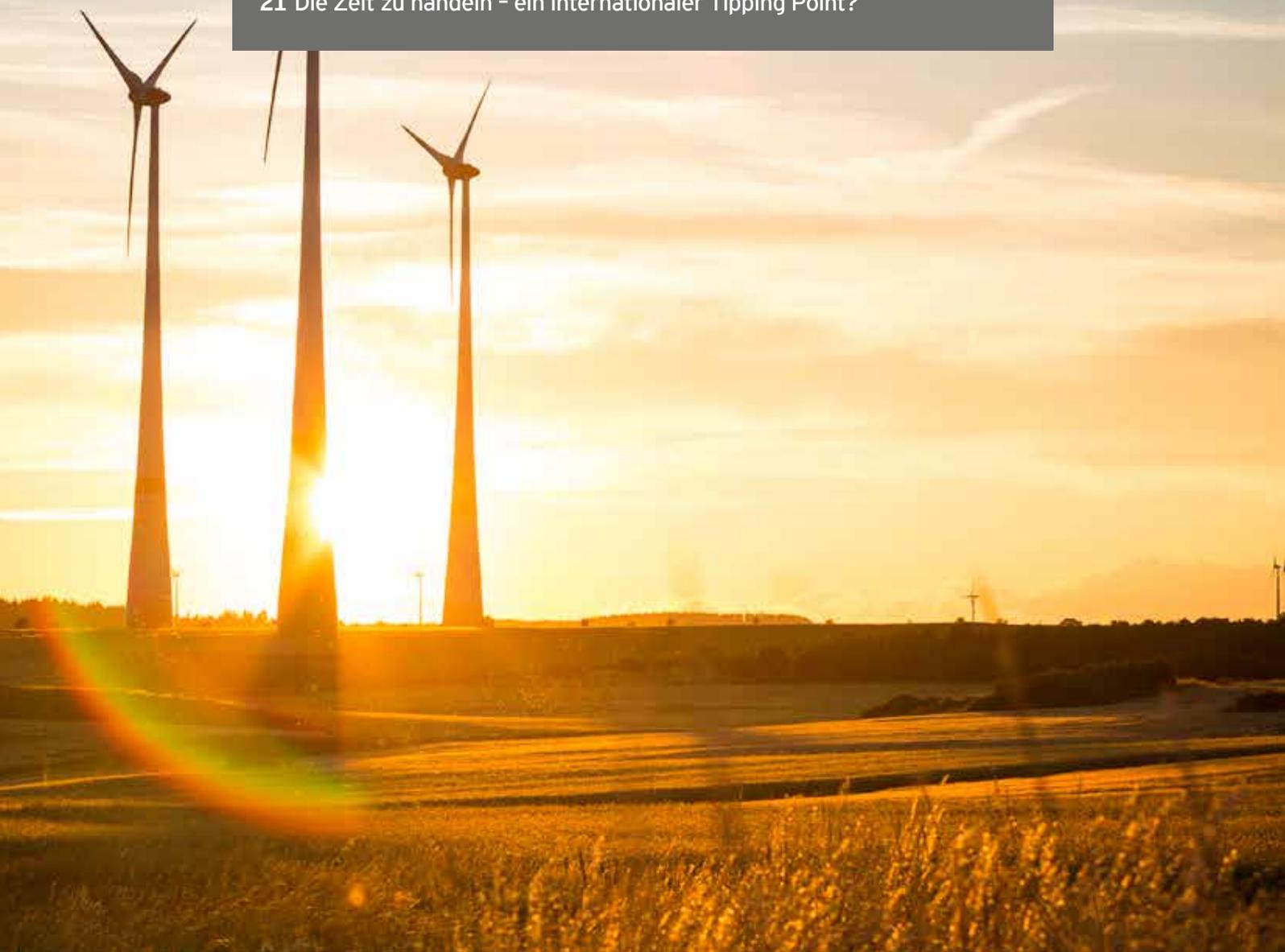
In Zusammenarbeit mit:

**ChemCoast**  
CONNECTS CHEMICAL BUSINESS

**EY**  
Building a better  
working world

# Inhalt

- 3 Story Line
- 4 Chancen rechtzeitig ergreifen
- 7 Wasserstoff als unverzichtbarer saisonaler Speicher
- 11 Entlastung des Stromnetzes
- 14 Treiber der Sektorkopplung
- 18 Falsche Investitionssignale und verzerrte Anreize
- 20 Wo beginnen? Auf regionalen Stärken aufbauen!
- 21 Die Zeit zu handeln - ein internationaler Tipping Point?



# Story Line

Zum Gelingen der Energiewende in Deutschland werden dringend ausreichende Kapazitäten zur langfristigen Speicherung von Energie benötigt. Ohne sie gerät das Stromnetz bereits im kommenden Jahrzehnt zunehmend an die Grenzen seiner Leistungsfähigkeit und das fluktuierende Angebot erneuerbarer Energien kann nicht vollständig genutzt werden.

Der Energieträger Wasserstoff kann CO<sub>2</sub>-neutral hergestellt, mit erprobter Technik effizient und sicher gespeichert und ohne lokale Emissionen flexibel in Strom und Wärme umgewandelt werden. Dieser wertvolle Energieträger ist mithilfe insbesondere in Norddeutschland reichlich vorhandener Windenergie herstellbar - ohne Abhängigkeit von Importen oder das Risiko von Versorgungsengpässen bei seltenen Rohstoffen, die für andere Energiespeicher benötigt werden. In diesem Beitrag beleuchten wir eine Technologie näher, die in der öffentlichen Diskussion bislang noch wenig Beachtung findet.

Andere Länder - insbesondere Japan und Südkorea - haben diese strategische Option bereits ehrgeizig ergriffen: Wasserstoff ist zentraler Bestandteil der nationalen Strategien für den Energiemarkt. Diese Länder formulieren transparente, überprüfbare Ziele für die Marktdurchdringung mit stationären Brennstoffzellen zur häuslichen Strom- und Wärmeversorgung und mit Wasserstofffahrzeugen sowie für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur.

Erzeugung, Transport und Speicherung von Wasserstoff sind Schlüsselkomponenten eines nachhaltigen, dekarbonisierten Energiesystems in Deutschland und tragen als wichtige Brücken zur Nutzung erneuerbarer Energien in den Sektoren Wärme und Verkehr bei.

Auch unabhängig von der Rolle von Wasserstoff führt das gegenwärtige Markt- und regulatorische Umfeld im Energiesektor in Deutschland zu teils verfehlten privaten Investitionsanreizen in der Kraftwerks- und der Übertragungsinfrastruktur, etwa im Hinblick auf die benötigte variabel verfügbare Stromerzeugungskapazität - es liegen klassische Marktversagen vor. Somit bieten sich für die Politik erheblicher Handlungsbedarf und -spielraum.

Eine zukunftsweisende, nachhaltige Energiepolitik sollte

- ▶ Anreize für Investitionen schaffen, die eine effiziente Nutzung erneuerbarer Erzeugungskapazitäten sichern,
- ▶ einen stärkeren Fokus auf eine Infrastruktur legen, welche die Flexibilität und Resilienz des gesamten Strom- und Energiesystems stärkt, auch im Hinblick auf die Sektorkopplung,
- ▶ Pilotprojekte anstoßen und begleiten, die das Vertrauen in und die Erfahrung mit Brennstoffzellen in der Industrie, in Unternehmen und im privaten Bereich ausbauen,
- ▶ klare, überprüfbare Ziele formulieren, um durch Skaleneffekte die Kosten für diese (noch teuren) Zukunftstechnologien zu senken,
- ▶ den Fokus zuerst auf Regionen setzen, die sich besonders für die Gewinnung und den Einsatz von Wasserstoff eignen.

# Chancen rechtzeitig ergreifen



Im Rahmen der Energiewende hat sich Deutschland hochgradig ambitionierte Ziele gesetzt. Die letzten Kernkraftwerke sind spätestens mit Ablauf des Jahres 2022 abzuschalten, zugleich soll der Ausstoß von Treibhausgasen massiv reduziert werden und der Anteil der erneuerbaren Energien in der Strom- und Wärmeerzeugung wie auch im Verkehr soll stetig steigen.

Zentrales Ziel der Klimapolitik der Bundesregierung ist die Reduktion von Treibhausgasemissionen, unter anderem festgesetzt durch den Klimaschutzplan 2050 und das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Bis zum Jahr 2020 sollen Emissionen laut der ursprünglichen Zielsetzung gegenüber dem Stand von 1990 um mindestens 40 Prozent gemindert werden und bis 2050 um 80 bis 95 Prozent. Im Jahr 2050 soll Deutschland damit weitestgehend Treibhausgasneutralität erreicht haben – es sollen also nicht mehr Treibhausgase ausgestoßen werden, als anderweitig gebunden werden können.

Diesen politischen und Umweltzielen stehen wirtschaftliche Effizienzziele zur Seite. Zugleich muss nämlich die Versorgungssicherheit des Landes mit Strom und anderen Energieformen gewährleistet bleiben und die Wettbewerbsfähigkeit – und damit der Wohlstand und die Lebensqualität der Bevölkerung – darf nicht durch eine zu teure Energie- und Stromversorgung gefährdet werden.

Um die Rahmenbedingungen zur Erreichung dieser Ziele zu schaffen, soll die existierende Infrastruktur in Erzeugung, Speicherung und Netzen ausgebaut und modernisiert werden – vor dem Hintergrund, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowohl kurzfristig/stundenweise als auch saisonal erheblich fluktuiert. Schon mit den aktuellen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten gelangen

Strommarkt und -netze an ihre Grenzen, was uns unter anderem durch das immer häufigere Auftreten erheblicher negativer Strompreise an der europäischen Strombörse European Energy Exchange (EEX) deutlich vor Augen geführt wird. Nimmt man im Sinne der Sektorkopplung die saisonalen Schwankungen im Wärmebedarf mit in die Betrachtung, dann verschärft sich dieses Problem sogar noch weiter, da im Winter die Stromerzeugung aus Photovoltaik deutlich an Effektivität einbüßt, während beim Heizen die Hochphase herrscht.

Ein treibhausgasneutrales Energiesystem muss in Zukunft noch wesentlich stärker fluktuierende Erzeugungskapazitäten nicht nur „verkräften“ können; es ist vielmehr offensichtlich, dass temporäre Überschüsse einer sinnvollen Verwendung zugeführt werden sollten.

Nachhaltige Lösungen für das Energiesystem müssen aus unserer Sicht im besten Fall die drei folgenden Anforderungen erfüllen:

**1) Innovationen in der Energieversorgung (und -nachfrage) den Weg bereiten:** Der extrem langfristige Charakter von Investitionen im Energiesektor führt zu Pfadabhängigkeiten und es drohen Sackgassen wie erhebliche Fehlinvestitionen in Netz- und Erzeugungskapazitäten (sogenannte Stranded Assets); umso wichtiger ist es, so weit wie möglich Flexibilität und Handlungsspielraum zu wahren.

**2) Zur effizienten Sektorkopplung beitragen:** Strom, Wärme und Verkehr als Ganzes zu sehen, das heißt auch, den potenziellen wesentlichen Mehrwert von Technologien, welche die Grenzen zwischen den Sektoren überbrücken helfen, bei Entscheidungen oder Fördermaßnahmen explizit stärker zu berücksichtigen.

