

KLIMAWANDEL, ENERGIE UND UMWELT

ZUKUNFT WASSERSTOFF?

Potenzziale, Herausforderungen und Lösungen
der japanischen Strategie

Dr. Martin Schulz, Tokio
März 2022



Japan nimmt eine Führungsrolle bei der Entwicklung von Wasserstoff als Energieträger ein. Eine wichtige Rolle spielt dabei die strategische Zusammenarbeit mit der Industrie. Die geringe politische Unterstützung im Bereich erneuerbarer Energien verhindert jedoch die Einbindung der Strategie in eine nachhaltige Klimapolitik.



Das größte Potenzial von Wasserstoff liegt im Handel von Niedrig-CO₂-Energieträgern. Durch den Ausbau internationaler Produktionsketten und Kooperationen mit Energieexportländern können CO₂-Emissionen früher reduziert werden, als dies durch einen ausschließlichen Fokus auf den Ausbau erneuerbarer Energien möglich wäre.

Inhalt

	EXECUTIVE SUMMARY	2
1	WASSERSTOFFSTRATEGIEN IN JAPAN UND DEUTSCHLAND IM VERGLEICH	4
2	WASSERSTOFFSTRATEGIE: BLAU VS. GRÜN	6
3	TECHNOLOGISCHE HERAUSFORDERUNGEN EINER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT	9
4	DIE ENTWICKLUNG DER JAPANISCHEN WASSERSTOFFSTRATEGIE	11
	4.1 Hintergrund	11
	4.2 Von Brennstoffzellen zum Mirai	11
	4.3 Die (späte) Entwicklung von Brennstoffzellen für den Fernverkehr	13
	4.4 Brennstoffzellen für Haushalte	14
	4.5 Effizienter Einsatz in Industrieparks	16
5	SCHRITTWEISE INTEGRATION DER WASSERSTOFFSTRATEGIE	19
6	JAPANS NEUE GREEN-GROWTH-STRATEGIE: FOKUS AUF ERNEUERBARE ENERGIEN	22
7	DIE ENTWICKLUNG INTERNATIONALER PRODUKTIONSKETTEN	24
	7.1 Flüssiger Wasserstoff – die Kooperation mit Australien	24
	7.2 Ammoniak für den Transport – Kooperation mit Saudi-Arabien	26
	7.3 Alternative Transportwege – Kooperation mit Malaysia	27
8	ZUSAMMENFASSUNG: DAS ZUSAMMENSPIEL VON WASSERSTOFF UND ERNEUERBAREN ENERGIEN	30
	Referenzen	32
	Liste der Abbildungen	34

EXECUTIVE SUMMARY

Wasserstoff hat in den Strategien zur Energiewende eine enorme Renaissance erlebt. Die Pläne zur Umsetzung einer Wasserstoffstrategie unterscheiden sich dabei jedoch von Land zu Land erheblich. So konzentriert sich Deutschland auf die Entwicklung von sogenanntem grünen Wasserstoff, der aus erneuerbaren Energien hergestellt wird. Eine größere Rolle bei der Energieversorgung kann Wasserstoff daher erst spielen, wenn so viel erneuerbare Energie zur Verfügung steht, dass Umwandlungsverluste von 60 bis 80 Prozent hingenommen werden können. Japan arbeitet dagegen seit Langem an einer »Wasserstoffwirtschaft«, die parallel zur Elektrifizierung möglichst schnell und günstig große Mengen niedrig-CO₂ Energie zur Verfügung stellen soll. Dies ist nur durch sogenannten blauen Wasserstoff zu erreichen, der durch Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) aus Erdgas gewonnen und importiert wird.

Diese Studie untersucht die japanischen Erfolge und Schwierigkeiten auf dem Weg zu einer Wasserstoffwirtschaft. Bemerkenswert ist dabei, dass sich Japan bereits vor zwanzig Jahren, als es noch Weltmarktführer bei der Batterieentwicklung und führend bei der Entwicklung von Solartechnologien war, für eine langfristige Wasserstoffstrategie entschieden hat. Die starke Konkurrenz aus anderen asiatischen Ländern hatte in weiten Teilen der Industrie das Interesse an der Entwicklung der komplexen Technologie geweckt, die nicht so einfach zu kopieren war und neue Wachstumspotenziale versprach.

Die Interessen der Industrie waren dabei vielfältig: In der Automobilindustrie sollte der Einsatz von Brennstoffzellen die Konkurrenzfähigkeit gegenüber der Elektronik- und Softwareindustrie bei der Entwicklung von Elektroautos steigern. Versorger und Haushaltsgerätehersteller versuchten, Brennstoffzellen zu einem alternativen Markt zu elektrischen Wärmesystemen wie Klimaanlage zu entwickeln. Die Chemie-, Stahl- und Transportindustrie suchte einen günstigen CO₂-armen Energieträger auf Basis bestehender Infrastrukturen, um den hohen Kosten einer grünen Elektrifizierung zu begegnen. In der Energiepolitik sollten CO₂-Einsparungen durch breite Technologie- und Effizienzgewinne erzielt und dabei gleichzeitig das Energieversorgungsproblem durch Importe gelöst werden. Und Japans Partner in Asien und dem Mittleren Osten suchten die Unterstützung bei der Entwicklung von Niedrig-CO₂-Energieträgern auf Basis von CCUS.

Viele dieser Initiativen waren jedoch nicht von Erfolg gekrönt. So ließen sich trotz großem Einsatz die Effizienz Nachteile bei der Umwandlung von Wasserstoff gegenüber der direkten Verwendung von Strom und dessen Speicherung in Batterien nicht überwinden. Die vielseitigen Einsatzmöglichkeiten von Batterien verschaffen ihnen einen kaum einholbaren Wettbewerbsvorteil bei der Entwicklung. Hinzu kommt, dass die parallele Entwicklung von mehreren komplexen, teuren Technologien ohne Schwerpunktsetzung kaum zu stemmen ist. In Japan hat dies zu einer »Unterentwicklung« der erneuerbaren Energien geführt, die jetzt die Erreichung der Klimaziele 2050 erschwert. Eine Wasserstoffwirtschaft kann ohne die Einbindung in ein energiepolitisches Gesamtkonzept nicht funktionieren.

Auch im Verkehrssektor haben sich die Hoffnungen zur Einführung von Brennstoffzellenautos nicht erfüllt. Im Gegensatz zum Individualverkehr verspricht die Entwicklung von Last- und Transportfahrzeugen für Langstrecken mit einem beschränkten Versorgungsnetzwerk Effizienzgewinne. Bei gleichzeitigen wasserstoffbasierten Energieimporten erzielt die Verwendung von Ammoniak statt reinen Wasserstoffs Kostenvorteile. Bei der Haushaltsversorgung kann Wasserstoff erneuerbare Energien durch komplexe Kraft-Wärme-Koppelungen sinnvoll ergänzen, wenn in Ländern mit kalten Wintern Pipelines und unterirdische Lagermöglichkeiten vorhanden sind. In Deutschland könnte dies sinnvoll sein, in den meisten Teilen Japans dagegen nicht.

In allen diesen Bereichen ist die zügige Bereitstellung eines Niedrig-CO₂-Energieträgers die Grundlage. Vor allem blauer Wasserstoff für den Import und die Nutzung vorhandener Infrastruktur stehen daher in Japan im Mittelpunkt der Überlegungen. Dieses Szenario unterstützt eine technologieoffene Entwicklung, ermöglicht bzw. bedingt die Zusammenarbeit mit der Industrie bei der CO₂-Vermeidung und könnte zur Entwicklung von Niedrig-CO₂-Transportketten führen sowie dem Ausbau der Energiespeicherung und der Weiterentwicklung effizienter Methoden von Kraft-Wärme-Kopplung in Industrie und Haushalten.

Der Ausbau internationaler Produktionsketten für Niedrig-CO₂-Energieträger hat das Potenzial, Emissionen deutlich früher zu reduzieren, als dies durch den Ausbau erneuerbarer Energien möglich ist. Japan zeigt hier den Weg zu

Kooperationen mit Australien, Asien und dem Mittleren Osten. Ein wichtiges Element sind dabei die Transportwege, für die sich Ammoniak als Favorit herauskristallisiert hat.

Deutschland und Japan können bei der Entwicklung einer nachhaltigen Wasserstoffstrategie für die Energiewende viel voneinander lernen. In Japan hat die enge Zusammenarbeit mit der Industrie zu positiven Ergebnissen geführt; die fehlende politische Unterstützung einer langfristig »erneuerbaren« Strategie hat aber auch Defizite offengelegt. In Deutschland behindert die stark politisch geprägte Festlegung auf vergleichsweise teuren grünen Wasserstoff die Entwicklung vieler Potenziale beim effizienten Sektorenübergang, der Kraft-Wärme-Kopplung, saisonalen Speicherung und internationalen Kooperation mit Energieexportländern.

1

WASSERSTOFFSTRATEGIEN IN JAPAN UND DEUTSCHLAND IM VERGLEICH

In Japan ist die Wasserstoffentwicklung seit zwei Jahrzehnten nicht nur im Forschungsbereich, sondern auch mit marktreifen Anwendungen – vom Automobilbau bis hin zur heimischen Energieversorgung – kontinuierlich vorangetrieben worden. Die Erfolge – der weltweit höchste Anteil an Patenten, das am weitesten verbreitete Brennstoffzellenauto (Toyota Mirai) und die größte grüne Elektrolyseanlage in Namie (Fukushima) – sind weithin sichtbar. Dabei hat sich Japans »Wasserstoffgesellschaft« jedoch häufig anders entwickelt als ursprünglich geplant. Statt Wasserstoffautos stehen heute internationale Produktions- und Handelsketten im Mittelpunkt, und statt eine Alternative zur »Stromwirtschaft« zu schaffen, wird eine komplementäre Entwicklung angestrebt, deren Erfolg letztlich vom Ausbau erneuerbarer Energien abhängig sein wird.

In Deutschland ist die Entwicklung anders verlaufen. Zwar gab es ebenfalls einen starken Schwerpunkt auf Forschung und Entwicklung, doch trennten sich die Wege bei den Anwendungen. In Deutschland ist der Schwerpunkt durch politische Weichenstellungen früh auf die Verbindung von Wasserstoff und erneuerbaren Energien gelegt worden. Vor allem durch den starken Ausbau von Sonnen- und Windkraft werden in Deutschland inzwischen 16 Prozent des Energieverbrauchs durch erneuerbare Energien bereitgestellt (in Japan nur 8 Prozent). Die deutsche Industrie ist hier (mit einiger Verzögerung) der Richtung von Elektrifizierung und Elektromobilität gefolgt.

Das Interesse an Wasserstoff als Energieträger und -speicher ist in Deutschland dagegen erst vor Kurzem wieder erwacht. Hinzu kommt, dass die Entwicklung von Wasserstoff als Energieträger hier als Teil der Entwicklung erneuerbarer Energien betrachtet wird. Grüner Wasserstoff, also aus erneuerbaren Energiequellen hergestellter Wasserstoff, steht im Mittelpunkt der Entwicklung. Bis zur Entwicklung der notwendigen grünen Stromüberschüsse wird die massenhafte Produktion, Speicherung sowie der Transport und Einsatz von Wasserstoff, z. B. in der Stahlproduktion, daher eher auf der Konzeptebene verharren.