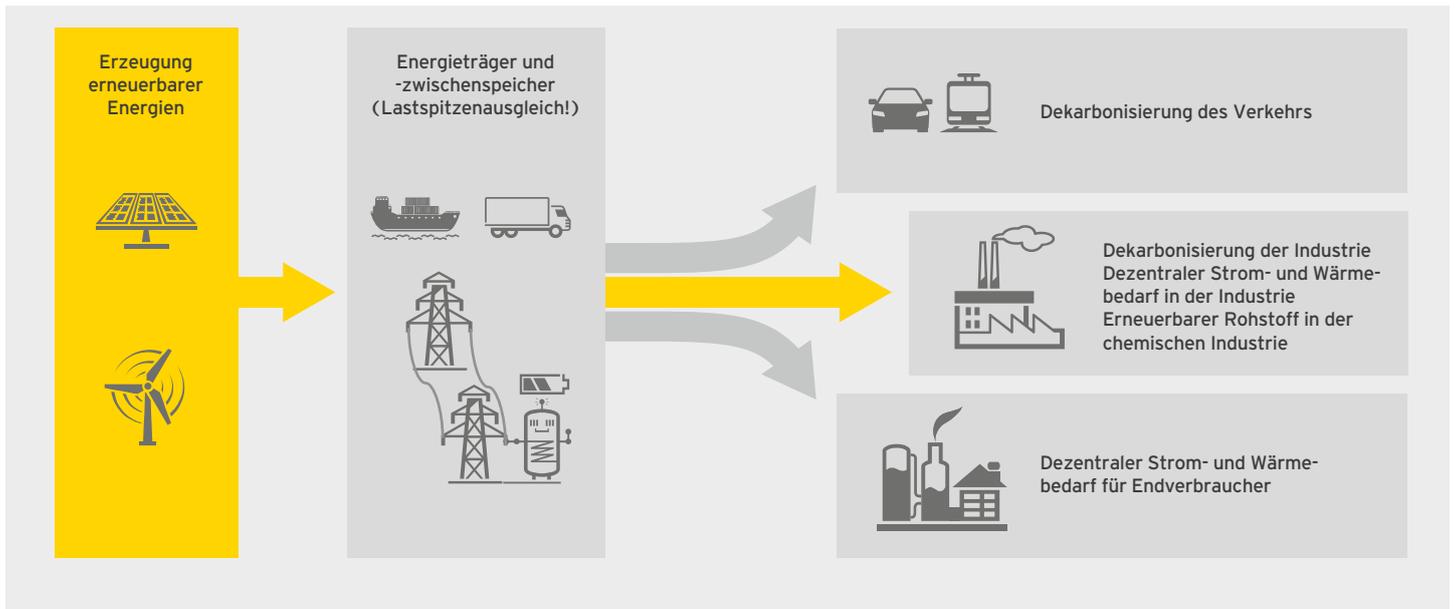
**3) Auf regionale Besonderheiten bei Erzeugung, Bedarf und Speicherung zugeschnitten sein:** Effiziente Lösungen können sich je nach geografischen und topografischen Gegebenheiten wesentlich unterscheiden, daher müssen sie bei Entscheidungen berücksichtigt werden. Dies betrifft die Erzeugung von Strom (Offshore-Windanlagen, Photovoltaik, Wasserkraft), den Netzausbau wie auch Möglichkeiten zur Speicherung von Energie, etwa in Form von Pump- oder Wasserstoffspeichern.

Als Energieträger und Speichermedium kann Wasserstoff dazu beitragen, jeder dieser Anforderungen gerecht zu werden. Er ist vielseitig und lokal emissionsfrei einsetzbar: durch die effiziente Brennstoffzellentechnologie in mobilen wie auch in stationären Anwendungen (inklusive des Potenzials der Wärmekopplung in Gebäuden) oder durch thermische Verwertung. In flüssiger oder komprimierter Gasform weist Wasserstoff zudem eine enorm hohe Energiedichte auf.

Damit erlaubt Wasserstoff als Energieträger neue Verbindungen zwischen Energie-/Wärmenachfrage und -angebot, sowohl zentralisiert als auch dezentral, und kann dadurch zur Flexibilität des Gesamtsystems beitragen und Handlungsspielräume – etwa beim Netzausbau – schaffen und erweitern. Dabei kann er auch in verschiedenen Verwendungen zur Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern und Inputs beitragen: im Verkehr, beim (dezentralen) Strom- und Wärmebedarf in der Industrie und in Gebäuden und schließlich als erneuerbarer Rohstoff für chemische Prozesse, die gegenwärtig noch auf fossile Ausgangsstoffe angewiesen sind.

Der Energieträger Wasserstoff kann CO<sub>2</sub>-neutral hergestellt, mit erprobter Technik effizient gespeichert und ohne lokale Emissionen in Strom und Wärme umgewandelt werden. Ein weiterer zentraler

Abbildung 1: Übersicht über Anwendungsfelder von Wasserstoff (angelehnt an [1] und [2])



Vorteil gegenüber dem Energieträger Erdgas oder Batteriestromspeichern ist seine Verfügbarkeit: Dieser wertvolle Rohstoff kann insbesondere in Norddeutschland aus reichlich vorhandener und noch weiter ausbaubarer Windenergie erzeugt werden - ohne Abhängigkeit von Importen oder das Risiko zeitweiliger oder andauernder Versorgungsengpässe bei seltenen Rohstoffen, die für andere Energiespeicher benötigt werden.

Im Folgenden legen wir dar, dass sauberer (also klimaneutral hergestellter) Wasserstoff in Deutschland im Rahmen der erfolgreichen Energiewende neben verschiedenen Funktionen, die er wahrnehmen kann, in Zukunft mindestens eine zentrale Rolle spielen muss - die langfristige Speicherung von Energie aus fluktuierender erneuerbarer Erzeugung.

Andere Länder, insbesondere Japan, tätigen bereits erhebliche strategische Investitionen auf verschiedenen Ebenen (vom öffentlichen Nahverkehr über dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung mittels Brennstoffzellen bis hin zur nahen Markteinführung von Transportschiffen für in Ammoniak gebundenen oder flüssigen Wasserstoff), um frühzeitig Infrastruktur und Kompetenz in dieser Zukunftstechnologie aufzubauen. Dabei sind die geografischen und topografischen Voraussetzungen an vielen Orten der Welt für die Erzeugung, Nutzung und Lagerung von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie wesentlich günstiger als auf den Inseln Japans.

Ein Paradebeispiel hierfür ist Norddeutschland mit seiner Kombination aus hoher (und noch weiter ausbaufähiger) Durchdringung mit Windkraftanlagen (on- und

offshore), Möglichkeiten zur Errichtung großer Speicher in Salzkavernen sowie Zentren der Nachfrage sowohl nach Strom/Energie als auch nach reinem Wasserstoff für chemische Prozesse. Hinzu kommt, dass durch die ansässige chemische Industrie auch die Voraussetzungen im Bereich der vorhandenen Kompetenzen und physischen Infrastruktur hervorragend sind - es wurden sogar bereits konkrete Schritte zur Realisierung einer Windwasserstoffwirtschaft in der Region definiert. [3] Wir glauben, die deutsche Wasserstoffrevolution sollte in Norddeutschland beginnen.

# Wasserstoff als unverzichtbarer saisonaler Speicher

Elektrizitätsangebot und -verbrauch innerhalb des Stromnetzes müssen technisch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Im klassischen Stromnetz (mit sehr geringem Anteil erneuerbarer Energien) bestand die Herausforderung hauptsächlich darin, auf Schwankungen in der Nachfrage zu reagieren. In der von fossil-thermischen Kraftwerken geprägten Welt konnten vorhersehbare saisonale Schwankungen in der Nachfrage - vor allem Spitzen während der kalten Monate - durch den Einsatz insbesondere von Kohlekraftwerken kompensiert werden, während kurzfristige Schwankungen (z. B. über den Tag hinweg) über agile (und teurere) Gaskraftwerke abgefedert wurden. In einem komplett dekarbonisierten Stromsystem müsste sich demnach entweder die Erzeugungskapazität an den Zeiten der höchsten Stromnachfrage orientieren oder das Mehrangebot während Zeiten niedriger Nachfrage (mittels Speicherlösungen) in Zeiten transferiert werden, in denen die Nachfrage systematisch höher ist. In beiden Fällen sind temporäre Über-

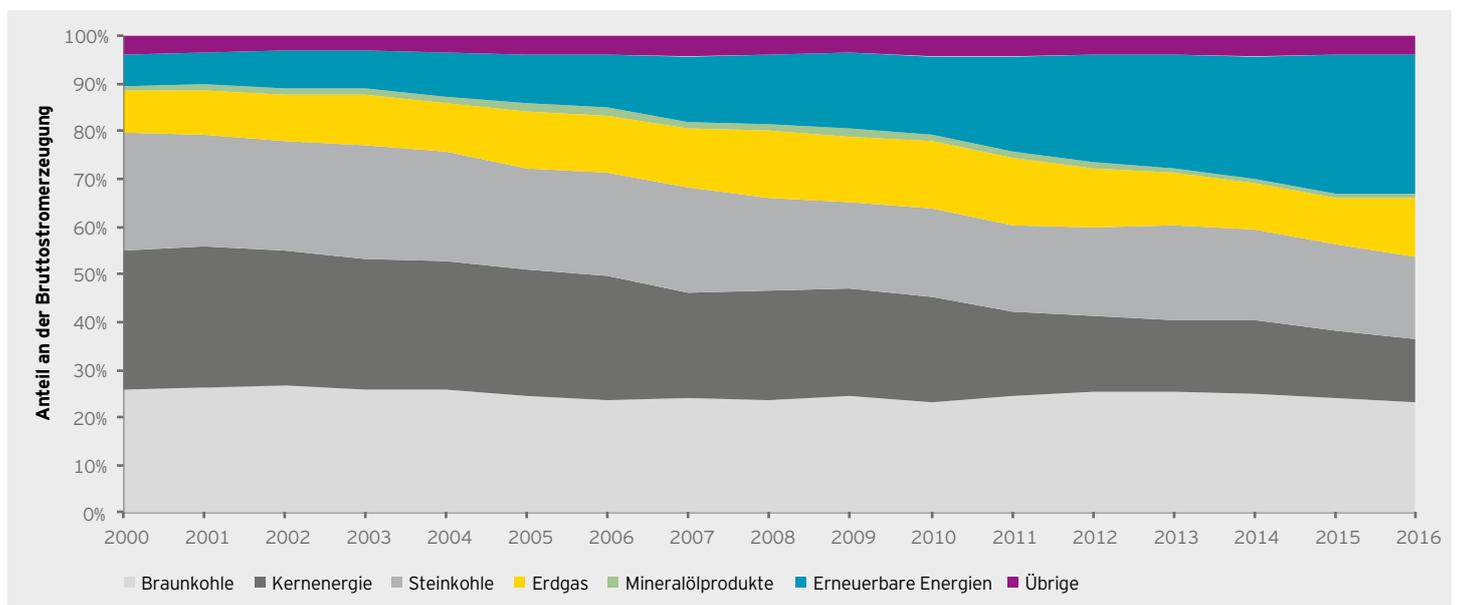
schusskapazitäten ein fester Bestandteil des Stromsystems.

Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien im Strommix (s. Abbildung 2) kommt zu den Schwankungen der Nachfrage eine immer höhere Volatilität des Stromangebots hinzu - aufgrund der starken Abhängigkeit von unbeeinflussbaren exogenen Faktoren wie Wind und Sonnenintensität spricht man deshalb auch von Stromangebot. Erzeuger erneuerbarer Energien haben bislang kaum einen Anreiz, über Lösungen zur Speicherung des Stroms die Fluktuation zu vermindern, denn das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) garantiert gewisse Einspeisevergütungen unabhängig von der aktuellen Nachfragesituation. Diese Variation im Angebot addiert sich zu den Nachfrageschwankungen und erhöht damit weiter den Bedarf an flexibel verfügbarer Erzeugungskapazität - diese muss beispielsweise in Dunkelflauten schnell und flexibel ans Netz gehen können. Bei Spitzen in der Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie

führt dies umgekehrt immer häufiger dazu, dass das Angebot an erneuerbarer Energie zusammen mit den schwerfälligen Grundlastkraftwerken die aktuelle Nachfrage übersteigt. Da es zu teuer ist, die Leistung dieser Kraftwerke kurzfristig zu drosseln, sind Betreiber inzwischen in solchen Situationen gezwungen, für die Abnahme ihres Stroms durch das Netz zu zahlen: Während die Einspeisung für erneuerbaren Strom sicher vergütet wird, ist der Preis für „Kohlestrom“ dann negativ.

Warum sollte dies Anlass zur Sorge bieten? Im aktuellen Energiesystem gibt es nur sehr begrenzte Möglichkeiten zur Speicherung oder sonstigen Verwendung von Überschussenergie. Regional kann dieses Problem erhebliche Ausmaße annehmen. Laut Prognosen werden in der exponierten Windkraftregion Schleswig-Holstein in den Jahren ab 2020 bis zu 20 Prozent des erzeugten Windstroms als Überschuss anfallen und fänden somit keine effiziente Verwendung. [4] Für die tatsächlich anfallenden Überschüsse besteht, wie weiter

Abbildung 2: Entwicklung des Strommix in Deutschland bis 2016



(Quelle: DESTATIS)

## „Ein Blick auf den saisonalen Verlauf des tatsächlichen Stromverbrauchs in Deutschland offenbart die zentrale langfristige Bedeutung für das Anwendungsfeld von Wasserstoffspeichern.“

Jörg Hönemann,  
Managing Partner Automotive & Transportation Deutschland, Österreich, Schweiz

unten besprochen, eine starke Abhängigkeit von Ausbauentscheidungen für Windkraft- und Übertragungskapazitäten. [3] Dabei wird diese Energie eigentlich dringend benötigt - nur zu einem anderen Zeitpunkt, nämlich wenn die Nachfrage nach Strom das Angebot aus Erneuerbaren und Basislast übersteigt.

Die Krux ist hierbei die Energiespeicherung. Im aktuellen Energiesystem erfolgt der Großteil der Speicherung in Form von fossilen Brennstoffen, die bei Bedarf kurzfristig (insbesondere Gas, bedingt Öl) oder mit mehr Vorlauf als Beitrag zur Grundlast (Braun- und Steinkohle) verstromt werden können. Im Rahmen der Energiewende soll

aber eine zunehmende Unabhängigkeit von diesen Speichermedien und den damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen erzielt werden. Prinzipiell stehen zum heutigen und in naher Zukunft absehbaren Stand der Technik verschiedene Möglichkeiten zur „emissionsfreien“ Speicherung von Energie zur Verfügung. [5] Die entscheidenden Dimensionen hierbei sind (i) die Dauer der Speicherung und (ii) die benötigte Kapazität, wie in Abbildung 3 dargestellt.

Nur Wasserstoff bietet gegenwärtig technisch die Möglichkeit zur Speicherung großer Energiemengen (im Gigawatt-Bereich) über lange Zeiträume hinweg. Diese Lösungen sind, wie weiter unten besprochen, zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht wirtschaftlich. Die konkurrierende Technologie der Pumpspeicher ist aber in Deutschland insgesamt (und topografisch bedingt insbesondere in Norddeutschland) hinsichtlich der bereits verfügbaren und der potenziellen Kapazitäten nur eingeschränkt eine realistische Alternative. Existierende Batterietechnik wird aufgrund höherer Umwandlungseffizienz eine wichtige Rolle beim kurzfristigen Ausgleich spielen, gerät aber bei der längerfristigen Speicherung an die Grenze des bisher Möglichen.

Ein Blick auf den saisonalen Verlauf des tatsächlichen Stromverbrauchs in Deutschland offenbart die zentrale langfristige Bedeutung für das Anwendungsfeld von Wasserstoffspeichern. In den kalten wie auch in den heißesten Monaten liegt allein der Stromverbrauch in Deutschland systematisch rund 10 Prozent über dem Jahresdurchschnitt und sogar 20 Prozent über dem Schnitt der Monate mit dem niedrigsten Stromverbrauch. Zusätzlich muss man den Sektor Wärme beachten, der im Zuge der Energiewende ebenfalls zunehmend aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden soll. Der Energiebedarf für Wärme schwankt saisonal regelmäßig um bis zu 600 Prozent.

Abbildung 3:  
Technische Möglichkeiten zur Energiespeicherung (nach [6])

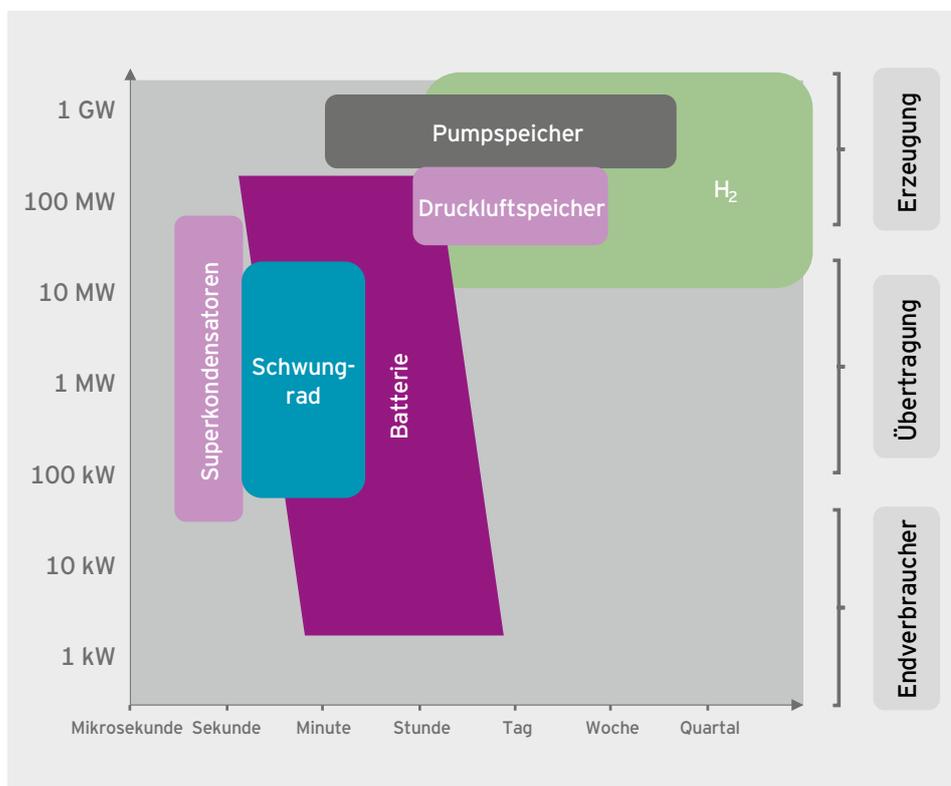
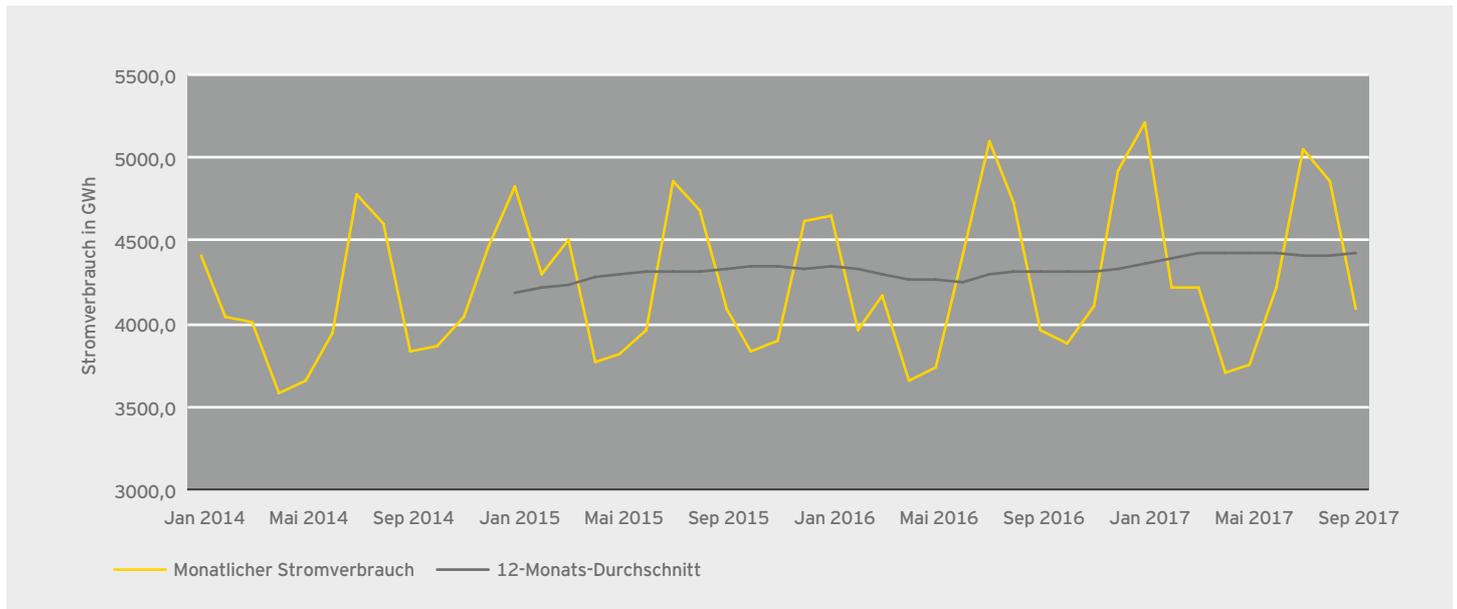


Abbildung 4: Saisonaler Stromverbrauch in Deutschland (Quelle: ENTSO-E)



Während die Energienachfrage in Deutschland insbesondere in den kalten Monaten systematisch wesentlich höher ist, fällt das Angebot an erneuerbarer Energie zu dieser Zeit wegen der schwächeren Sonneneinstrahlung in Regionen mit hohem photovoltaischen Erzeugungsanteil (also insbesondere in Süddeutschland) geringer aus. Benötigt werden also (bei zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien, spätestens aber in der Endphase der Energiewende) Speicherlösungen in ausreichender Kapazität, die helfen, „überschüssige“ Energie aus den (milden) Sommermonaten in die kalten Wintermonate zu transferieren. [7] Hier wird zugleich wieder deutlich, dass es sich überhaupt nicht um Überschüsse handelt, sondern um einen integralen Bestandteil für das Funktionieren des Gesamtsystems, wenn fossile Energieträger ersetzt werden sollen. Je höher der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im zukünftigen Strommix ist, desto dringender werden Speichertechnologien und gerade auch temporäre Überschüsse

benötigt, um weniger auf fossile Energieträger angewiesen zu sein.

Wie funktioniert eine Speicherlösung auf Wasserstoffbasis? Die grundlegende Idee der „Power to Gas“-Technologie (PtG) ist, (Wind-)Strom für die Elektrolyse von Wasser zu verwenden. Der so gewonnene reine Wasserstoff („grüner“ Wasserstoff) kann dann entweder direkt gespeichert oder einer chemischen Anwendung zugeführt werden; denkbar ist auch eine Weiterverarbeitung zusammen mit Kohlendioxid zu Methan (z. B. zur Wärmegewinnung) oder flüssigen „synthetischen“ Kraftstoffen für den Verkehrssektor (z. B. für Automobile und Flugzeuge). Der grüne Wasserstoff ist ähnlich wie Erdgas speicherbar (in England bestehen bereits konkrete Pläne von Gasnetzbetreibern zur Umstellung kommunaler Gasnetze auf Wasserstoff in besonders geeigneten Städten). Zum Einsatz kann hier für die spätere thermische Nutzung das bereits bestehende Erdgasnetz kommen, das bereits in seiner heutigen Ausprä-



gung einen Wasserstoffgehalt von bis zu etwa 10 Prozent aufnehmen kann. [8] Für eine erneute Verstromung des Wasserstoffs oder eine spätere Verwendung kann das Gas mit bereits bestehenden Technologien sicher in Kavernen gelagert werden, für deren Errichtung sich insbesondere unterirdische Salzformationen eignen.

Das hauptsächliche Gegenargument gegen den breiteren Einsatz von PtG-Anlagen zum heutigen Zeitpunkt ist die mangelnde Wirtschaftlichkeit. Eine Studie über existierende PtG-Anlagen und Betreiber in Deutschland kommt zu dem Ergebnis, dass diese Technologie im deutschen Markt perspektivisch bis zum Jahr 2030 wirtschaftlich wettbewerbsfähig sein kann. [9] Zwei zentrale Hürden müssen hierbei überwunden werden. Die eine sind die noch vergleichsweise hohen Kosten für Elektrolyseverfahren. Technischer Fortschritt und Skaleneffekte werden diese in Zukunft erheblich reduzieren, was weiter unten durch die praktischen Anwendungsbeispiele unterstrichen wird und in ver-

schiedenen Studien zum Ausdruck kommt ([3] und [6]). Die andere Hürde sind die Wirkungsgradverluste bei den benötigten zwei Umwandlungsschritten (bei Rückverstromung), die einen elektrischen Gesamtwirkungsgrad um 50 Prozent realistisch erscheinen lassen. Auch hier ist noch Potenzial für weiteren technischen Fortschritt - eine Speicheralternative ohne Verluste (die etwa auch beim Laden von Batterien anfallen) existiert außerdem schlichtweg nicht. [5] Je nach Einsatzgebiet und Bedingungen wird in Zukunft wahrscheinlich Bedarf für einen Baukasten verschiedener Lösungen existieren.