Aus Sicht einer Wasserstoffwirtschaft bleiben dabei in beiden Ländern wichtige Entwicklungspotenziale ungenutzt. So bietet in Deutschland die große Gasinfrastruktur deutlich bessere Wasserstoffentwicklungsmöglichkeiten bei der Verteilung und Speicherung als in Japan. Gleichzeitig finden in

Deutschland die auch langfristig notwendigen Energieimporte beim Ausstieg aus Kohle und Erdgas zu wenig Beachtung. Umgekehrt hat die umfassende Entwicklung erneuerbarer Energien in Japan zu wenig Unterstützung durch die Politik gefunden, obwohl diese endlich die Chance bieten, die teuren Energieimporte zu ersetzen.

Während die »Energiewende« in Deutschland von großem Optimismus in Bezug auf die Potenziale erneuerbarer Energien geprägt ist, war Japan lange skeptisch, was die Potenziale von Wind und Strom zur Versorgung gerade von Asiens Megastädten angeht. Allein der Großraum Tokio hat 34 Millionen Einwohner_innen, deren Stromversorgung bisher durch zentrale Verbrennungsanlagen sichergestellt wird. Vor allem die Speicherung und der Transport von massenhaft Energie, nicht zuletzt durch den Import aus Ländern mit größeren Ressourcen, stand daher bisher im Mittelpunkt. Um bei geringeren Potenzialen der erneuerbaren Energien die Klimaziele trotzdem zeitnah zu erreichen, wurde davon ausgegangen, dass Alternativen zu einer strom- und batteriebetriebenen Energiewirtschaft entwickelt werden müssen, die zumindest mittelfristig ähnlich wie die alte Öl- und Gasindustrie funktionieren, aber mit deutlich niedrigeren CO₂-Emissionen.

Ein weiterer wichtiger Unterschied zwischen den beiden Ländern ist, dass die japanische Energiewende – zumindest bisher – deutlich weniger auf staatlichen Vorgaben basiert. Sie ist vielmehr von einer engen Zusammenarbeit der Politik mit der Wirtschaft und der Berücksichtigung ihrer Interessen geprägt. Dieser stark kooperative Ansatz ist in Japan zum einen von der Sorge um das Wirtschaftswachstum getrieben, das in der alternden Gesellschaft auf niedrigem Niveau verharret. Zum anderen ist Japans Industrie bereits seit Jahrzehnten führend bei der Entwicklung von Energieeffizienz, Hybriden und Wasserstoffprojekten. Die japanische Wasserstoffstrategie ist daher nicht nur durch energiepolitische Notwendigkeiten, sondern auch durch einen deutlichen Fokus auf die Wachstumspotenziale des Sektors geprägt.

Im Mittelpunkt steht dabei eine Marktentwicklung mit schrittweisen Veränderungen, die keine großen Abschreibungen bestehender Infrastrukturen erfordern, dafür aber potenziell neue Märkte erschließen können. Eine wichtige Erfahrung ist hier die frühe Entwicklung von Batterie- und

Solartechnologien, bei denen Japan seine Führungsrolle schnell an die kostengünstigere asiatische Konkurrenz verloren hatte. Dies soll sich in den Projekten der Wasserstoffwirtschaft nicht wiederholen. Angesichts der auf komplexen Technologien und Infrastrukturen basierenden Technologie mit vielen Beteiligten bestehen, so die Hoffnung, geringere Risiken einer disruptiven Konkurrenz vor allem aus China.

Die bedeutenden japanischen Energiekonzerne und Gasimporteure sehen in der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft die Chance, bestehende Infrastrukturen wie Hafenterminals und Gasnetzwerke weiterverwenden zu können. Die Automobilindustrie hofft, durch den Einsatz von Brennstoffzellen konkurrenzfähig zur Elektronik- und Softwareindustrie zu bleiben, die bei der Batterieentwicklung und einfacheren Elektroautos bereits einen deutlichen Wettbewerbsvorteil besitzen. Haushaltsgerätehersteller hoffen hingegen, mit Brennstoffzellen, die erst durch komplexe Kraft-Wärme-Kopplungssysteme ihre höchste Effizienz ausspielen können, einen alternativen Markt zu einfachen Luft-Wärme-Pumpen (Klimaanlagen) entwickeln zu können. Ein Großteil der Chemie-, Stahl-, Transport- und Versorgungsindustrie, die schon immer mit asiatischen Konkurrenten gerungen hat, die zu deutlich niedrigeren Kosten arbeiten, hofft zudem, den enormen Kosten und Schwierigkeiten einer grünen Elektrifizierung durch eine schrittweise Entwicklung von CO₂-armen Energieträgern begegnen zu können.

Die Ausrichtung japanischer Energiepolitik hat sich bei der frühen Reduktion des CO₂-Ausstoßes (CO₂ pro Kopf) bisher als überaus effizient erwiesen. Der in Japan vorherrschende Ansatz, mit kleinen kontinuierlichen Einsparungen und Effizienzgewinnen die großen »Wenden« möglichst zu vermeiden, wird auch in Zukunft in vielen Bereichen vorherrschende Praxis bleiben. So erlaubt die Ausrichtung auf blauen Wasserstoff – also Wasserstoff, der aus fossilen Brennstoffen durch Abscheidung und Speicherung von CO₂ gewonnen wird – in Konkurrenz zu fossilen Energieträgern relativ schnelle CO₂-Reduktionen. Grüner Wasserstoff, der erst bei großen Überschüssen erneuerbarer Energien in nennenswertem Umfang zur Verfügung steht, wird dagegen erst in fernerer Zukunft klimawirksam werden können.

Ein weiterer Aspekt der japanischen Wasserstoffstrategie, der langfristig eine bedeutende Rolle spielen wird, ist der geplante Import von Wasserstoff aus Ländern mit günstigeren Produktionsbedingungen, etwa Australien oder Ländern des Mittleren Ostens. Dieser Ansatz führt zu einer stärkeren internationalen Zusammenarbeit bei der Erreichung der Klimaziele. Gegenüber einer rein nationalen Strategie können hier wichtige Synergieeffekte erzielt werden. Die dadurch mögliche schnellere Entwicklung von effektiven Methoden zur CO₂-Abspaltung (CCUS) kann hier einen großen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten.

So ist das Interesse an der Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas mit CCUS beispielsweise in Saudi-Arabien groß. Da hier zudem effiziente unterirdische Speicher zur Verfügung

stehen, können durch diese Zusammenarbeit große Mengen an CO₂-armer Energie gewonnen werden – bis erneuerbare Energien die Lücke endgültig füllen können. Australien ist dagegen bemüht, die bestehenden Kohleexporte durch grünen Wasserstoff zu ersetzen. Platz und Sonne gibt es dafür genug. Die Kooperation mit Japan sorgt hier zudem dafür, dass bereits frühzeitig an effizienten Transportmethoden (wie flüssigem Wasserstoff und Ammoniak) für den zukünftigen Energieexport der »Gigafarmen« gearbeitet werden kann (Hughes/Jotzo/Longden 2021).

Für Deutschland ist die Entwicklung internationaler Produktionsketten überaus interessant. Zum einen wird die Energiewende eine größere Produktion erneuerbarer Energien erfordern, als auf absehbare Zeit vor Ort möglich sein wird. Zum anderen wird der CO₂-Ausstoß deutlich schneller reduziert werden müssen, als dies der Umbau der deutschen Wirtschaft ohne größere Verluste erlaubt. In Bezug auf die Klimaziele sind hier frühe, langfristig wirksame Einsparungen mit Zwischentechnologien (wie CCUS) eine wichtige Alternative zu langfristigen, aber erst deutlich später wirksamen nachhaltigen Lösungen.

2

WASSERSTOFFSTRATEGIE: BLAU VS. GRÜN

Nicht nur technologisch ist die Entscheidung für eine Förderung von grünem oder blauem Wasserstoff eine wichtige Weichenstellung in jeder Wasserstoffstrategie (Nagashima 2018). Die Fokussierung auf grünen Wasserstoff erfordert einen schnellen Ausbau erneuerbarer Energien, die durch die Entwicklung von effizienten Elektrolyseanlagen für den Zeitpunkt ergänzt werden, wenn große und kontinuierliche Überschüsse von erneuerbarem Strom entstehen.

Während der Übergangsphase ist vor allem die Umstellung von bestehenden Produktionskapazitäten grauen Wasserstoffs auf grüne Elektrolyseanlagen sinnvoll. So soll in Europa vor allem grüner Wasserstoff schrittweise den vorhandenen grauen – vor allem aus Erdgas gewonnenen – Wasserstoff ersetzen. Allein in Deutschland bedeutet dies bei einem vorhandenen Wasserstoffverbrauch von 55 TWh (1,4 Millionen Tonnen H₂) eine erhebliche Steigerung, denn bisher werden nur sieben Prozent davon CO₂-neutral hergestellt (Wehrmann/Wettengel 2020).

Die japanische Strategie fokussiert dagegen auf blauen Wasserstoff, der fossilen Brennstoffen, vor allem Erdgas, Konkurrenz machen will. Hier stehen die schnelle CO₂-Reduktion durch CCUS und der Umbau internationaler Lieferketten durch Wasserstoff im Mittelpunkt. Grüne Kapazitäten werden dagegen erst dann relevant, wenn sie im Rahmen einer Klimastrategie überschüssig entstehen bzw. von den Importländern vorangetrieben werden.

Der Vorteil dieser Strategie besteht darin, dass durch den Aufbau erneuerbarer Energien, CCUS und flexible Kooperationen mit Energieimportländern parallel CO₂ eingespart werden kann. So scheint es zunächst nicht realistisch zu sein, im Ausland zügig grüne Elektrolysekapazitäten aufzubauen. Als Direktinvestitionen wären enorme Mittel notwendig, die dann politischen Unwägbarkeiten in den Partnerländern ausgesetzt wären. Günstigere blaue Kapazitäten, die existierende Gasförderungsinfrastrukturen, z. B. im Mittleren Osten, nutzen können und auf das Investitionsinteresse der Partner stoßen, haben dagegen deutlich bessere Realisierungschancen.

In Abbildung 2 wird der CO₂-Ausstoß verschiedener Arten der Wasserstoffherstellung verglichen. Der blaue Balken in der Mitte (Electricity Production) gibt zum Vergleich den CO₂-Ausstoß bei der Stromerzeugung durch Kansai Electric