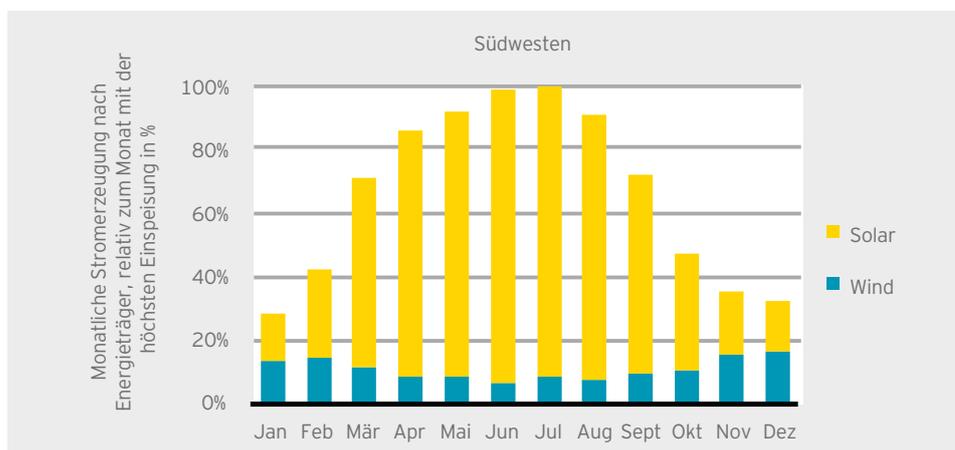
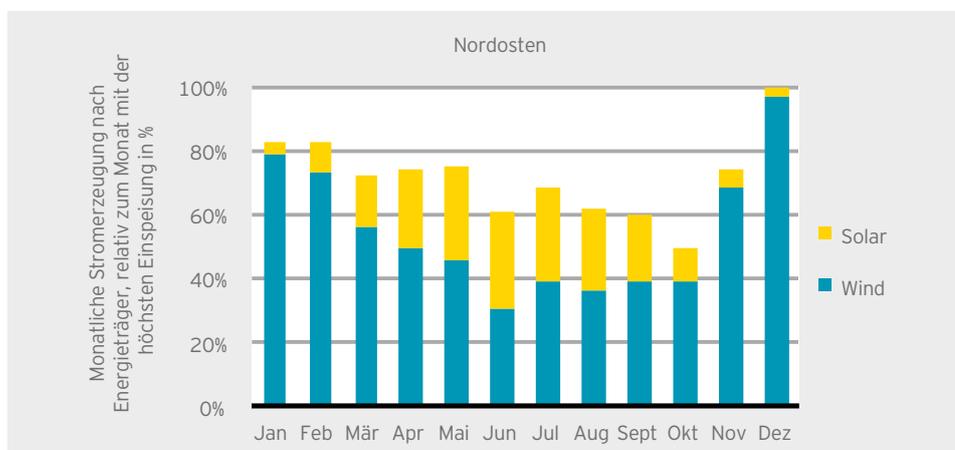
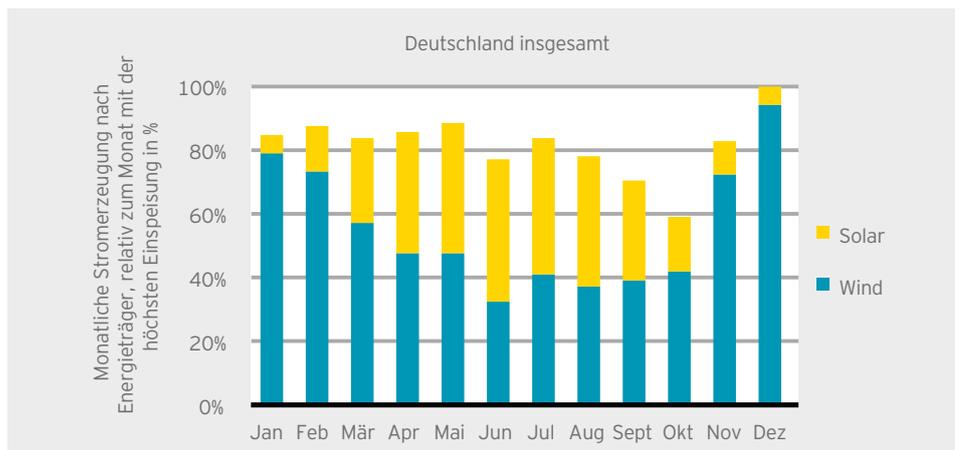
Längerfristig (2050) und bei einem entsprechend hohen Anteil erneuerbarer Erzeugungskapazitäten von mindestens 80 Prozent prognostizieren verschiedene energiewirtschaftliche Studien, dass mehr als 15 Prozent des insgesamt erzeugten Stroms in Deutschland für PtG-Prozesse genutzt werden müssen, um die Rolle fossiler Energieträger beim Ausgleich kurzfristiger wie saisonaler Schwankungen zu

ersetzen (eine Metaanalyse bietet [10]). Ein dekarbonisiertes Energiesystem braucht also sowohl das signifikante Überschussangebot in den warmen Monaten als auch Speicherlösungen, die diese gespeicherten Überschüsse im Winter nutzbar machen. Wasserstoff - ob in reiner Form oder als Ausgangsstoff - ist somit ein wichtiger Bestandteil für die Energiewende, denn er ist das einzige Speichermedium, das gleichzeitig

- 1) **emissionsfreie Stromerzeugung** ermöglicht,
- 2) **langfristige (saisonale) Schwankungen** von Energienachfrage und -angebot **auszugleichen erlaubt** und
- 3) **ausreichende langfristige Speichermöglichkeiten** bietet.

# Entlastung des Stromnetzes

Abbildung 5: Angebot an erneuerbaren Energien im Durchschnitt der Jahre 2014-2016: Deutschland insgesamt, der Nordosten (50Hertz) und der Südwesten (TransnetBW); Quelle: Fraunhofer ISE.



Die zentrale Frage, die im Zuge der Energiewende im Raum steht, ist demnach nicht mehr, ob das deutsche Energiesystem Kapazitäten zur Speicherung von Energie (inklusive saisonaler Speicher in Form von Wasserstoff) benötigen wird, sondern wann und in welchem Ausmaß sie bereit stehen müssen, damit die Ziele der Energiewende inklusive der Versorgungssicherheit nicht gefährdet werden. Bei einem verzögerungsfreien Ausbau des Stromnetzes sehen Experten diesen Zeitpunkt etwa im Jahr 2035 voraus. Setzen sich hingegen die Verzögerungen beim tatsächlichen Netzausbau fort, können ohne ausreichende Speicherlösungen schon im kommenden Jahrzehnt ernsthafte Probleme aufkommen, die Energiewendeziele zu erreichen. [11]

Tatsächlich greift aber die Sichtweise, dass ein besserer Ausbau des Stromnetzes den Bedarf an Speicherlösungen eliminieren würde, zu kurz. Im Gegenteil können PtG-Lösungen - wenn sie bei der Planung des Ausbaus berücksichtigt und mitgedacht werden - einen wichtigen Beitrag zur Entlastung des Stromnetzes leisten. Indem das Stromnetz insgesamt aufnahmefähig für erneuerbare Erzeugungskapazität bleibt, werden zugleich Hemmnisse des Fortschritts der Energiewende reduziert, wie die folgende Argumentation zeigt:

Neben der beschriebenen zeitlichen Differenz zwischen Stromangebot und -nachfrage besteht im deutschen Markt ein zweites massives Ungleichgewicht, das eine zunehmend erhebliche Herausforderung für die Netzstabilität und die Einspeisung von Wind- und Solarstrom darstellt: das Nord-Süd-Gefälle beim Angebot erneuerbarer Energien, insbesondere aus Windkraft. Dies macht bereits heute einen erheblichen Stromtransport aus dem Norden in den Süden Deutschlands notwendig, wobei planmäßig wegfallende konventionelle Erzeugungskapazitäten im Süden - etwa infolge des Atomausstiegs - das Problem noch weiter verschärfen.



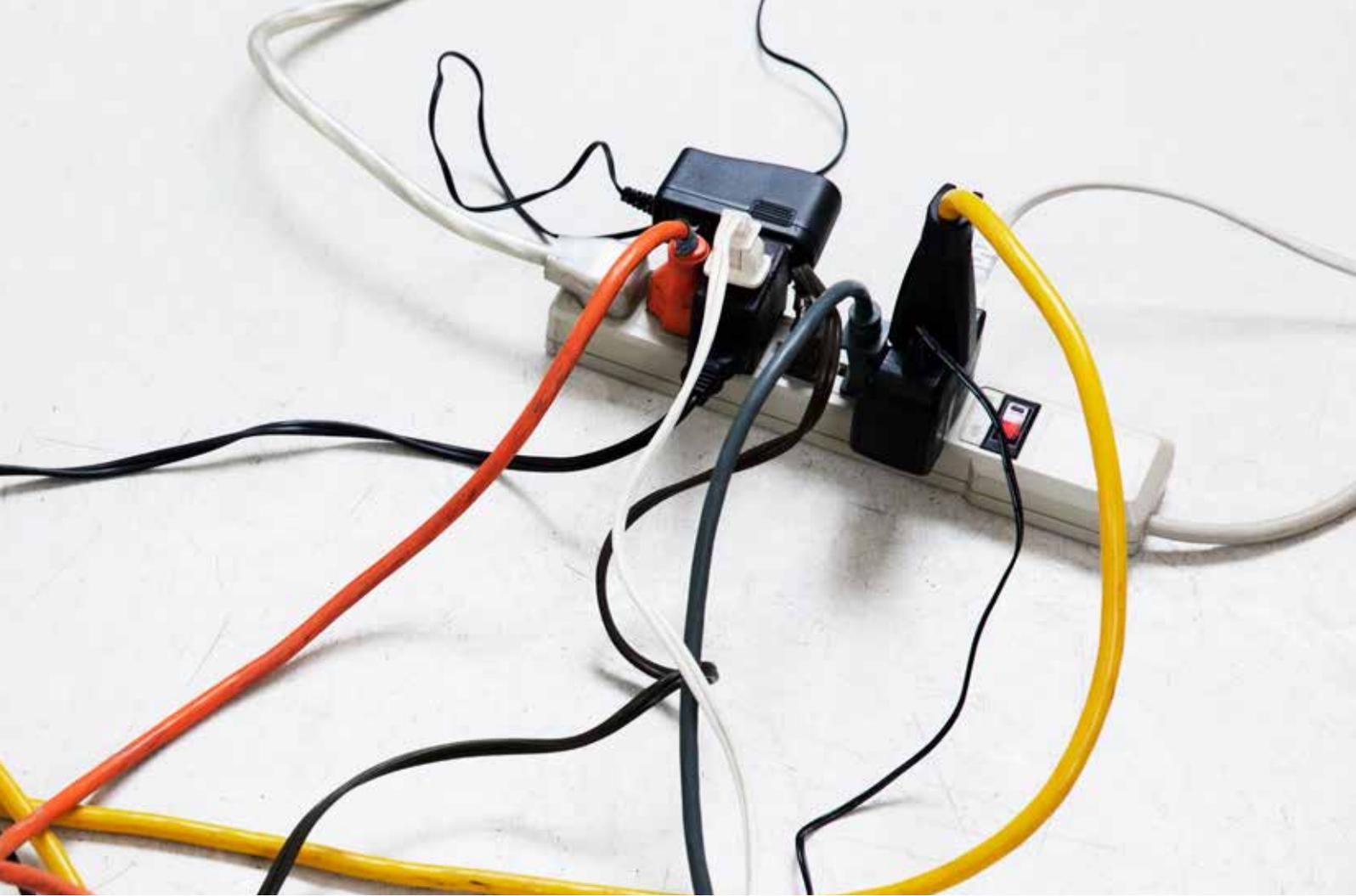
Auch in diesem Kontext zeigt sich der Einfluss saisonaler Schwankungen: Betrachtet man das deutsche Energiesystem in seiner Gesamtheit, dann gleichen im Durchschnitt höhere (aber auch unregelmäßigere) Stromerträge aus Windenergie im Winter das erheblich (um bis zu 80 Prozent gegenüber den Sommermonaten) niedrigere Angebot an Solarstrom zwar zum Teil aus, wie Abbildung 5 zeigt. Unterteilt man Deutschland aber konzeptionell in zwei Zonen „Nord“ und „Süd“, dann ist die „Südzone“ im wesentlichen Stromempfänger und der Norden Lieferant. Während die Bedingungen im Süden zur Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik beitragen, ist der Norden für Windkraft prädestiniert. Dies bedeutet aber wiederum, dass im Süden in den Zeiten hoher Stromnachfrage in den kalten Monaten das „eigene“ Angebot an erneuerbarem Strom signifikant niedriger ausfällt, während im Norden tendenziell ein höherer Windstromertrag anfällt – beide Faktoren verstärken sich dahin gehend, dass die Belastung des Übertragungsnetzes von Norden nach Süden im Winter durchschnittlich erheblich höher ausfällt als im Sommer. Zur Entlastung des Netzes

muss also eigentlich Strom im Süden in den Sommermonaten für den Winter gespeichert werden – eine Aufgabe, die im Moment noch von fossilen und nuklearen Brennstoffen ausgefüllt wird.

In seiner heutigen Form ist das deutsche Stromnetz der Herausforderung des zukünftigen Übertragungsbedarfs und dieser Schwankungen nicht gewachsen – entlang der Nord-Süd-Achse werden zusätzliche, massive Stromtrassen (sogenannte Stromautobahnen) mit Übertragungskapazitäten im zweistelligen Gigawattbereich spätestens bis Mitte des kommenden Jahrzehnts benötigt, wie im aktuellen Netzentwicklungsplan festgelegt ist.

#### **Wie kann die PtG-Technologie bereits kurz- und mittelfristig zur Lösung dieses Problems beitragen?**

Neben der bereits angesprochenen Funktion als saisonaler Energiespeicher (vor allem im Norden, aber potenziell zukünftig auch im Süden zur saisonalen Speicherung von Sonnenstrom) kann das bereits existierende Transportnetz für Gas eine wichtige Rolle spielen. Wird im Norden Deutsch-



lands Windgas (als Wasserstoff oder umgewandelt zu Methan) ins Gasnetz eingespeist und gleichzeitig im Süden Deutschlands in Gaskraftwerken flexibel und variabel Strom erzeugt, dann findet quasi ein „virtueller Stromtransport“ über das Gasnetz statt. [12] Anders als für Stromtransporte, in denen die erforderlichen weiten Transportwege höhere technische (etwa in Form von Gleichstromtrassen) wie auch politische Herausforderungen bergen, wäre das Gasnetz bereits heute für diese Anforderungen gerüstet. Was im Moment „nur“ fehlt, sind Elektrolyseure und gegebenenfalls Anlagen zur Methanisierung des gewonnenen Wasserstoffs in ausreichender Kapazität.

Es gibt Modellrechnungen, die darlegen, wie PtG-Anlagen das deutsche Energiesystem befähigen, höhere Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien aufzunehmen, indem sie das Netz entlasten, Speicherung ermöglichen und dadurch Abregelungen vermeiden. Allein aufgrund der ansonsten durch „Stromüberschüsse“ anfallenden Kosten öffnet sich zukünftig eine Schere zwischen dem potenziellen Erzeu-

gungsanteil von erneuerbaren Energien in einem Szenario mit PtG-Anlagen und einem Szenario ohne solche Kapazitäten [11], voraussichtlich ab dem Jahr 2030 um 2 Prozentpunkte und bis 2045 um 10 Prozentpunkte. Eine komplette Dekarbonisierung der Stromerzeugung ist ohne Speicherung von Windgas gemäß den Prognosen nicht zu erreichen. Dabei hängt die Wirtschaftlichkeit der PtG-Anlagen im Detail von den erzielten Kostenreduktionen bei Elektrolyseverfahren ab.

Hier klingt ein Problem an, das in der Folge detaillierter betrachtet wird: Aufgrund der relativ frühen Phase im Lebenszyklus von PtG und der damit verbundenen Technologien reichen die gegenwärtigen Investitionsanreize für die meisten privaten Akteure noch nicht aus, um beispielsweise eine kritische Masse von Elektrolyseuren zu erreichen und entsprechende Größenvorteile zu heben. In diesem Prozess wird die Breite verschiedener Anwendungen - insbesondere im Rahmen der Sektorkopplung - eine zentrale Rolle spielen. Im Folgenden werden wir zwei der am weitesten entwickelten Bereiche kurz präsentieren.

# Treiber der Sektorkopplung

In den vorangegangenen Kapiteln haben wir die Bedeutung des Energieträgers Wasserstoff für das deutsche Stromnetz im Rahmen der Energiewende diskutiert. Aber er ist aufgrund einer Vielzahl von anderen Anwendungsmöglichkeiten viel mehr als nur das. Als Nächstes stellen wir dar, welche alternativen Anwendungsformen die Nachfrage nach Wasserstoff treiben und damit auch dazu beitragen werden, dass das Investitionsrisiko bei der Wasserstoffinfrastruktur zurückgehen wird. Sie stehen exemplarisch für die Rolle, die Wasserstoff in einer Vielzahl von Anwendungen für die gelungene Vision der Sektorkopplung spielen wird, **da insbesondere Windwasserstoff technisch einen Transfer erneuerbarer Energien hinein in die Bereiche Wärme und Verkehr ermöglicht.**

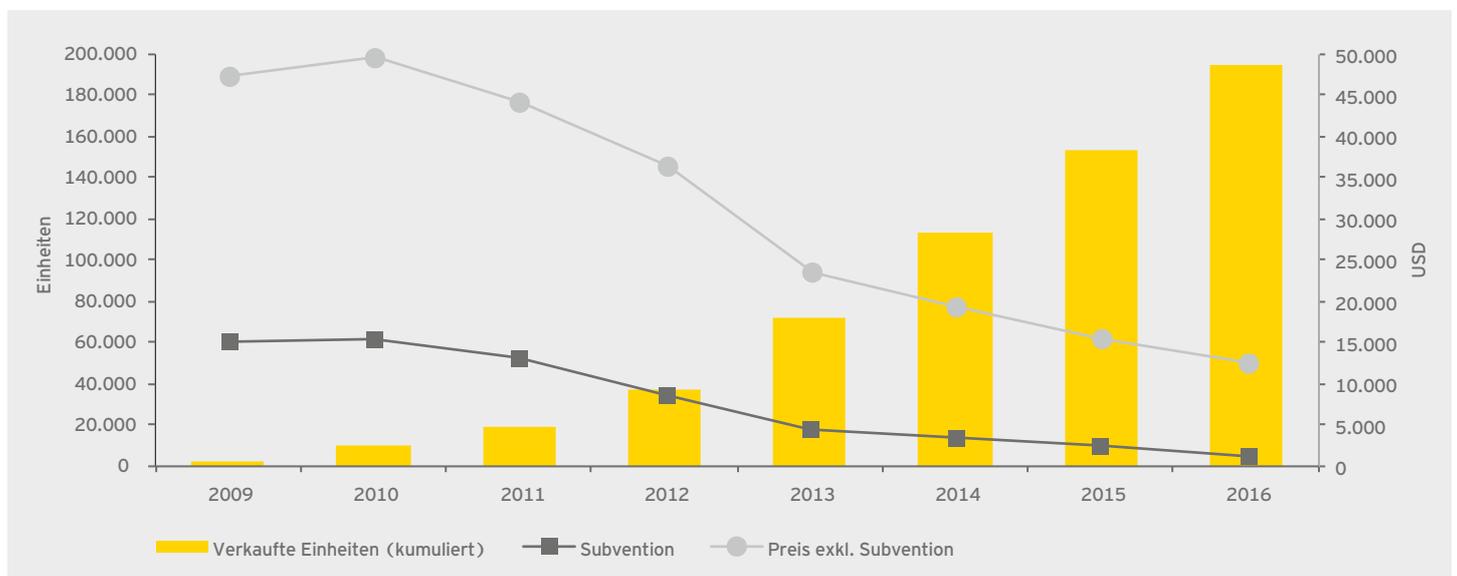
Industriell als Neben- oder Beiprodukt gewonnener Wasserstoff, der sonst vor Ort zur Wärmegewinnung verbrannt würde, wird auch als „weißer“ Wasserstoff bezeichnet. [3] Er stellt eine wichtige Quelle

für höherwertige alternative Verwendungen dar, solange noch keine ausreichenden Elektrolysekapazitäten zur Verfügung stehen. Auch aus Erdgas kann klimaneutraler Wasserstoff generiert werden, wenn das im Prozess entstehende Kohlendioxid mittels CCS-Technologien (*carbon capture and storage*) abgeschieden und gespeichert wird. Entsprechende Planungen existieren beispielsweise für die Versorgung ausgewählter englischer Städte mit Wasserstoff über ein reaktiviertes „Stadtgas“-Netz, das die Erdgasversorgung ablösen könnte. Diese Möglichkeiten können für den Übergang zum „grünen“ Wasserstoff aus Elektrolyse durch erneuerbaren Strom eine wichtige Brückenfunktion erfüllen, um die Verfügbarkeit des Gases und die Auslastung der Transport- und Verteilungsinfrastruktur zu sichern, insbesondere solange der „grüne“ Wasserstoff preislich noch nicht wettbewerbsfähig ist (siehe dazu auch das folgende Kapitel).

Hinsichtlich der höherwertigen Anwendungen von Wasserstoff und der notwendigen Transportinfrastruktur besteht im Moment noch das ökonomische „Henne-Ei-Problem“: Es mangelt aufgrund von fehlenden Endnutzern an Anreizen für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur, die wiederum Voraussetzung für das Entstehen substanzialer neuer Nachfrage durch Endnutzer ist. Eine vergleichbare Problematik ist zum Beispiel gegenwärtig auch hinsichtlich der Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge zu beobachten.

In zwei für die Sektorkopplung zentralen Bereichen haben Produkte und Initiativen allerdings das Potenzial, bereits kurzfristig aus diesem Kreis auszubrechen: **Wärme und Personentransport.**

Abbildung 6: Skaleneffekte bei der Brennstoffzelle am Beispiel von Ene-Farm (Quelle: METI)



## „Es mangelt aufgrund von fehlenden Endnutzern an Anreizen für den Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur, die wiederum Voraussetzung für das Entstehen substanzieller neuer Nachfrage durch Endnutzer ist.“

Prof. Dr. Bernhard Lorentz,  
Managing Partner Public Sector Deutschland, Österreich, Schweiz

Das japanische Ministerium für Wirtschaft, Handel und Industrie (METI) hat die gekoppelte Erzeugung von **Strom und Wärme im kommerziellen und privaten Gebäudesektor durch stationäre Brennstoffzellen** als einen integralen Baustein der nationalen Wasserstoffstrategie identifiziert. Stationäre Brennstoffzellen können durch dezentrale Stromerzeugung das Stromnetz entlasten und beispielsweise gegenüber witterungsbedingten Schwankungen resilienter machen. Die Energieeffizienz der Brennstoffzellen wird noch weiter gesteigert, indem sie gleichzeitig zur Wärmegegewinnung genutzt werden. Die private Anwendung Ene-Farm zeigt eindrucksvoll, wie schnell Skaleneffekte bei dieser Technologie wirken können. Die Kosten für eine 700-Watt-Anlage (auf der Basis von Polymerelektrolytbrennstoffzellen) für den Hausgebrauch lagen nach Einführung 2009 noch bei mehr als 40.000 Euro. Innerhalb von vier Jahren wurden ungefähr 70.000 Einheiten ausgeliefert und die Kosten hatten sich bis 2013 bereits auf unter

20.000 Euro halbiert. 2017 waren insgesamt bereits mehr als 170.000 dieser Einheiten im Einsatz und die Kosten sind auf rund 9.000 Euro gefallen. Das für 2019 strategisch festgelegte Preisziel von ca. 6.000 Euro ist damit in realistischer Reichweite. Parallel treiben Staat und Industrie die Entwicklung und Markteinführung der effizienteren, aber auch komplexeren Feststoffoxidbrennstoffzelle voran, von der ebenfalls bereits mehr als 25.000 Einheiten im privaten Einsatz sind.

Zwei Faktoren haben die vergleichbar schnelle Marktdurchdringung mit dieser zuvor gänzlich unerprobten Technologie wesentlich begünstigt: Zum einen hat die japanische Regierung eine relativ großzügige **Anschubsubventionierung** bereitgestellt (damit allerdings auch die Kosten sozialisiert), die in den Jahren 2009 und 2010 noch bei mehr als 12.000 Euro pro Einheit lag, bis zum Jahr 2014 aber auf unter 3.000 Euro zurückgefahren werden konnte. Zum anderen kommt diesen

Produkten zugute, dass sie als Energieträger bis zur Verfügbarkeit der benötigten Wasserstoffinfrastruktur reformiertes Erdgas verwenden. Sie stellen daher – ähnlich wie Wasserstoff aus nicht erneuerbaren Quellen – eine **Brückentechnologie** auf dem Weg zum Windwasserstoff dar, mittels derer Praxiserfahrung gewonnen und Skaleneffekte realisiert werden können. Die Erfahrungen beim weitflächigen Einsatz stationärer Brennstoffzellen bieten gleichzeitig eine hervorragende Ausgangslage für japanische Hersteller, auch auf kommerzielle und industrielle Anwendung zugeschnittene größere Anlagen zu entwickeln und anzubieten. Insbesondere für kleinere, energieintensive Betriebe außerhalb von Industrie- oder Chemieparcs mit einer zentralen Strom- und Wärmeinfrastruktur bieten solche Lösungen erhebliche Effizienzpotenziale.