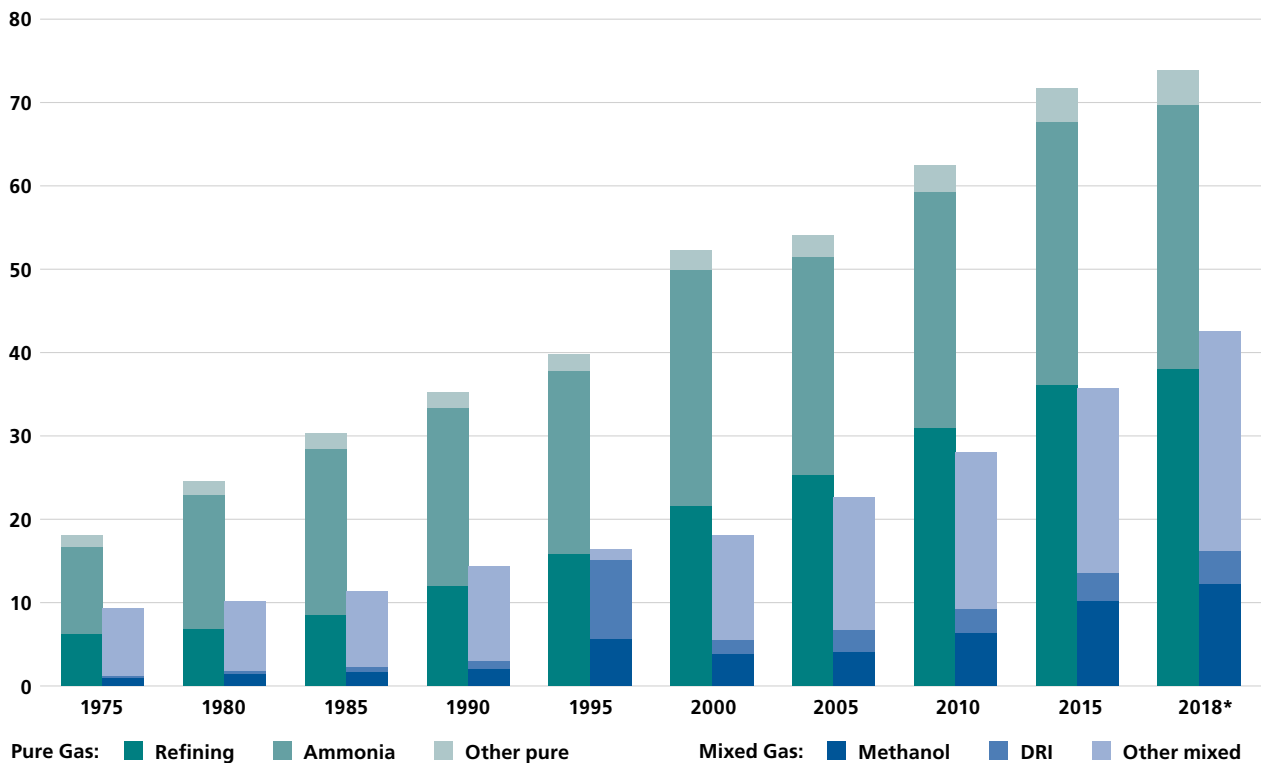
Power (in Osaka) von 33,6 kWh Strom wieder. Dies entspricht der Energiemenge von einem Kilogramm Wasserstoff. Die Wasserstoffherstellung durch Reformierung aus Erdgas mit 90 Prozent CCUS kann unter besten Umständen mit deutlich niedrigerem CO₂-Ausstoß realisiert werden als die gegenwärtige Stromherstellung. Allerdings sind diese Verfahren noch wenig erprobt und teuer. Ohne CCUS ist die CO₂-Ersparnis dagegen nur gering und wird durch Rückwandlung in Strom überkompensiert. Umgekehrt liegt der CO₂-Ausstoß von auf Strombasis hergestelltem Wasserstoff zum Teil deutlich über der effizienten Stromherstellung und -verwendung im Inland.

Eine noch größere Rolle spielen die Kostenunterschiede der beiden Strategien zur Herstellung von Wasserstoff. Förderungen, die in »teuren« grünen Wasserstoff fließen, stehen dem Ausbau erneuerbarer Energien nicht zur Verfügung. Investitionen der Industrie in Klimaziele werden umso realistischer, je geringer der Kostenabstand und je größer die Vertragssicherheit beim Übergang von gegenwärtigen in zukünftige Energieträger ist. In der japanischen Strategie ist daher der gegenwärtige Preis von Erdgas gegenüber den erwarteten Kostentwicklungen einer der wichtigsten Faktoren.

Abbildung 3 verdeutlicht, dass der Abstand der Produktionskosten nach wie vor groß ist. Allerdings erwartet die Internationale Energieagentur (IEA), dass die Kosten für grünen Wasserstoff bis 2050 auf einen Betrag zwischen 2,80 und 0,85 Euro pro Kilogramm fallen. Damit wären sie, zumindest in Japan, zu heutigen Preisen selbst mit Erdgas wettbewerbsfähig. Aus Sicht der Kosten hat Japan hier den Vorteil, dass Strom- und Gaspreise im internationalen Vergleich bereits heute extrem hoch sind. Wasserstoff kann dadurch deutlich früher konkurrenzfähig werden. Schon heute liegen beispielsweise die Produktionskosten bei Elektrolyse auf Basis des heimischen Strommix am oberen Ende der Kosten von grünem Wasserstoff in anderen Ländern. Grüner Wasserstoff wäre in Japan daher bald konkurrenzfähig – wenn er kostengünstig importiert werden könnte.

Besonders in Japan lohnt es sich daher, über den Import von blauem und grünem Wasserstoff als Alternative zur heimischen Produktion nachzudenken. Für den Transport kommen dabei unterschiedliche Wege und Trägerstoffe infrage, die sehr genau mit den Möglichkeiten der Reformierung von importiertem Erdgas im Inland abgewogen werden müssen.

Abbildung 1
Weltweite Produktion von Wasserstoff (in Millionen Tonnen)

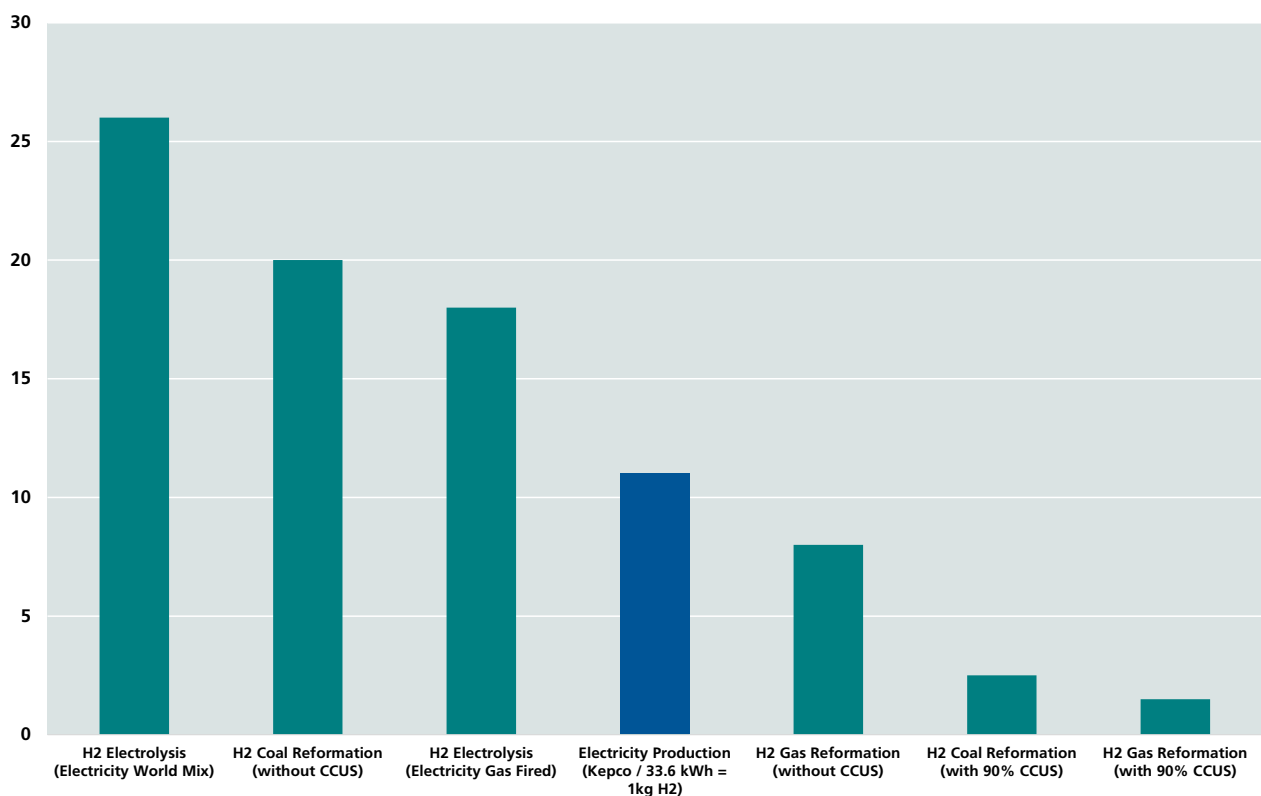


Notes: DRI = direct reduced iron steel production. Refining, ammonia and "other pure" represent demand for specific applications that require hydrogen with only small levels of additives or contaminants tolerated. Methanol, DRI and "other mixed" represent demand for applications that use hydrogen as part of a mixture of gases, such as synthesis gas, for fuel or feedstock.

Quelle: Internationale Energieagentur (IEA 2019)

* Estimation

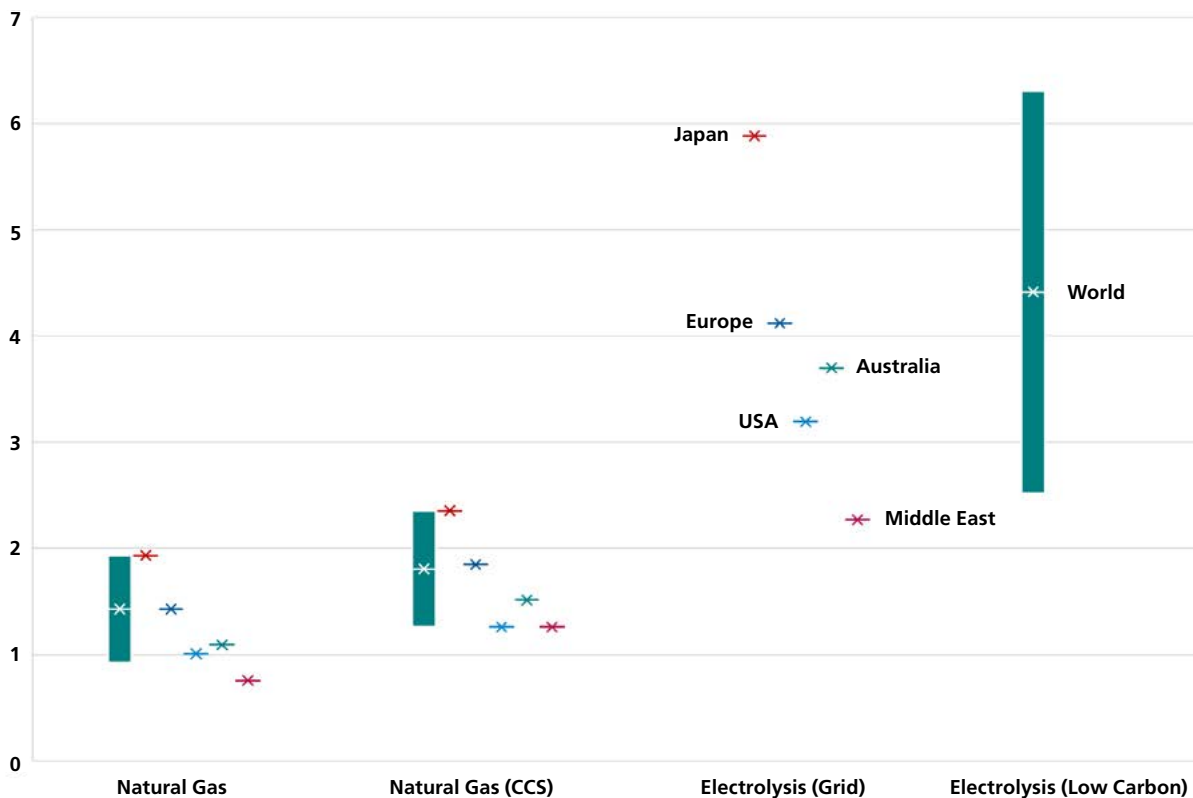
Abbildung 2
CO₂-Emissionen pro Kilogramm Wasserstoffproduktion (33,6 kWh)



Note: The blue bar «Electricity Production» has been added for comparison with current CO₂ emissions. It shows the emissions of Kansai Electric Power (in Osaka) when producing 33.6 kWh electric power, which is the equivalent of 1 kg hydrogen.

Quelle: IEA (2019); Kansai Electric Power Corporation (KEPCO) (2020), S. 53

Abbildung 3
Produktionskosten von Wasserstoff (€/kgH₂)



Quelle: IEA (2019b)

Sofern derartige Projekte zügig über ein jahrzehntelanges Experimentstadium hinauskommen sollen, müssen Grundsatzentscheidungen für die Infrastrukturentwicklung getroffen werden, die Vertragssicherheit für die beteiligten Unternehmen und die Entwicklung internationaler Standards hinsichtlich der Produktion und des Transports von Wasserstoff erlauben.

Auch im Rahmen der deutschen Strategie sind diese japanischen Überlegungen bzgl. blauen Wasserstoffs durchaus interessant. Denn neben dem Ersatz von grauem durch grünen Wasserstoff sieht die Bundesregierung einen zusätzlichen Bedarf an Wasserstoff, der bis 2030 allein in Deutschland auf 90–110 TWh anwachsen dürfte. Die Dekarbonisierung emissionsintensiver Industrieprozesse mittels Wasserstoffs dürfte sich hier zum Wachstumstreiber entwickeln. Allein die Transformation der Stahlproduktion könnte bis 2050 über 80 TWh Wasserstoff erfordern.

Im Gegensatz zum schrittweisen Ersetzen von grauen durch grüne Wasserstoffherstellungskapazitäten ist ein derartiger Nachfrageanstieg jedoch nicht durch den Aufbau von mit Ökostrom betriebenen Elektrolyseanlagen im Inland zu schaffen. Ähnlich wie Japan wird Deutschland daher auf den Import von Wasserstoff angewiesen sein. Das Max-Planck-Institut für Chemische Energiekonversion geht davon aus, dass Deutschland bis 2050 rund 45 Millionen Tonnen bzw. 1.500 TWh Wasserstoff importieren muss (Bundesministerium für Bildung und Forschung, BMBF 2020).

3

TECHNOLOGISCHE HERAUSFORDERUNGEN EINER WASSERSTOFFWIRTSCHAFT

Im Vergleich zu erneuerbaren Energien sind einige Herausforderungen der Wasserstoffwirtschaft technologisch nur schwer zu überwinden. So ist Wasserstoff, ebenso wie Strom, zwar ein effizienter Energieträger, aber anders als Sonnen- oder Windenergie keine primäre Energiequelle. Da in absehbarer Zukunft bei der Verwendung von Strom- und Windenergie zunächst Strom entsteht und bei der Verwendung von Energie in den Haushalten zumeist Strom benötigt wird, hat Wasserstoff mit großen Umwandlungsverlusten bei der Elektrolyse aus (erneuerbarem) Strom und bei der Rückverwandlung in Strom in der Brennstoffzelle zu kämpfen. Die Effizienz bei der Umwandlung liegt bisher bei etwa 65–70 Prozent und lässt sich nicht beliebig steigern. Dies liegt deutlich unterhalb der Effizienz einer Lithium-Ionen-Batterie, die während des gesamten Nutzungszyklus bei etwa 86 Prozent liegt. Die Gesamteffizienz beim Einsatz von Wasserstoff, z. B. in einem Brennstoffzellenfahrzeug, fällt dagegen durch den weiteren Umwandlungsschritt auf 26–35 Prozent (Royal Society 2020). Der Einsatz von Wasserstoff kommt daher nur dann infrage, wenn erneuerbarer Strom nicht direkt zum Einsatz kommen oder gespeichert werden kann.

Ähnlich schwierig gestaltet sich der Transport. Zwar lässt sich Wasserstoff im Gegensatz zu Elektrizität, die auf Kabel oder Batterien mit relativ geringen Kapazitäten angewiesen ist, massenhaft speichern oder in Pipelines transportieren. Kostengünstig kommen dafür aber nur Pipelines in einem Bereich von unter 1.500 Kilometern infrage. Darüber hinaus muss Wasserstoff für den Transport in Schiffen entweder aufwendig komprimiert (mit 700 Bar hohem Druck) oder zur Verflüssigung auf minus 252 Grad Celsius gekühlt werden. Eine Alternative sind Trägersubstanzen wie Ammoniak, die aber zu weiteren Umwandlungsverlusten führen. Auch bei der Lagerung spielt Wasserstoff seine Vorteile erst aus, wenn er in großen Mengen in unterirdischen Kavernen oder umfassenden Pipelinesystemen gespeichert werden kann (wie Erdgas). Bei geringeren Mengen wirkt sich der geringe Energiegehalt von Wasserstoff pro Liter Volumen dagegen negativ aus.

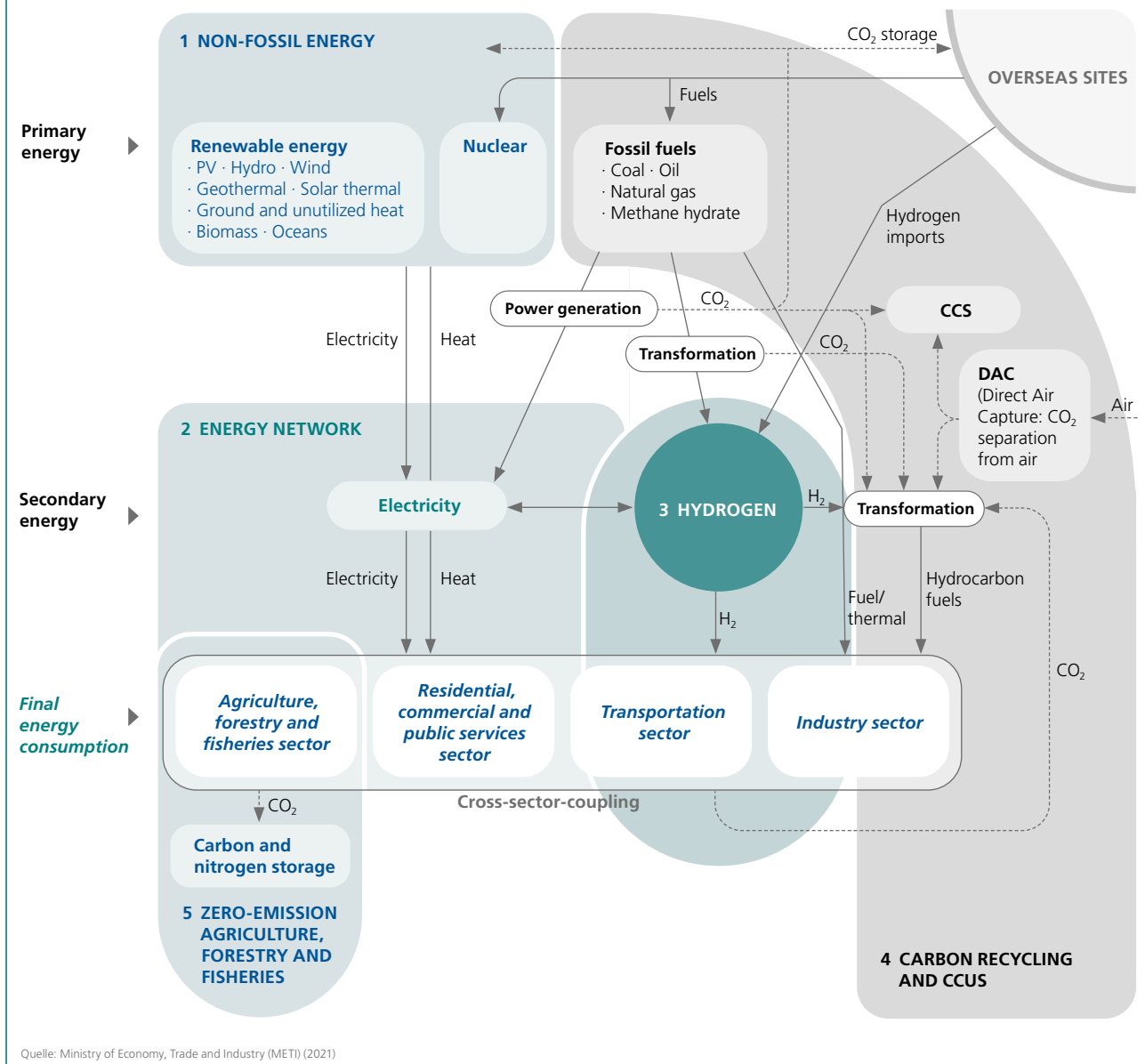
Einige dieser Schwierigkeiten lassen sich vor allem auf der Kostenseite durch weitere technologische Entwicklungen überwinden. Anders als bei der Batterieentwicklung gibt es bei der Wasserstoffentwicklung jedoch weder eine »Killeranwendung«, wie den Einsatz in Notebooks oder in der

Elektromobilität, die große Investitionen von Unternehmen mobilisiert, noch lassen sich Brennstoffzellen bisher flexibel in unterschiedlichen Geräten (wie in Smartphones oder Notebooks) einsetzen. Im Gegenteil, Wasserstoffentwicklung ist eine komplexe Technologie, die nur im Zusammenspiel mit Kraft-Wärme-Kopplung und einer umfassenden Infrastrukturentwicklung die notwendigen Effizienzen erzielen kann.

Dafür bietet Wasserstoff in einer klimaneutralen Energiewirtschaft große Vorteile im Ferntransport, beim Transport großer Energiemengen durch Pipelines in Agglomerationszentren sowie bei der saisonalen Speicherung von Energie für Heizperioden. Der relativen Ineffizienz der Speicherung von erneuerbarem Strom als Wasserstoff stehen hier die potenziell höheren Kosten des Aufbaus von Wind- und Sonnenkraftkapazitäten für Perioden der Spitzenlast gegenüber. Im Winter notwendige Kapazitäten würden im Sommer ungenutzt bleiben. Negative Solarstrompreise im Sommer ließen sich durch die Power-to-X-Speicherung (P2X) ebenso vermeiden wie die wenig effiziente Produktion im dunklen Winter (International Renewable Energy Agency, IRENA 2019, S. 25). Hinzu kommt die effiziente und CO₂-sparende Nutzung von existierenden Infrastrukturen der fossilen Gaswirtschaft auf dem Weg zur Klimaneutralität. Derartige Effizienzgewinne lassen sich allerdings nur durch eine geplante und abgestimmte Strategie erzielen.

Auch in denjenigen Bereichen, in denen eine Elektrifizierung nicht effizient oder unnötig schwierig ist, wie bei der Betonproduktion, im Flug- und Schiffsverkehr oder dem internationalen Energietransport über weite Strecken, müssen die Anwendungsmöglichkeiten genau mit der jeweiligen langfristigen Infrastrukturentwicklung in Einklang gebracht werden. Aus japanischer Sicht scheinen dabei zwei Erfahrungen besonders wichtig zu sein: Zum einen sollte eine Wasserstoffstrategie nicht isoliert oder als Nische in einer größeren Elektrifizierungsstrategie betrachtet werden; die Stärken von Wasserstoff als Energieträger und die Schwächen im Hinblick auf seine Umwandlungseffizienz verlangen eine komplexe Einbindung in eine Energiewirtschaft durch Sektoren- und Kraft-Wärme-Kopplungen. Zum anderen erfordert der Aufbau von internationalen Lieferketten die enge Kooperation mit Partnerländern, deren bisherige Interessen in der Gaswirtschaft liegen, genauer der Erdgaswirtschaft. Für die meisten dieser Länder muss der Aufbau von Wasser-

Abbildung 4
Energieversorgung mit Strom und Wasserstoff



Quelle: Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) (2021)

stoffkapazitäten mit einem effizienten Übergang von der fossilen Energieproduktion einhergehen. Die folgende Grafik des japanischen Wirtschaftsministeriums gibt daher einen Eindruck davon, wie Wasserstoff als Energieträger in eine effiziente klimaneutrale Energiewirtschaft eingebunden werden kann.