**Der zweite zentrale Bereich, in dem Windwasserstoff die Sektorkopplung vorantreiben kann, ist der Personen- und Güterverkehr.** Hier zeigt sich (durch ihr Fehlen) die Bedeutung von Brückentechnologien: Zwar existieren bereits markt-reife Schienenfahrzeuge, Busse sowie Pkw und Lkw mit Brennstoffzellen am Markt, sie sind aber auf die Betankung mit (weitestgehend) reinem Wasserstoff und die entsprechende Infrastruktur angewiesen.

Im öffentlichen Verkehr kann dieses Problem direkt gelöst werden, indem die öffentliche Auftragsvergabe sowohl Fahrzeuge als auch die Betankung umfasst – wie bei Wasserstoff-Regionalzügen in Niedersachsen. [13] Im Individualverkehr stellen fehlende Möglichkeiten zur Betankung jedoch aus Kundensicht gegenwärtig noch ein entscheidendes Hemmnis für den Markterfolg dieser Fahrzeuge dar und schränken das Wachstum in bereits markt- und wettbewerbsfähigen Anwendungsfeldern ein. Mit deutlich unter 10.000 weltweit verkauften Einheiten pro Jahr (über

Abbildung 7: Weltweit verkaufte Brennstoffzellen und ihre Verwendung [14]

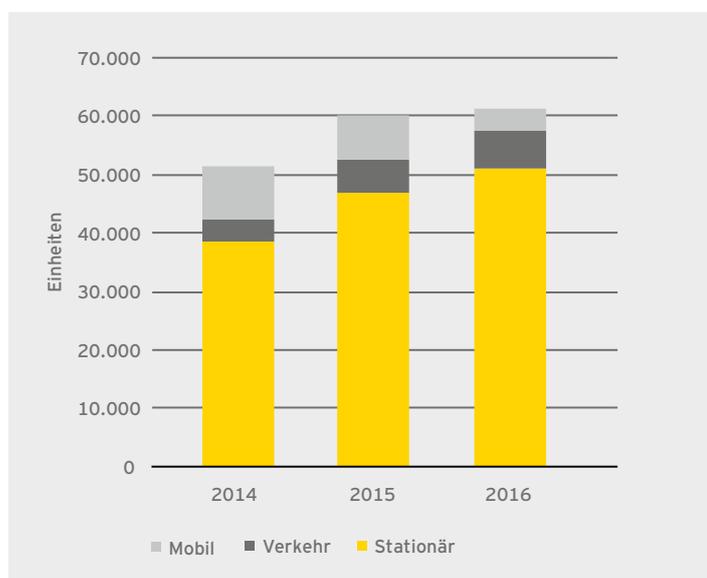


Tabelle 1: Beispiele für Brennstoffzellen im Verkehrssektor (Quelle: Herstellerangaben und [14], Stand Februar 2018)

Pkw	Bus	Schienentransport	Lkw
<b>Toyota Mirai (FCEV)</b> Am Markt seit: 2016 RW: 502 km	<b>Toyota SORA (FCEV)</b> Start: bis 2020 RW: 200 km	<b>Alstrom Coradia iLint</b> Am Markt seit: 2016 Bis zu 300 Passagiere RW: 800 km	<b>Nikola Motors Nikola One</b> Vorbestellbar RW: 1.200-1.900 km
<b>Honda Clarity (FCEV)</b> Am Markt seit: 2016 RW: 589 km	<b>Hyundai FCBUS (FCEV)</b> Start: 2020 RW: 300-450 km	Ab Ende 2017 im regelmäßigen Verkehr in Deutschland im Einsatz	<b>Toyota Fuel Cell Heavy Truck</b> In der Testphase RW: ca. 320 km
<b>Hyundai ix35 FC (FCEV)</b> Am Markt seit: 2013 RW: 594 km	<b>Wrightbus Street-Deck HEV (FCEV)</b> Am Markt seit: 2017 RW: n. a.	<b>CRRC Tangshan Co LFLRV</b> Am Markt seit: 2017 RW: 70 km	Unter anderem Kenworth, Peterbilt und Scania entwickeln Brennstoffzellen-Lkw
<b>Hyundai Nexo (FCEV)</b> Start: 2019 RW: 800 km	<b>Daimler Citaro FuelCell-Hybrid</b> Am Markt seit: 2015 RW: 250 km		
<b>Daimler GLC F-Cell (FC-BEV hyb)</b> Start: 2018 RW: 437 + 49 km			

alle Anwendungen hinweg) spielen Brennstoffzellen im Sektor Verkehr daher bislang noch eine relativ geringe Rolle.

Tabelle 1 bietet einen Kurzüberblick über Produkte, mit denen Wasserstoff bereits im Verkehrssektor angekommen ist oder unmittelbar davor steht (RW = Reichweite): Neben der fehlenden Tankstelleninfrastruktur ist der gegenwärtig hohe Preis von Brennstoffzellen-Pkw gegenüber vergleichbaren konventionellen Fahrzeugen ein zweites Hemmnis auf dem Weg, eine weitere Verbreitung im Markt zu erreichen. Zu einem Neupreis von rund 60.000 Euro für ein Fahrzeug in der Kompakt- oder unteren Mittelklasse tragen die Kosten der Brennstoffzelle gegenwärtig rund die Hälfte bei, also 30.000 Euro. Im Vorfeld der Einführung des neuen 2018er Modells bietet

Hyundai seinen ix35 FC deutlich günstiger (ca. 40.000 Euro) an. Verschiedene Studien sowie die Erfahrungen mit stationären Anwendungen deuten darauf hin, dass bei einer jährlichen Produktionsmenge von 100.000 Einheiten weltweit - also einer Verzehnfachung des gegenwärtigen Produktionsvolumens - eine Kostensenkung um 85 Prozent erreichbar wäre. [6], [15]. Damit wäre eine preisliche Wettbewerbsfähigkeit sogar ohne staatliche Zuschüsse gewährleistet. Auch deswegen sehen Schlüsselakteure - als Vorreiter Toyota - bereits kurz- und mittelfristig erhebliches Potenzial für diese Technologie und investieren nachhaltig in Brennstoffzellentechnologie. Welche Rolle die Brennstoffzelle für den deutschen Verkehrssektor im Speziellen spielen könnte, beleuchtet der Textkasten auf der folgenden Seite.

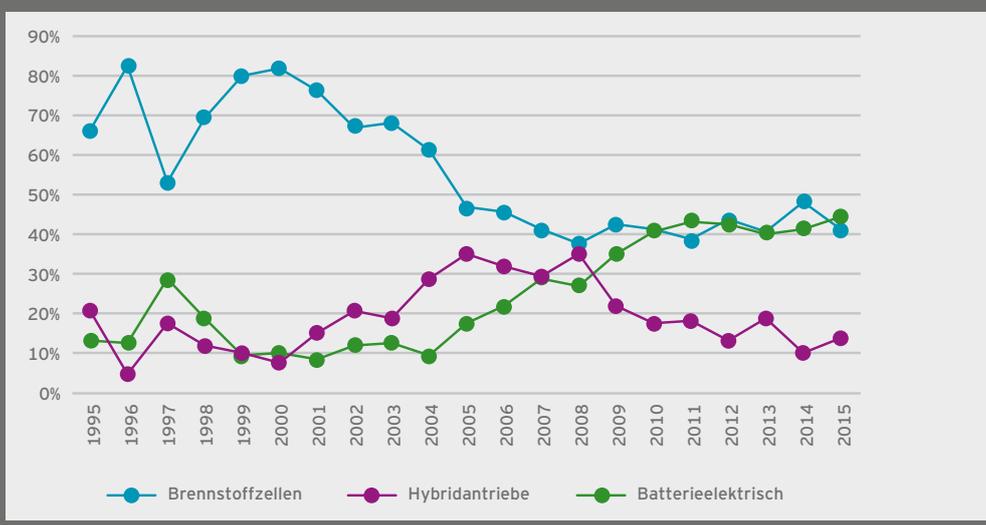
# Abgasthematik – grundlegende Annahmen im Verkehrssektor überdenken

Um die immer strengeren europäischen Emissionsziele für die Pkw-Flotte zu erreichen, haben die deutsche Industrie und die Politik zu einem hohen Grad auf effiziente Dieseltechnologie gesetzt. Dies spiegeln Prognosen zur Entwicklung des zukünftigen Fahrzeugbestands, etwa [16], unmittelbar wider. Der Anteil von Dieselfahrzeugen am deutschen Fahrzeugbestand wurde bis ins Jahr 2040 als stetig zunehmend vorhergesagt – noch im Jahr 2050 wäre laut diesen Annahmen mindestens jeder vierte Pkw ein Diesel. Die aktuellen gesellschaftlichen und politischen Entwicklungen im Zuge der Diesel-Affäre stellen nicht nur die Prognosen massiv infrage, sondern auch das zugrunde liegende Kalkül zur Reduktion von Treibhausgasen im Verkehr.

Kurzfristig ist die Alternative zum Dieselmotor der klassische Benzinmotor, der zusätzlichen Auftrieb erfährt. Allerdings wird hierdurch das CO<sub>2</sub>-Emissionsproblem der Industrie tendenziell noch verschärft. Es wird dringend eine Alternative zum Diesel für möglichst ähnliche Fahrprofile (hohe jährliche Fahrleistung, etwa über 18.000 km, und relativ hohe tägliche

Reichweiten) benötigt. Derzeit gibt es zu reinen Verbrennern nur Plug-in-Hybride als effizientere und vergleichsweise emissionsarme (im reinen Batteriebetrieb auch lokal emissionsfreie) Alternative mit hohen Reichweiten. [2] Perspektivisch ist dies das Einsatzgebiet, für das sich die lokal emissionsfreien Brennstoffzellenfahrzeuge, die heute bereits Reichweiten über 500 km und vergleichsweise schnelle und unkomplizierte Betankung bieten, am besten eignen. Komplette emissionsfrei können sie mit Windwasserstoff betankt werden. Die deutschen Hersteller verfügen über die nötigen technischen Kapazitäten, wie die Patentanmeldungen zeigen, und ab 2018 kommt das erste eigene Fahrzeugmodell an den Markt. Es stünden also Lösungen mit langfristiger Perspektive bereit – gegenwärtige Bemühungen, etwa der Milliardenfonds zur Verbesserung der Luftqualität in Städten, wirken allerdings noch eher wie Flickwerk.

**Abbildung 8: Anteile der Patente deutscher Unternehmen bei alternativen Antriebstechnologien für verschiedene Antriebsformen nach Anmeldejahr [16]**



# Falsche Investitionssignale und verzerrte Anreize

**W**asserstoff als Elektrolyseprodukt aus erneuerbarem Strom hat für das deutsche Energiesystem der Zukunft eine Vielzahl essenzieller Aufgaben, für die teils auch auf absehbare Zeit keine technischen Alternativen zur Verfügung stehen dürften, insbesondere:

- ▶ als langfristiger Energiespeicher für erneuerbaren Strom
- ▶ zur Stabilisierung und Entlastung des Stromnetzes (durch „virtuelle“ Stromtransporte, als Abnehmer von Leistungsspitzen in Elektrolyseuren, als Energieträger für Transporte über extrem lange Strecken ...)
- ▶ als Schlüssel zur Sektorkopplung Strom-Wärme-Verkehr, als Energieträger für Wärme und als Treibstoff für Personen- und Nutzfahrzeuge mit hoher Reichweite

Trotzdem sind die Anreize für (private) Infrastrukturinvestitionen im Windgasbereich zum jetzigen Zeitpunkt aus verschiedenen Gründen nicht ausreichend. Der Fracking-Boom in Nordamerika hat die weltweiten Märkte für fossile Brennstoffe und Erdgas durcheinandergewirbelt und die Preise für Erdgas deutlich gedrückt. Umgekehrt bleiben die Emissionszertifikate aufgrund der vergleichsweise gemäßigten Preisentwicklung ein eher zahnlöser Tiger. In der Zusammenschau bleibt „brauner“ Wasserstoff im Vergleich zu den Kosten der Windgasgewinnung relativ günstig. Diese Kosten für Windgas hängen neben der Auslastung der Anlage insbesondere vom zu entrichtenden Strompreis ab. Günstigerer Strom und mehr jährliche Betriebsstunden erhöhen jeweils die Wirtschaftlichkeit.