Im Wesentlichen wird Wasserstoff hier für den internationalen Import von Energie und in einigen Bereichen der Industrie und des Transportsektors eingesetzt. Die Transformationen bleiben dabei hauptsächlich auf die Übergänge von Gas zu Gas, also beispielsweise von Erdgas zu Wasserstoff und CO₂ beschränkt, was eine enge Kopplung mit der Entwicklung von CCUS erfordert. Die Übergänge von Strom zu Gas (P2X) bleiben dagegen auf eine enge Schnittstelle beschränkt. Im Falle der deutschen Wasserstoffstrategie wäre dies der grüne Wasserstoff, der in der Industrie den grauen ersetzt, in Japan die erneuerbare Energie, die aus dem Aus-

land importiert werden soll. Die Umwandlung von Wasserstoff in Strom spielt dagegen in Deutschland bisher praktisch keine Rolle und ist in Japan vor allem auf die Nutzung von Brennstoffzellen für die effiziente Kraft-Wärme-Kopplung auf der Basis von Erdgas verbreitet. Sowohl die IEA (2019) in ihrer umfassenden Studie *The Future of Hydrogen* wie auch das Oxford Institute for Energy Studies (Lambert 2020) warnen daher vor überzogenen Erwartungen an die Wasserstoffentwicklung.

4

DIE ENTWICKLUNG DER JAPANISCHEN WASSERSTOFFSTRATEGIE

4.1 HINTERGRUND

Für das Verständnis der japanischen Wasserstoffstrategie lohnt sich ein Blick zurück in die Geschichte der Entwicklung einiger entscheidender Projekte, z. B. des Toyota Mirai und der Brennstoffzellen für den Hausgebrauch namens Enefarm. Interessanterweise hat die japanische Wasserstoffentwicklung ihre Wurzeln im Erfolg (und Verlust) der Batterieentwicklung.

Die japanische Industrie war in den 1980er-Jahren bei der Entwicklung von Batterien überaus erfolgreich, insbesondere von Nickel-Metallhydrid- und Lithium-Ionen-Akkus. In den 1990er-Jahren machten Lithium-Ionen-Akkus Sonys Walkman erst möglich und revolutionierten danach die elektrische Mobilität, von Notebooks über Smartphones bis hin zum Elektroauto. Die Kommerzialisierung der Technologie führte jedoch viel schneller als erwartet zu scharfer Konkurrenz und zu Produktionsverschiebungen nach Taiwan, Korea und China. Durch die parallele Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft sollte eine ähnliche Erfolgsgeschichte geschaffen werden, nur wirtschaftlich deutlich nachhaltiger.

Anfangs stand dabei die Entwicklung von Brennstoffzellen als direkte Alternative zu Batterien im Mittelpunkt. Insbesondere die Potenziale der langen Laufzeiten waren wegen der zu diesem Zeitpunkt noch schwachen Batterien relevant. Einsatzmöglichkeiten wurden nicht nur in der Elektromobilität, sondern auch in den damals noch großen Laptops gesehen. Als ein weiterer Entwicklungsstrang kamen Brennstoffzellen für kleine Blockheizkraftwerke in Haushalten und der Industrie hinzu. Sie sollten mit ihrer hohen Effizienz durch Kraft-Wärme-Kopplung die hohen Energieimportpreise, die in zunehmendem Maße durch Importe von Flüssigerdgas (Liquid Natural Gas, LNG) getrieben wurden, zumindest teilweise kompensieren.

Ein guter Indikator für die verschiedenen Entwicklungsschritte der Wasserstoffstrategie in den letzten zwanzig Jahren ist das Forschungsbudget der New Energy and Industrial Technology Development Organisation (NEDO). Hikima et al. (2020) haben verschiedene Phasen identifiziert und die Hintergründe der NEDO-Wasserstoffentwicklungsprojekte beleuchtet. Seit den späten 1990er-Jahren wurden über 200 Milliarden Yen (1,6 Milliarden Euro) in Wasserstoff-Forschungsprojekte investiert. In der ersten Phase bis 2007 wur-

den, neben Grundlagenforschung, vor allem technische und Standardisierungsprojekte gefördert, um die Technologie in der Breite voranzutreiben.

Ab 2008 standen bereits einzelne Anwendungen im Mittelpunkt, was zu einer deutlichen Zunahme von empirischen Untersuchungen, vor allem zu den Speicherungsmöglichkeiten führte. Gleichzeitig wurde jedoch das Forschungsbudget halbiert, denn im Jahr 2009 erfolgte die Einführung von Enefarm-Brennstoffzellen in Privathäusern, was zu hohen Ausgaben bei den Subventionen führte. Diese entsprachen fast dem Dreifachen des jährlichen NEDO-Budgets und bedingten angesichts knapper öffentlicher Kassen deutliche Einsparungen in anderen Bereichen der Forschung. Ab 2012 nahmen dann Projekte zu verschiedenen Produktions- und technischen Umsetzungsmöglichkeiten einen wachsenden Bereich des wieder zunehmenden Budgets ein. Auch die breitere Systementwicklung einschließlich der hierfür notwendigen Infrastrukturentwicklung gewann in dieser Phase an Bedeutung.

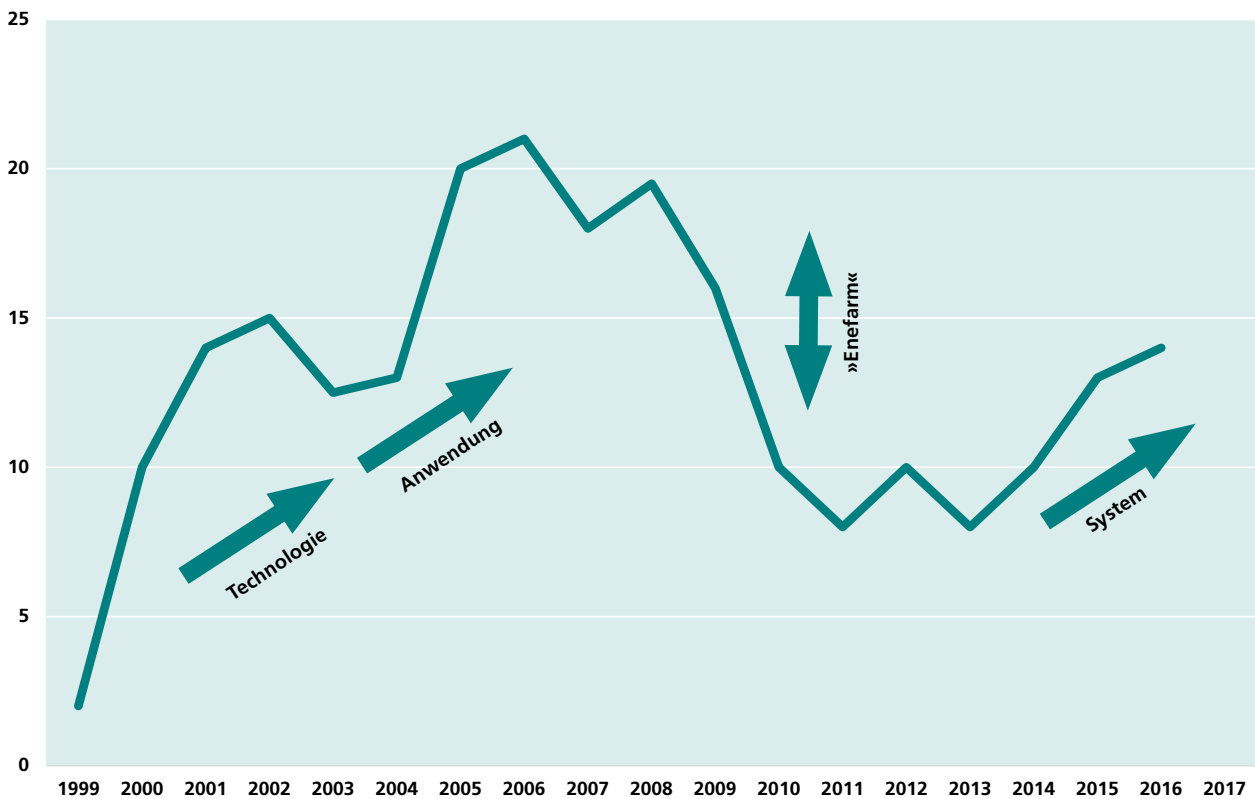
Die Geschichte der Wasserstoffentwicklung ist daher auch in Japan von deutlichen Zyklen geprägt. Anders als in anderen Ländern, die sich vorwiegend auf die Forschung konzentrierten, spielten hier jedoch konkrete, langfristige Projekte wie die Entwicklung des Toyota Mirai und der Enefarm-Mini-Blockheizkraftwerke für Privathaushalte eine deutlich größere Rolle.

Diese großen Projekte haben Forschung und Entwicklung oft stark beeinflusst. Denn eine komplexe Technologie, die nicht nur bei der Systementwicklung für die Produktion (Transformation, Elektrolyse), sondern auch bei der Distribution (Pipelines, Trägerstoffe, lokale Produktion), der Speicherung (Tanks, Verflüssigung, Metallhydride) und der Nutzung (Brennstoffzelle, Verfeuerung) einen enormen Forschungsaufwand erfordert, wird durch politische und strategische Richtungsentscheidungen deutlich stärker beeinflusst als durch technologische Möglichkeiten oder wissenschaftliche Ergebnisse.

4.2 VON BRENNSTOFFZELLEN ZUM MIRAI

Die sichtbarsten Aushängeschilder von Japans Wasserstoffstrategie sind der Toyota Mirai und der Honda Clarity. Ab 2014 war der Mirai der erste in größeren Stückzahlen pro-

Abbildung 5
Förderung der Wasserstoffentwicklung durch NEDO



Quelle: Hikima et al. (2020)

duzierte und kommerziell verfügbare Brennstoffzellen-Personenwagen. Trotzdem waren bis Ende 2020 nur knapp 4.000 Wasserstofffahrzeuge auf Japans Straßen unterwegs, viele von ihnen als Teil von Leasingprogrammen für Regierungsbehörden. Der hohe Preis (7 Millionen Yen, rund 55.000 Euro, abzüglich einer öffentlichen Kaufprämie von 1 Million Yen) und der bisher geringe Ausbau des Netzes von H₂-Tankstellen – 135 im Juli 2021 – stand einer weiteren Verbreitung, vor allem außerhalb der Metropolen, lange im Wege. Ein neues Mirai-Modell (Dezember 2020) und weitere 30 Milliarden Yen (rund 233 Millionen Euro) Subventionen für Kaufprämien und Tankstellenentwicklung allein im Olympiajahr 2021 sollten dies ändern. Im Rahmen des Wasserstoffentwicklungsplans sind 1.000 H₂-Tankstellen für 200.000 Fuel Cell Electric Vehicle (FCEVs, Brennstoffzellenfahrzeug) bis 2026 vorgesehen.

Im Gegensatz zu Japan ist die Entwicklung von Brennstoffzellenfahrzeugen in den meisten anderen Ländern (außer vorübergehend in Korea) nicht aus dem Versuchsstadium herausgekommen. Dies lag vor allem an den größeren Erfolgen bei der Batterieentwicklung, die den Einsatz in Elektrofahrzeugen schneller und flexibler ermöglichten. In Japan stellt sich die Situation etwas anders dar, denn hier stand die Entwicklung von Hybridfahrzeugen im Mittelpunkt, deren komplexe Benzin/Elektro-Antriebssysteme später potenziell durch Brennstoffzellen abgelöst werden können. Im Gegensatz zu einfachen Batteriefahrzeugen, die nur etwa ein Achtel der Teile und Komponenten benötigen und deren größ-

ter Wertanteil in der Batterie liegt, eröffnet die komplexe Brennstoffzelle im traditionellen »Ökosystem« von Automobilherstellern, Zulieferern und Partnern in der Öl-/Gas-Infrastruktur überaus interessante Entwicklungsspielräume.

Trotz des starken Einsatzes stehen diesen Initiativen weiterhin jedoch erhebliche Widerstände entgegen. Im Vergleich zu einem Batteriefahrzeug wie dem Nissan Leaf bleibt der Kaufpreis von Wasserstofffahrzeugen doppelt so hoch und die Energiekosten im Betrieb um etwa 80 Prozent höher (Okutso/Shibata 2020). Honda hat sein Konkurrenzmodell, den Clarity, daher 2021 eingestellt und konzentriert sich jetzt, wie der Rest der Branche, auf die Entwicklung von batteriebetriebenen Elektroautos. Insbesondere in den Metropolen sind wegen der vielen Ladestationen und der relativ kurzen täglich zurückgelegten Strecken Elektroautos klar im Vorteil. Umgekehrt bleiben in den ländlichen Regionen, in denen Wasserstofffahrzeuge ihre Reichweitenvorteile ausspielen können, die kaum verfügbaren Wasserstofftankstellen und die hohen Energiekosten ein großes Problem (Schulz 2019).

Am Ende dieses Entwicklungsprozesses bleibt die batteriebasierte Elektromobilität der Gewinner und die Automobilhersteller müssen sich in die neuen Ökosysteme der strombasierten Infrastrukturentwicklung einfügen. Der Wettbewerb mit der Elektromobilität wurde von Akio Toyoda, dem Präsidenten von Toyota, daher als »ein Kampf auf Leben und Tod« bezeichnet (Toyoda 2018). Der scheidende Daim-

ler-Chef Dieter Zetsche teilte diese Überzeugung: »Wir werden eine Reihe völlig neuer Wettbewerber haben. Wenn wir weiterhin nur das tun, was wir so gut gemacht haben, sind wir erledigt« (Heeg/Jansen 2019).

In diesem Kampf hat Deutschland inzwischen den Schwerpunkt auf den Einstieg in die Konkurrenz bei den Batteriefahrzeugen gelegt. In Japan zeichnet sich eine ähnliche Entwicklung ab. Allerdings bleiben hier aufgrund des grauen Stroms, den vielen Wohnungen ohne Garage und der geringen jährlichen Laufleistungen von Autos in den Metropolen günstigere Hybridfahrzeuge länger attraktiv. Als Nachfolger der Hybriden werden allerdings auch hier wohl Elektrofahrzeuge folgen.

Auch Toyota baut seine Strategie daher gegenwärtig zügig in Richtung Elektromobilität um. Trotz des Schwerpunkts auf Brennstoffzellen fährt die Firma schon seit Langem zweigleisig. Toyota ist nicht nur bei der Forschung, sondern in praktisch allen Entwicklungsbereichen der Elektromobilität – von den Batterien über die Elektronik bis hin zur Software – in Partnerschaften innerhalb und jenseits der Branche involviert. Beim Wasserstoff zeichnet sich dagegen eine Kehrtwende hin zur Nutzung als Zwischentechnologie ab. Toyota hat dieses Jahr überraschend einen Langstreckenrennwagen mit Wasserstoffverbrennungsmotor an Rennen teilnehmen lassen (Kagawa 2021). Das Signal geht hier in Richtung der Niedrig-CO₂-Nutzung von modifizierten Verbrennungsmotoren, was jedoch nur ein Zwischenschritt sein kann.

4.3 DIE (SPÄTE) ENTWICKLUNG VON BRENNSTOFFZELLEN FÜR DEN FERNVERKEHR

Im Gegensatz zur frühen Entwicklung von Wasserstoff-Personenwagen hat Toyota erst Ende 2020 eine Kooperation für Weiterentwicklung und gemeinsame Tests von Wasserstoff-Lieferwagen für die führenden Mini-Supermärkte Japans (7-Eleven, FamilyMart, Lawson) ins Leben gerufen. Ab 2021 werden Drei-Tonnen-Lieferwagen, die gemeinsam mit Toyotas Lastwagentochter Hino entwickelt wurden, im Praxiseinsatz getestet, Modifikationen vorgeschlagen und gemeinsame Pläne zur Infrastrukturentwicklung ausgearbeitet. Angesichts der großen Bedeutung, die Wasserstoff im Liefer- und Fernverkehr spielen kann, kommt eine solche Kooperation erstaunlich spät. Denn im Langstreckentransportbereich können die leichten Wasserstofftanks ihre größten Vorteile gegenüber Batteriefahrzeugen ausspielen. Auch in den großen Agglomerationszentren, wie etwa Tokio, haben Wasserstoff-Lieferwagen Vorteile, wenn sie kontinuierlich im Einsatz sein müssen. Im Großraum Tokio entfällt schon lange ein großer Teil des innerstädtischen Verkehrs auf den Lieferverkehr der ständig wachsenden Logistikunternehmen und Mini-Supermärkte (Schulz 2019). Allein im Lastkraftverkehr wird daher von einer Nachfrage von sechs Millionen Tonnen H₂ pro Jahr ausgegangen. Unter Führung von NEDO und in Zusammenarbeit mit u.a. Panasonic und Nippon Steel wird daher jetzt ein Teil des ge-

planten Wasserstoff-Tankstellennetzwerks explizit für den Lastkraftverkehr entwickelt, was letztlich auch deutlich einfacher umsetzbar ist.

Im Bereich der wasserstoffbasierten Mobilität ist der Vorsprung Japans gegenüber anderen Ländern daher deutlich weniger ausgeprägt, als angenommen werden könnte. Für Toyota stand zu lange der deutlich größere Markt des Individualverkehrs gegenüber dem deutlich kleineren und noch kostensensibleren Transportsektor im Mittelpunkt. Wasserstofffahrzeuge nur für den Lieferverkehr hätten sich vermutlich nicht gelohnt. Umgekehrt stehen die Mini-Supermärkte und Logistikunternehmen in einem intensiven Konkurrenzkampf, in dem die Lieferketten eine besonders wichtige Rolle spielen. Eigene Fahrzeugentwicklungen kommen daher kaum infrage. Die Unternehmen sind auf effektive Kooperationen mit interessierten Partnern und staatliche Unterstützung bei der gemeinsamen Infrastrukturentwicklung angewiesen.

Inzwischen haben sich diese Kooperationen deutlich beschleunigt. Neben der Subventionierung des Netzwerks arbeitet das japanische Wirtschaftsministerium METI an der Weiterentwicklung der bisher sehr strikten Sicherheitsvorschriften für Wasserstofftankstellen, welche die im internationalen Vergleich doppelt so hohen Investitions- und Betriebskosten reduzieren sollen (Nikkei Asia 17.1.2021). Die Umstellung des Transportsektors auf die Wasserstoffbasis könnte sich in Japan in den nächsten Jahren daher zügig entwickeln.

Ähnliches gilt für den Fernverkehr. Im März 2021 ging Toyota eine Partnerschaft mit Isuzu ein, dem größten Konkurrenten bei Lastwagen. Der kombinierte Marktanteil der beiden Unternehmen bei Nutzfahrzeugen liegt bei etwa 70 Prozent. Diese Kooperation, die bereits zuvor im Bereich der Dieselmotoren bestand, schließt auch die Entwicklung von batteriebasierten Lösungen ein. Das erste Ergebnis ist ein 25-Tonnen-Lastwagen mit einer Reichweite von 600 Kilometern, der ab 2022 im Logistikbetrieb getestet werden soll. Für die weitere Technologieentwicklung wurde ein neues Unternehmen, Commercial Japan Partnership Technologies, geschaffen, innerhalb dessen auch die Entwicklung von autonomem Fahren im Lastkraftbereich koordiniert werden soll.

Bei den Bussen verstärkt das Umweltministerium seit 2020 die direkte Förderung im Nahverkehr. Bei der erstmaligen Einführung in den Unternehmen wird die Hälfte der Kosten übernommen, bei Folgeprojekten immer noch ein Drittel. Da die Einstiegskosten trotz dieser Subventionen noch relativ hoch sind, sollen jetzt zusätzlich Leasingangebote entwickelt werden, welche die Busse auch kurzfristig attraktiv machen. Dadurch sollen allein in Tokio im Olympia-Jahr 2021 bis zu hundert Busse in Betrieb genommen werden. Nicht zu übersehen ist allerdings auch in diesem Bereich, dass Toyotas weiteres Prestigeprojekt im Olympia-Nahverkehr die autonomen batteriebetriebenen Kleinbusse e-Palette sind, die zukünftig ein Baustein urbaner Mobilität werden sollen (Schulz 2019).

Bei der ebenfalls wichtigen Dekarbonisierung des Überseetransports sind die Initiativen bisher ebenfalls nicht über das Projektstadium hinausgekommen. Hier ist der Aufbau einer internationalen Infrastruktur von besonderer Bedeutung und der Ausbau von bestehenden Speichermöglichkeiten in den Häfen der Welt eine Voraussetzung. Es wird daher eher mit Ammoniak als alternativem Schiffsantrieb experimentiert (Itochu 2021). Die Ergebnisse internationaler Studien, wie z. B. der IEA (2019), nach denen die Verbrennung von Ammoniak im Schiffstransport die langfristig kostengünstigste Lösung sein kann, spielt dabei auch für japanische Strategien eine große Rolle.

Im Bereich des Luftverkehrs erlebt Japans Flugzeugbau zwar gegenwärtig eine Renaissance, der Markt wird jedoch weiterhin von Boeing und Airbus sowie bei den Aggregaten von amerikanischen Firmen (und Rolls-Royce) dominiert. Die Entwicklung von synthetischen Treibstoffen, die in diesem Bereich infrage kommen, hat daher nur geringe Priorität in den japanischen Wasserstoffplänen.