Garantierte Mindestvergütungen für die Einspeisung von erneuerbarem Strom führen zu einer doppelten Verzerrung der Investitionsanreize: Zum einen sind sie äquivalent zu einem Mindestpreis für bezogenen Windstrom, zum anderen mindert die Preis- und Abnahmegarantie für Betreiber von Windkraftanlagen den Anreiz, selbst in Speichermöglichkeiten zu investie-

ren oder die Möglichkeit (und langfristige Anforderung) der Speicherung bei Planungen und Entscheidungen zu berücksichtigen. Neue, effizientere Gaskraftwerke setzen die Profitabilität von Bestandskraftwerken durch Merit-Order-Effekte zusätzlich unter Druck, weswegen seit 2011 deutlich mehr Kapazität stillgelegt wurde, als neu ans Netz gekommen ist.

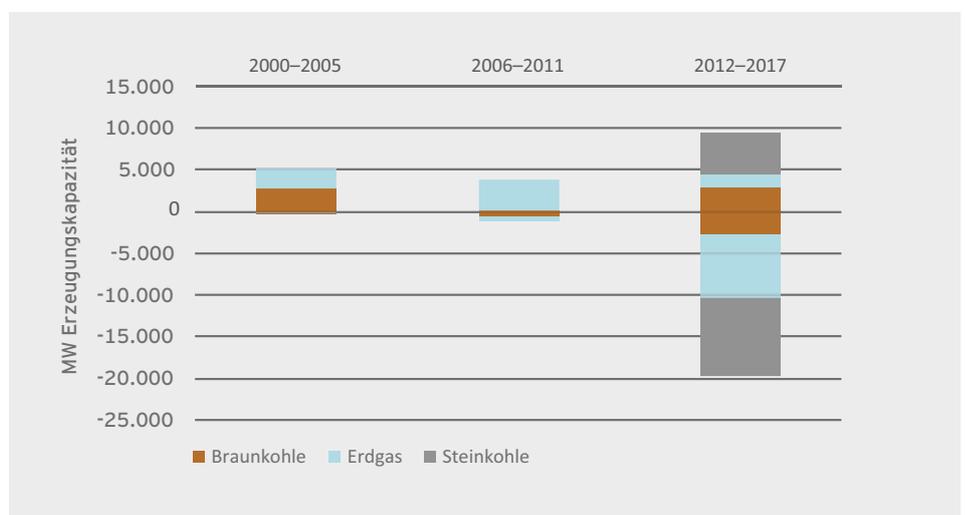
Diese generelle Problematik betrifft selbstverständlich nicht nur Windstromanlagen, sondern auch zum flexiblen Lastausgleich heute (und für die Wasserstoffverstromung auch in Zukunft) dringend benötigte Kapazitäten in effizienten Gaskraftwerken. Wegen der zunehmenden Einspeisung von erneuerbarem Strom sinkt deren jährliche Auslastung und damit Profitabilität, was unter anderem große Konzerne dazu bewegen hat, ihr Engagement in dieser Sparte zu überdenken.

In Wissenschaft und Politik ist das grundlegende Problem erkannt, nämlich dass die Bereitstellung flexibler Kapazität und der damit einhergehende Beitrag zur Stabilisierung von Stromnetz und -versorgung durch

den Markt nicht kompensiert werden. Als Lösungsansatz wird beispielweise ein Markt- und Entlohnungsmechanismus für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität gefordert, um diese Form des klassischen Marktversagens bei Investitionsanreizen zu beheben.

Erforderlich ist also in jedem Fall ein erheblicher lenkender Eingriff durch die Politik in Form von angemessener Regulierung und Anpassung der Anreize für Investitionen. Dies bietet die Chance, nicht nur das drängende Problem (heute wäre dies „Kapazitäten in Gaskraftwerken“) anzugehen, sondern mit Blick auf die langfristigen Herausforderungen auch für Investitionen in Wasserstoffspeicher und -transport – welche in Zukunft die gleiche Rolle für das Stromnetz und das Energiesystem spielen werden wie Erdgas zum heutigen Zeitpunkt – die notwendigen Rahmenbedingungen, beispielsweise zumindest ein „level playing field“, zu schaffen. Zusätzlichen ökonomischen Nutzen verspricht, dass hierdurch der Weg des Energieträgers Wasserstoff in die Sektoren Wärme und Transport „nebenher“ beschleunigt werden kann.

**Abbildung 9: Inbetriebnahmen und Stilllegungen fossiler Kraftwerke in Deutschland seit 2000, Planungsstand 2017 (Quelle: BNETZA)**



---

„Erforderlich ist also in jedem Fall ein erheblicher lenkender Eingriff durch die Politik in Form von angemessener Regulierung und Anpassung der Anreize für Investitionen.“

Metin Fidan, Managing Partner Energy Sector Deutschland, Österreich, Schweiz

---



# Wo beginnen?

## Auf regionalen Stärken aufbauen



**N**icht alle Regionen in Deutschland sind für den Rollout von Wasserstoffinfrastruktur gleich gut geeignet. Durch das Zusammenspiel verschiedenster Faktoren sind insbesondere die norddeutschen Küstenregionen und die Region Unterelbe prädestiniert dafür, hier eine Leuchtturmfunktion erfüllen (siehe auch [3], [4] und [17]). In der frühen Phase können die existierenden Cluster der chemischen Industrie sowohl als Abnehmer von „grünem“ Wasserstoff fungieren als auch eine Brückenfunktion als Anbieter von „braunem“ und „weißem“ Wasserstoff für höherwertige Anwendungen erfüllen. Als konkretes Beispiel wurde aus dieser Motivation heraus im November 2017 - gefördert durch Mittel des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) - in Hamburg-Neuhof die weltgrößte regel-flexible Elektrolyse-Wasserstoff-Anlage in Betrieb genommen, die Wasserstoff als Input für Raffinerieprozesse liefert. In diesem Umfeld kann beispielsweise eine reibungs-

lose Skalierung von Anwendungen im Transportsektor garantiert werden, sobald die nötigen Schnittstellen (Übertragung und Betankung) zur Nutzung existieren.

Der Nordwesten Deutschlands (dena-Region 22) ist ein Herzstück der deutschen Windenergie und direkt benachbart zu den Offshore-Windparks in der Nordsee. Regelbare Elektrolyseure, die hier installiert werden, können als wichtiger Bestandteil „intelligenter“ Stromnachfrage auf das fluktuierende Angebot an Windenergie reagieren. Damit tragen sie zur Stabilisierung des deutschen Stromnetzes bei. Im Hinblick auf „virtuelle Stromtransporte“ über das Gasnetz, bei denen Gas aus PtG-Anlagen in das Gasnetz eingespeist wird, liegt die benötigte Infrastruktur vor: Das Gasnetz in der Region verfügt bereits heute über genügend hohe Entry-Kapazitäten. [12]

Ein weiterer Schlüsselfaktor für die Nutzung von Wasserstoff sind schließlich Möglichkeiten zur Speicherung. Die kostengünstigste und technisch ausgereifteste Möglichkeit zur Speicherung von Wasserstoff sind Kavernen in geologischen Salzformationen - geeignete Salzformationen sind an möglichen Erzeugungsstandorten (etwa im Großraum Hamburg) ausreichend vorhanden, sodass eine Speicherung des erzeugten Wasserstoffs zu minimalen Kosten möglich sein wird.

Hinsichtlich der Ziele der Energiewende und des Klimaschutzes bietet sich für die Region die Chance, als Vorreiter mithilfe einer flexiblen Technologie einen nachhaltigen Beitrag zur Zukunftsfähigkeit in der Energieerzeugung und -nutzung zu leisten und an den vielfältigen Entwicklungen im Bereich von Wasserstoff zu partizipieren. Hier kann die Politik mit geringsten Kosten und niedrigstem Aufwand die nötigen Investitionsanreize schaffen.

# Die Zeit zu handeln – ein internationaler Tipping Point?

Das Vorbild anderer Industrienationen zeigt, dass die Politik mit einer Wasserstoffstrategie ambitionierte Ziele vorgeben und erreichen kann. Sie sollte sich dabei aber aus Effizienzsicht an den regionalen Voraussetzungen orientieren, um die Kosten möglichst gering zu halten und vorrangig die Flexibilität des Energiesystems zu stärken. Hinter die „Hydrogen Society“ Japan und die umfangreichen Vorhaben in Südkorea ist Deutschland bereits deutlich zurückgefallen. Auch in der unmittelbaren geografischen Nähe gibt es Beispiele für zugleich zukunftsweisende und pragmatische Planung und Entscheidungen, etwa in England.

## Wie England sein Gasnetz bereit für (mehr) Wasserstoff macht

Bereits 2002 wurde im Vereinigten Königreich das Iron Mains Replacement Programme (IMRP) angestoßen, das - ursprünglich aus Sicherheitsgründen - das Gasnetz schrittweise bis zum Jahr 2032 auf Rohre aus Polyethylen umstellt. Diese Rohre erlauben aber zugleich einen substanzial höheren Wasserstoffanteil im transportierten Gasgemisch - bei vollständiger Umstellung könnte sogar reiner Wasserstoff transportiert werden (im Vergleich zu einem Maximum von ca. 10 Prozent im aktuellen deutschen Erdgasnetz). Da rund 80 Prozent der englischen Bevölkerung Erdgas für das Heizen und Kochen verwenden, wurde in diesem Bereich ein erhebliches Einsparpotenzial für Treibhausgasemissionen erkannt.

Konkrete Machbarkeitsstudien haben zwei Regionen identifiziert, die sich für eine Umstellung auf eine Wasserstoffinfrastruktur besonders eignen würden: Der Großraum Leeds könnte aufgrund der Verfügbarkeit von Speichermöglichkeiten in Salzkavernen und der Nähe zu Wasserstoffherzeugern zu vertretbaren Kosten komplett auf Wasserstoff umgestellt werden. In der Region Liverpool-Manchester erwägt der Gasnetz-

betreiber Cadent die Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff für industrielle Abnehmer - rund 11 Prozent der englischen Industrieproduktion. Parallel würde dann Wasserstoff in das lokale Erdgasnetz eingespeist, wobei der zulässige Wasserstoffanteil von den installierten Geräten in Privathaushalten abhängig wäre. Die endgültige Investitionsentscheidung soll hier in den kommenden fünf Jahren gefällt werden. Diese detaillierten Machbarkeitsstudien (und möglichen Projekte) setzen ebenso wie nationale Initiativen im Vereinigten Königreich darauf, dass ein graduel-ler Übergang zu wasserstoffbasierten Lösungen, der sich an den regionalen Voraussetzungen orientiert, möglich ist.

## Think Big - Top-down-Initiativen in Südkorea

In der Energiewende Südkoreas - bis 2035 sollen 11 Prozent des Bedarfs an Primärenergie aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden - setzt das Land in hohem Maße auf Wasserstoff. In enger Zusammenarbeit zwischen Staat und Industrie werden ambitionierte Ziele formuliert - bis 2030 sollen 500 Wasserstofftankstellen mehr als 630.000 Brennstoffzellen-Pkw und einen Großteil der öffentlichen Busse versorgen. Das stadtähnliche Hyundai-Werksgelände in Ulsan verfügt über ein Wasserstoffnetzwerk mit Anbindung an nahe gelegene Städte, um die Brennstoffzellentechnik für Strom- und Wärmeerzeugung auch in Haushalte zu transportieren und auf diese Weise die Kostendegression über Skaleneffekte zu beschleunigen. In der industriellen Stromerzeugung mit Brennstoffzellen ist Südkorea mit der weltweit größten Anlage in Hwasung ebenfalls führend. Ähnlich zur chinesischen Politik, bei der der Fokus der Bemühungen auf dem Großraum Schanghai liegt, setzen die koreanischen Anstrengungen darauf, regionalen Projekten zum Erreichen einer kritischen Masse zu verhelfen.

## Das Zeitalter des Wasserstoffs in Japan und die Rolle Australiens als Energieexporteur

Mit der nationalen Initiative „Hydrogen Society“ verfolgt Japan die weltweit ambitioniertesten Ziele - und kann bereits auf Erfolge verweisen, wie das Beispiel der dezentralen Wärme- und Stromerzeugung mit Brennstoffzellen zeigt. Im Verkehrssektor sollen bis 2030 mindestens 800.000 Brennstoffzellen-Pkw zugelassen sein. Setzt man die üblichen Prognosen zur Kostendegression an, wären diese bis dahin im Hinblick auf Kosten ohne Subventionen konkurrenzfähig zu herkömmlichen Antrieben. Bis 2040 soll der Verkehr lokal CO<sub>2</sub>-frei sein - zeitgleich mit dem Atomausstieg Japans. Im Stromsektor soll Wasserstoff im Jahr 2030 einen Beitrag von rund 9 Prozent zum Strommix leisten - bis zum Jahr 2040 soll dieser dann komplett CO<sub>2</sub>-frei sein. Die zentrale Herausforderung - die Versorgung Japans mit ausreichenden Mengen an Wasserstoff - soll mit Ingenieurskunst gemeistert werden: Neue Technologien (siehe Textkasten auf der folgenden Seite) sollen die Verschiffung großer Wasserstoffmengen aus Australien ermöglichen. Zwischen den Staaten wurde ein Memorandum unterschrieben, das den Startzeitpunkt für die Versorgung auf das Jahr 2020 festlegt. Zunächst wird Australien den benötigten Wasserstoff aus Braun- und Steinkohle erzeugen - langfristig und wegen des japanischen Emissionsziels für 2040 wird eine Umstellung auf Wasserstoffherzeugung aus erneuerbaren Quellen erfolgen.

## Und nun: Deutschland?

Auch in Deutschland existieren vielversprechende Initiativen, welche die Nutzung des Energieträgers Wasserstoff vorantreiben - insbesondere aus dem privaten Bereich. Die genannten Beispiele aus dem internationalen Umfeld zeigen jedoch, welche Rolle staatliche Institutionen bei Zielsetzung und Investitionen spielen können und

# Neue technische Möglichkeiten zum Wasserstofftransport über weite Strecken

Wüstenregionen in Nordafrika, Zentralasien und Australien weisen extrem hohe und regelmäßige Sonneneinstrahlung auf und sind daher für die Umwandlung von Solarenergie in Strom in großem Rahmen prädestiniert. Ein Faktor, an dem solche Projekte (etwa DESERTEC) in der Vergangenheit gescheitert sind, ist die räumliche Distanz zwischen Angebot und Nachfrage, die mit teurer Infrastruktur (z. B. Unterwassergleichstromkabel) überbrückt werden müsste. Die Entfernung zwischen Darwin und Kobe (ca. 5.900 km) beträgt fast das Dreifache der Distanz zwischen Casablanca und Brüssel (ca. 2.150 km). Das japanisch-australische Pilotprojekt sieht für die Zeit ab 2020 eine neuartige, alternative Lösung des Energietransportproblems vor: Als Energieträger soll Wasserstoff zum Einsatz kommen, der mittels

Tankschiffen von Australien aus an einen eigens entwickelten Aufnahmeterminal im Hafen von Kobe geliefert wird. Dass diese Art, gasförmige Energieträger zu transportieren, im industriellen Maßstab prinzipiell wirtschaftlich sein kann, zeigt der Einsatz von Transportschiffen mit tiefgekühltem Flüssiggas (LNG). Die technische Herausforderung beim Transport von Wasserstoff besteht im noch tieferen Siedepunkt im Vergleich zu Erdgas. Neben Transportern mit flüssigem Wasserstoff (LHG) sind daher Tanker in der Entwicklung, die Wasserstoff gebunden in Ammoniak oder gelöst in Toluol transportieren würden. Der auf diese Weise transportierte Wasserstoff soll ab ca. 2025 preislich wettbewerbsfähig zum Energieträger Erdöl sein.



---

## „Wasserstofftechnologie ist längst keine Utopie mehr, sondern in anderen Ländern im Alltag vieler Menschen angekommen.“

Tobias Merten, EY Manager, Mobility Innovation

---

müssen, um das Potenzial des Energieträgers Wasserstoff im deutschen Strom- und Energiesystem nutzbar zu machen - eines Energieträgers, der aus Windkraft erzeugt in manchen Regionen Deutschlands nachhaltig, auf Dauer und reichhaltig verfügbar ist. Konkret bedeutet dies:

### **Nachjustieren bei Investitionsanreizen.**

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die garantierte Einspeisevergütung haben einen zentralen Beitrag zum rasanten Wachstum der erneuerbaren Stromerzeugung geleistet. Es ist aber der Punkt erreicht, an dem für den erfolgreichen Fortgang der Energiewende flexible Erzeugungskapazitäten oder eben Speichermöglichkeiten benötigt werden. Energiespeicher müssen zur Priorität werden, sowohl in der Forschung (etwa im Bereich der Flüssigbatterie) als auch bei Investitionen in bereits technisch gangbare Maßnahmen (Kavernen zur Wasserstoffspeicherung), und schließlich müssen den Betreibern von existierenden und neuen Windparks (und anderen

erneuerbaren Erzeugungsformen) Anreize gesetzt werden, um eine flexiblere Einspeisung ihres Stroms zu ermöglichen. Hier könnten integrierte PtG-Anlagen als „intelligente“ und flexible Stromabnehmer eine wichtige Rolle spielen. Im Moment stehen solchen integrierten Lösungen noch Preisgarantien und anfallende Netzentgelte entgegen. Die Erzeugnisse - Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe - können zudem eine Brücke in den Verkehrs- und Wärmesektor bauen.

**Regionale Pilotprojekte.** Wasserstofftechnologie ist längst keine Utopie mehr, sondern in anderen Ländern im Alltag vieler Menschen angekommen. Diese Erfahrungen zahlen sich doppelt aus: Zum einen sinken über Lern- und Skaleneffekte die Kosten für die eingesetzte Technik rapide, zum anderen baut der Kontakt zu neuen Technologien (etwa bei der Betankung und beim Fahren von Brennstoffzellen-Pkw) die Hemmschwelle von Nutzern und damit eine „weiche“ Markteintrittsbarriere ab. Diese

Effekte sind volkswirtschaftlich wertvoll, werden aber vom Markt nicht entlohnt. Hier kann die Politik eine zentrale Rolle spielen, indem sie Pilotprojekte fördert und durch glaubwürdige Zusagen Investitionsunsicherheit verringert. Regionale Komplementaritäten bei der Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff sollten hierbei berücksichtigt werden - mit dem Ziel, in Clustern die kritische Masse für den wirtschaftlichen Einsatz der Technik zu erreichen. Dies ermöglicht einen graduellen und möglichst kosteneffizienten Übergang zu einem alternativen Energieträger der Zukunft.



# Referenzen

- [1] Hydrogen Council (2017a): How hydrogen empowers the energy transition, Report.
- [2] Shell Deutschland und Wuppertal Institut (2017): Shell Wasserstoff-Studie: Energie der Zukunft? Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H<sub>2</sub>, Bericht, Hamburg 2017.
- [3] Fahrplan zur Realisierung einer Wind-Wasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe - Ergebnisbericht (2013), EY, Ludwik-Bölkow-Systemtechnik und Becker Büttner Held, Hamburg 2013.
- [4] Potenziale der Wind-Wasserstoff-Technologie in der Freien und Hansestadt Hamburg und in Schleswig-Holstein (2010), Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, Hamburg 2010.
- [5] Stiller, C.; Göke, V.; Würtenberger, U. (2015): Energiespeicher: Es gibt keinen Königsweg, aber auch keine Alternative, Chemie Ingenieur Technik, 87(4), S. 335-339.
- [6] International Energy Association (IEA): Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells, IEA, Paris 2015.
- [7] Sinn, H. W.: Introductory Comment. The Green Paradox: A Supply-Side View of the Climate Problem, Review of Environmental Economics and Policy, 9(2), 2015, S. 239-245.
- [8] Götz, M.; Lefebvre, J.; Mörs, F.; McDaniel Koch, A.; Graf, F.; Bajohr, S.; Reimert, R.; Kolb, T.: Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, Renewable Energy, 85, 2016, S. 1371-1390.
- [9] Graf, K.; Sandler, S.: Delphi-Kurzstudie: Praxis und Potenzial von Power-to-Gas, nymoen Strategieberatung, Berlin 2017.
- [10] Kirchner, A.; Koziel, S.; Mayer, N.; Kunz, C.: Metaanalyse: Flexibilität durch Sektorkopplung, Forschungsradar Energiewende, Berlin 2016.
- [11] Sterner, M.; Thema, M.; Eckert, F.; Lenck, T.; Götz, P.: Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Energy Brainpool, Studie im Auftrag von Greenpeace Energy, Regensburg/Hamburg/Berlin 2015.
- [12] Fishedick, M.; Merten, F.; Krüger, C.; Nebel, A.: Synergieeffekte Gas- und Stromnetze. Nutzung von Gasnetzen und -speichern für die Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien und zur Entlastung der Stromnetze, Wuppertal Institut, 2013.
- [13] Wasserstoff-Infrastruktur für die Schiene - Ergebnisbericht, Studie für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur koordiniert durch die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie, Berlin 2016.
- [14] Curtin, S.; Gangi, J.: Fuel Cell Technologies Market Report, U.S. Department of Energy and Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Washington D.C. 2017.
- [15] Hydrogen Council: Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition, Report, 2017.
- [16] Dieler, J.; Ebnet, M.; Falck, O.; Koenen, J.; Wackerbauer, J.: Auswirkungen eines Zulassungsverbots für Personenkraftwagen und leichte Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotor, ifo Institut, München 2017.
- [17] Scheunit, C.; Heuke, R.; Paschke, J.: Potenzialatlas Power to Gas, Deutsche Energie-Agentur, Berlin 2016.

---

## Ihre Ansprechpartner



**Metin Fidan**

EY Partner, Leiter Energy D/A/CH  
Telefon +49 30 25471 21379  
metin.fidan@de.ey.com



**Prof. Dr. Bernhard Lorentz**

EY Partner, Leiter Government & Public Sector D/A/CH  
Telefon +49 30 25471 18135  
bernhard.lorentz@de.ey.com



**Jörg Hönemann**

EY Partner, Leiter Automotive & Transportation D/A/CH  
Telefon +49 511 8508 17718  
joerg.hoenemann@de.ey.com



**Dr. Johannes Koenen**

EY Manager, Economic Advisory  
Telefon +49 89 14331 17129  
johannes.koenen@de.ey.com



**Tobias Merten**

EY Manager, Mobility Innovation  
Telefon +49 40 36132 24414  
tobias.merten@de.ey.com

# Kontakt





**Die globale EY-Organisation im Überblick**

Die globale EY-Organisation ist einer der Marktführer in der Wirtschaftsprüfung, Steuerberatung, Transaktionsberatung und Managementberatung. Mit unserer Erfahrung, unserem Wissen und unseren Leistungen stärken wir weltweit das Vertrauen in die Wirtschaft und die Finanzmärkte. Dafür sind wir bestens gerüstet: mit hervorragend ausgebildeten Mitarbeitern, starken Teams, exzellenten Leistungen und einem sprichwörtlichen Kundenservice. Unser Ziel ist es, Dinge voranzubringen und entscheidend besser zu machen - für unsere Mitarbeiter, unsere Mandanten und die Gesellschaft, in der wir leben. Dafür steht unser weltweiter Anspruch „Building a better working world“.

Die globale EY-Organisation besteht aus den Mitgliedsunternehmen von Ernst & Young Global Limited (EYG). Jedes EYG-Mitgliedsunternehmen ist rechtlich selbstständig und unabhängig und haftet nicht für das Handeln und Unterlassen der jeweils anderen Mitgliedsunternehmen. Ernst & Young Global Limited ist eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach englischem Recht und erbringt keine Leistungen für Mandanten. Weitere Informationen finden Sie unter [www.ey.com](http://www.ey.com).

In Deutschland ist EY an 21 Standorten präsent. „EY“ und „wir“ beziehen sich in dieser Publikation auf alle deutschen Mitgliedsunternehmen von Ernst & Young Global Limited.

© 2018 Ernst & Young GmbH  
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft  
All Rights Reserved.

GSA Agency  
HFI 1802-488  
ED None

Diese Publikation ist lediglich als allgemeine, unverbindliche Information gedacht und kann daher nicht als Ersatz für eine detaillierte Recherche oder eine fachkundige Beratung oder Auskunft dienen. Obwohl sie mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt wurde, besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit und/oder Aktualität; insbesondere kann diese Publikation nicht den besonderen Umständen des Einzelfalls Rechnung tragen. Eine Verwendung liegt damit in der eigenen Verantwortung des Lesers. Jegliche Haftung seitens der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft und/oder anderer Mitgliedsunternehmen der globalen EY-Organisation wird ausgeschlossen. Bei jedem spezifischen Anliegen sollte ein geeigneter Berater zurate gezogen werden.

**[www.de.ey.com](http://www.de.ey.com)**