4.4 BRENNSTOFFZELLEN FÜR HAUSHALTE

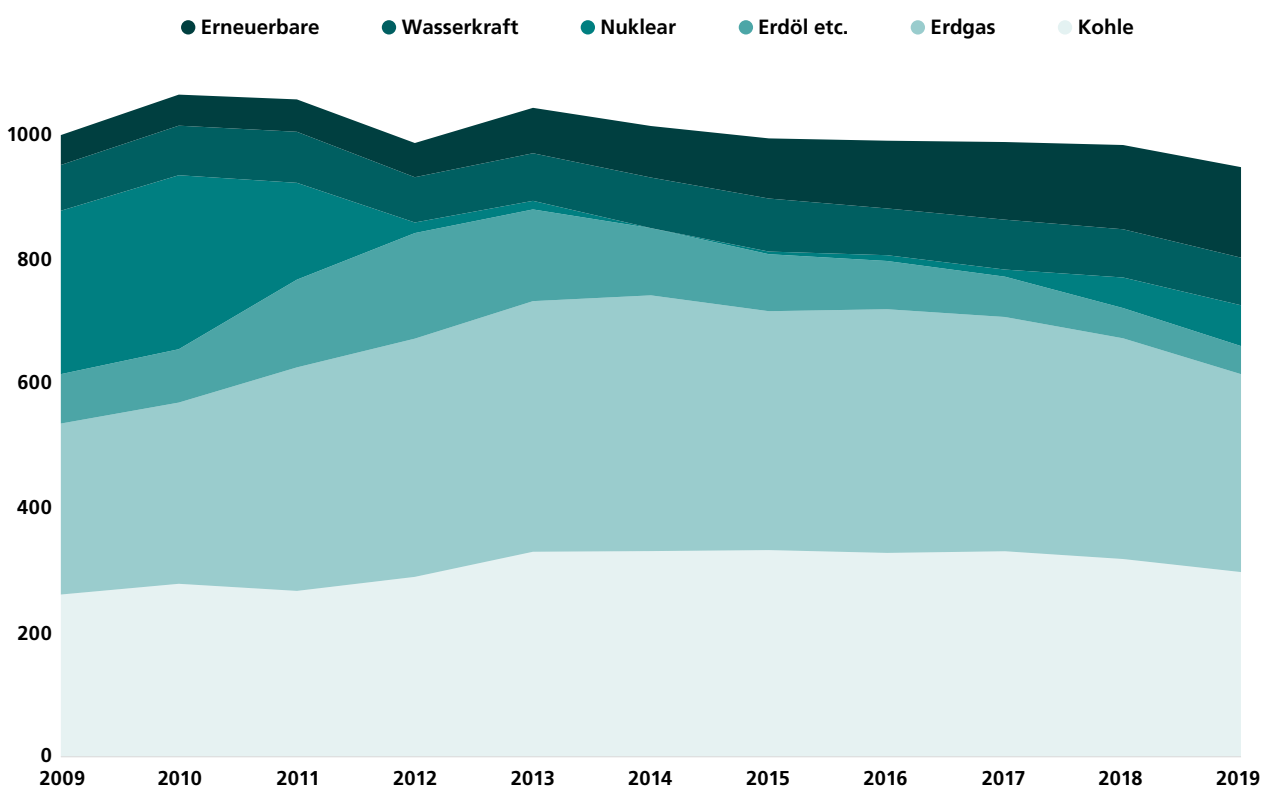
Neben der Entwicklung von Wasserstoff für den Automobilbereich als Ersatz für Benzin und als Alternative zu Batterien wurden Brennstoffzellen vor allem als Teil einer Gaswirtschaft weiterentwickelt, in der Wasserstoff langfristig Erd-

gas im Haushalts- und Industriebereich verdrängen soll. Zunächst ging es jedoch um die effizientere Nutzung von Primärenergie (vor allem Erdgas) bei der Umwandlung in Strom und Wärme.

Da in Japan ein großer Teil der Stromproduktion auf Basis von importiertem Erdgas erfolgt (34 Prozent) und Erdgas aufgrund des flüssigen Transports per Schiff gleichzeitig um zwei Drittel teurer ist als in Deutschland (IEA 2020), spielt die Effizienz bei der Verwendung schon seit Jahrzehnten eine große Rolle. In der Klimastrategie, im deren Rahmen vor allem die hohen Kohleimporte möglichst schnell ersetzt werden müssen, wird Erdgas daher zumindest mittelfristig eine bedeutende Rolle spielen. Effizienzsteigerungen in der Gaswirtschaft können hier einen großen Beitrag bei der effektiven CO₂-Reduktion spielen.

Bei der Nutzung von Primärenergie und dem CO₂-Ausstoß spielen Haushalte und Gebäude mit über einem Drittel des Gesamtverbrauchs eine große Rolle. Etwa 25 Prozent dieses Bedarfs werden durch Gas, 35 Prozent durch Elektrizität gedeckt. Anders als in der EU, wo 79 Prozent des Energiebedarfs der Haushalte für Heizung und Warmwasser verwendet werden (EU-Kommission 2016), entfallen in Japan aufgrund des milderen Klimas nur etwa 25 Prozent des Energieverbrauchs auf den Heizbedarf und 27 Prozent auf die Warmwasserversorgung. Entsprechend niedriger ist der Gasverbrauch, der vor allem für die Warmwasseraufbereitung (fast 80 Prozent) verwendet wird (Saito 2019).

Abbildung 6
Elektrizitätserzeugung aus Primärenergie (kWh) in Japan



Quelle: U. S. Energy Information Administration (2021)

Vor allem um diesen Gasverbrauch weiter zu reduzieren, wurden bereits seit 2009 Brennstoffzellen mit Kraft-Wärme-Kopplung für den Haushaltsgebrauch entwickelt. Als ein seltener Fall praktischer Industriekooperation wurden die Enefarm-Geräte von einem Herstellerkonsortium entwickelt, von dem heute allerdings nur noch Panasonic und Aisin (ein Toyota-Partner) übriggeblieben sind. Das Projekt wurde von der Regierung massiv mit Subventionen für den Kauf und die Installation unterstützt. Die Geräte wandeln Erdgas in Wasserstoff um und betreiben damit eine Brennstoffzelle, die je nach Ausführung bis zu ein Kilowatt Strom liefert. Damit kann der Grundbedarf eines Haushaltes gedeckt werden. Höhere Lasten, wie beim Betrieb von Klimaanlage, müssen allerdings weiterhin aus dem Stromnetz bezogen werden.

Ein wichtiger Aspekt der Enefarm-Geräte ist die Kraft-Wärme-Kopplung zur Warmwasseraufbereitung. Denn die Effizienz der Brennstoffzellen liegt bei der Erzeugung von Strom auch nach einem Jahrzehnt der Entwicklungserfolge »nur« bei etwa 52 Prozent, was nur knapp oberhalb der Stromerzeugung aus fossilen Quellen liegt. Im direkten Vergleich erreichen moderne Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (Combined Cycle Power Plants) heute sogar Effizienzen von 59 Prozent, von denen allerdings etwa fünf Prozentpunkte Verlust für die Netzdurchleitung bis zu den Verbraucher_innen abgezogen werden müssen.

Eine höhere Effizienz und langfristig niedrigere Kosten gegenüber der Nutzung von Strom aus der Steckdose wird daher erst dann erreicht, wenn die Abwärme der Brennstoffzelle für die Warmwasseraufbereitung verwendet wird. Die Gesamteffizienz des Systems steigt damit auf über 87 Prozent. Aufgrund der Bedeutung der Warmwasseraufbereitung und des dafür verwendeten Erdgases werden die Geräte von den japanischen Haushalten daher eher als hoch entwickelte Gasboiler und weniger als Brennstoffzellen zur Stromerzeugung wahrgenommen.

Aus Sicht der Haushalte sind die monatlichen Einsparungen relativ zur Anfangsinvestition für ihre »Hightech«-Gasboiler von entscheidender Bedeutung. Bereits zu Beginn des Projekts wurden daher die Anschaffungskosten durch Subventionen auf ein Niveau gedrückt, das mit den Strom- und Gassparnissen zu einer Amortisation innerhalb von zehn oder mehr Jahren Lebensdauer führt. Da die Herstellungskosten der Geräte inzwischen auf etwa ein Drittel gefallen sind und die Lebensdauer der Brennstoffzellen verlängert werden konnte, funktioniert das Projekt inzwischen ohne weitere Subventionen. Das METI plant daher bei gegenwärtig 1,4 Millionen installierten Einheiten bis 2050 einen Anstieg auf 5,3 Millionen bzw. auf zehn Prozent der Haushalte. Die IEA schätzt, dass die Realisierung dieser Pläne zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen um etwa vier Prozent führen könnte (IEA 2015).

Den optimistischen Zielen des METI stehen jedoch einige Widerstände entgegen, welche die Entwicklung auch künftig bremsen werden. Aus Sicht der Haushalte müssen nicht nur die hohen Anschaffungskosten gestemmt werden, die etwa dem Dreifachen eines konventionellen Gasboilers ent-

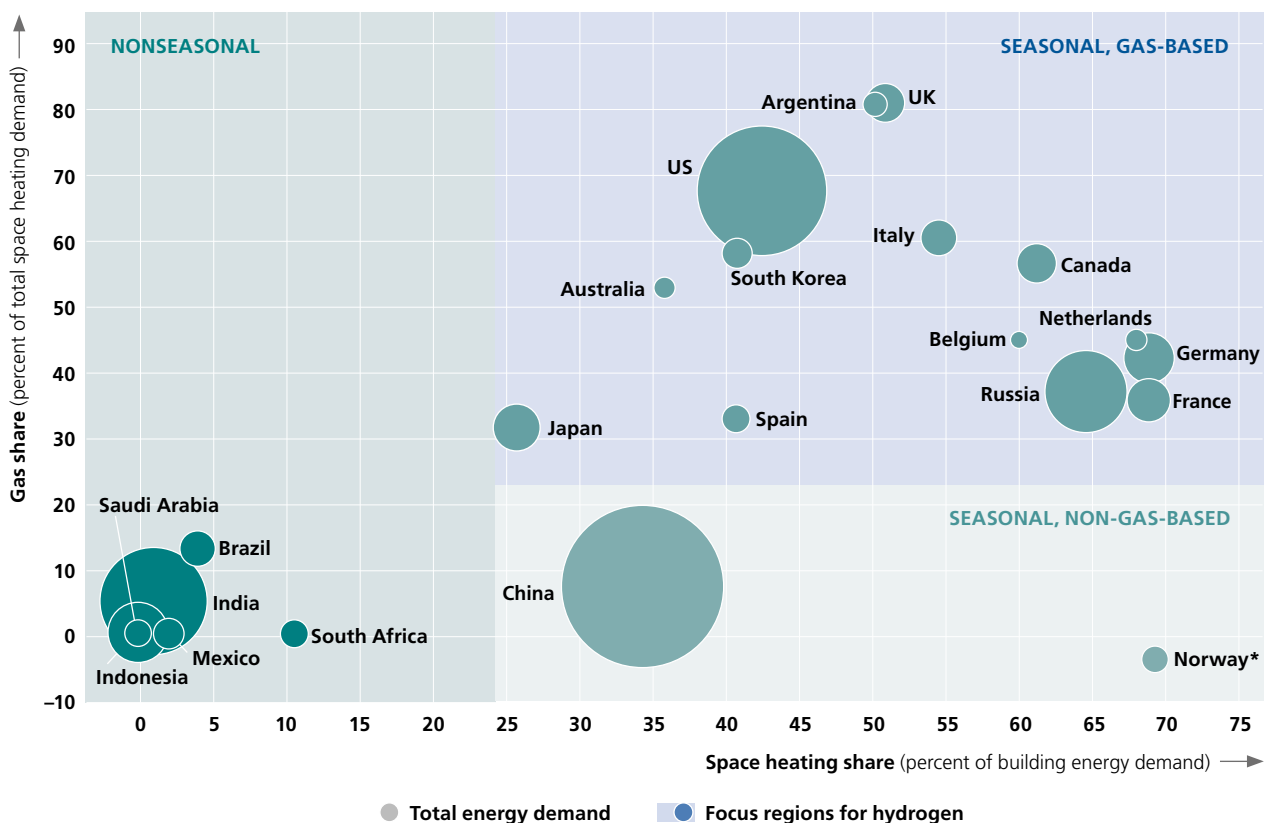
sprechen, sondern die Haushalte müssen für die effiziente Nutzung auch bereit sein, die Geräte mit einer möglichst optimalen Mischung von Warmwasser- und Stromverbrauch zu betreiben. Nur wenn genügend Warmwasser zum Baden und Waschen verbraucht wird, kann ausreichend kostengünstiger Strom hergestellt werden (Staffell 2010). Diese Nachteile werden künftig wohl nur noch in geringem Maße durch weiter fallende Anschaffungskosten ausgeglichen werden können. Denn die Reduzierung der Herstellungskosten durch Fortschritte bei der Brennstoffzellenentwicklung beginnt bereits zu stagnieren. Heute entfallen bereits weniger als 15 Prozent der Kosten auf die Brennstoffzelle. Der Rest, wie z. B. der Gasboiler, besteht aus traditionellen Technologien, deren Potenziale überwiegend ausgereizt sind.

Hinzu kommt, dass aus Sicht der Haushalte flexiblere Alternativen existieren. Das von den Stromerzeugern – vor allem Kansai Electric Power Co. (KEPCO) und Tokyo Electric Power Co. (TEPCO) – unterstützte Luft-Wärmepumpensystem EcoCute bietet eine vergleichbare Effizienz bei deutlich geringeren Investitionskosten. Die Geräte funktionieren wie die in Japan weit verbreiteten Klimaanlagen, stellen aber statt beheizter (oder gekühlter) Luft Warmwasser für die Haushaltsversorgung zur Verfügung. Bei COP-Effizienzen (*coefficient of performance*) der Geräte von 3 bis 4 (das 3- bis 4-Fache der Betriebsenergie wird als Wärme abgegeben) bieten die Systeme Einsparungspotenziale bei den Energiekosten von etwa 25 Prozent. Da die Haushalte bei der Nutzung dieser Wärmepumpen auf den sonst notwendigen Gasanschluss verzichten können, amortisieren sich die Geräte häufig deutlich schneller als die komplexen Enefarm-Brennstoffzellen. Im Gegensatz zu den bisher installierten 1,4 Millionen Enefarms sind – ohne Subventionen – bereits fünf Millionen EcoCute-Wärmepumpen mit einer jährlichen Zunahme von 500.000 Anlagen installiert worden.

Interessanterweise könnten die kostenintensiven Nachteile der Wasserstoffbrennstoffzellen besser ausgeglichen werden, wenn sie nicht nur wie in Japan für die Warmwasseraufbereitung, sondern wie in Europa auch für die Beheizung von Häusern eingesetzt werden könnten. Abbildung 8 zeigt, dass das südlich gelegene Japan am unteren Ende der saisonabhängigen Heizperioden liegt. In Tokio sinkt die Temperatur im Winter selten unter zehn Grad Celsius. Hinzu kommt, dass nur in den wenigsten Fällen mit Gas geheizt wird. Dies ist in großen Teilen Europas anders. Hier kann während der Heizperiode durch Kraft-Wärme-Kopplung entsprechend viel Strom effizient erzeugt werden. Zur Nutzung müsste allerdings, ähnlich wie bei Solaranlagen, die Einspeisung ins Stromnetz sichergestellt werden. Die Anlagen entsprächen durch die Einbindung in lokale Energiemanagementsysteme damit tatsächlich kleinen wasserstoffbasierten Blockheizkraftwerken.

In Ländern wie Deutschland mit einem stark ausgebauten Gasnetzwerk und niedrigen Erdgaspreisen könnten die japanischen Systeme daher ihr volles Potenzial ausspielen und später bei der möglichen Umstellung auf Wasserstoffpipelines ein weiteres Argument für die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft werden. Die Weiternutzung der Gas-

Abbildung 7
Saisonabhängigkeit beim Gasverbrauch für Heizungen



Quelle: Hydrogen Council (2017)

* No data for heating share available

pipelines und der unterirdischen Gasspeicher für Wasserstoff könnte hier ein Schritt zur saisonalen Speicherung von Energie werden, der mit Batterien noch auf Jahrzehnte nicht erreicht werden kann (Hydrogen Council 2017).

Bereits seit Beginn der Enefarm-Projekte kooperiert daher die Firma Viessmann bei der Entwicklung der eigenen Vitovalor-Brennstoffzellen in Deutschland mit Panasonic. Als Teil einer Wasserstoffwirtschaft sind durch eine solche Kooperation nicht nur weitere Einsparungen möglich, sondern auch die Entwicklung regionaler Energiemanagementsysteme. Für die Entwicklung intelligenter Stromnetzwerke (*smart grids*) und virtueller Kraftwerke (*virtual power plants*) können die Kraft-Wärme-Systeme, die unabhängig von der Tageszeit und vor allem im Winter produzieren, eine wertvolle Ergänzung sein.

4.5 EFFIZIENTER EINSATZ IN INDUSTRIEPARKS

Die komplexen Anwendungen von Kraft-Wärme-Systemen, die noch hohen Kosten von Solar- und Windparks sowie die notwendige Orchestrierung mit Elektrolyseanlagen machen den Einsatz von Wasserstoffbrennstoffzellen in Industrieparks attraktiv. Hier können die einzelnen Komponenten aufeinander abgestimmt, mit dem Verbrauch in Einklang gebracht und die Kosten optimiert werden. In Industrie-

parks können Wasserstoff-Ökosysteme geschaffen werden, in denen Wasserstoff aus der Industrieproduktion eingespeist und um solchen aus kombinierten Solar- und Windparks zur Zwischenspeicherung ohne weitere Transportkosten kostengünstig ergänzt wird. Der direkte Einsatz in Brennstoffzellen mit Nutzung der entstehenden Abwärme (Kraft-Wärme-Kopplung) ermöglicht hier Effizienzen, die mit anderen Energieträgern und -speichern nicht erreicht werden können.

Eines der ersten lokalen Wasserstoffprojekte, das Hy-Life-Projekt in der westjapanischen Stadt Fukuoka, zielte daher bereits ab 2004 nicht nur auf breite Kooperationen bei der Forschung, sondern auf die Entwicklung einer Kitakyushu Hydrogen Town ab, die 2011 realisiert wurde (Aso 2010). Der Wasserstoff stand als Nebenprodukt eines Stahlwerks durch eine Pipeline zur Verfügung. Die Verwendung des Wasserstoffs konzentrierte sich auf Brennstoffzellen im kommerziellen und häuslichen Bereich und wurde durch ein umfassendes Energiemanagement mit Spitzenlastausgleich koordiniert. Eine Vergasung und Speicherung von überschüssigem Strom kam hinzu und Notstromversorgungen wurden eingerichtet. In einer Erweiterung und Neuauflage des Projekts sollen jetzt Hafenanlagen für den Import von Wasserstoff und Reformierungsanlagen für die Umwandlung aus Flüssiggas hinzukommen. Das Ziel ist die regionale Versorgung von weiteren Wasserstoffprojekten.

Abbildung 8
HySut Kitakyushu Hydrogen Town (2011–2014)

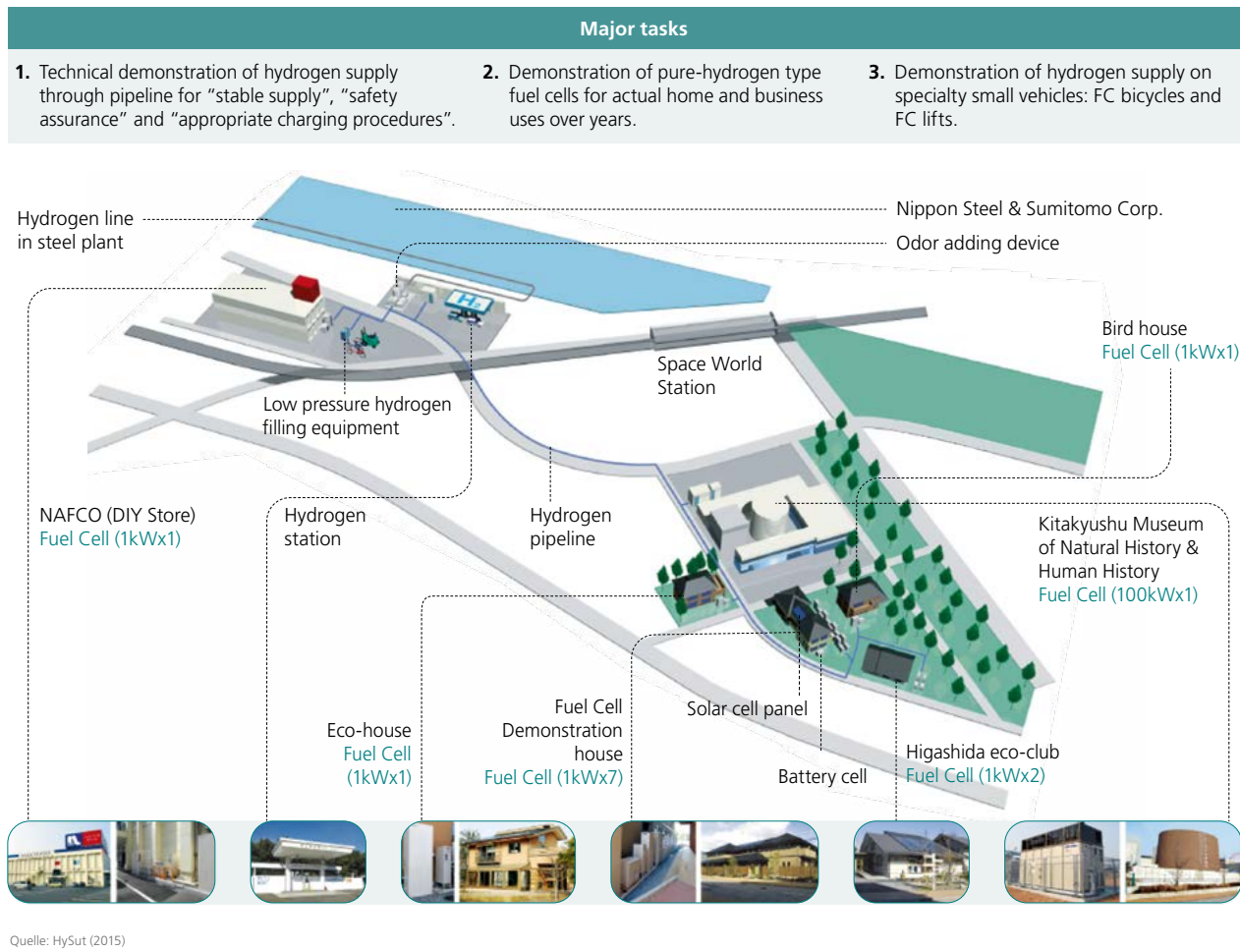


Abbildung 9
Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)



Quelle: New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) (2020)

Deutlich bekannter ist das Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R), das modernste Wasserstoff-Industrieparkprojekt mit einer der weltweit größten grünen Elektrolyseanlagen (10 MW). Die Anlage in Namie, Fukushima, kann 1.200 Kubikmeter Wasserstoff pro Stunde herstellen und speichern. Dabei wird die Produktion entsprechend der Anforderungen des lokalen *smart grid* gesteuert. Aufgrund der geringen Nachfrage in der Region und des hohen Demonstrationswertes von solch grünem Wasserstoff wird er jedoch bereits überall in Japan eingesetzt. Gegenwärtig speisen sich vor allem die Olympia-Demonstrationsprojekte und das Olympische Dorf aus diesem Wasserstoff.

5

SCHRITTWEISE INTEGRATION DER WASSERSTOFFSTRATEGIE

Erst die Atomkatastrophe von Fukushima im Jahr 2011 sorgte dafür, dass die verschiedenen Entwicklungsstränge der Wasserstoffentwicklung nicht nur wichtiger, sondern in einer nationalen Gesamtstrategie zusammengeführt wurden, welche die Infrastrukturentwicklung als zentrales Element enthält. Nach dem (weitgehenden) Wegfall von Atomenergie für die CO₂-neutrale Produktion von Strom sollte Wasserstoff die Lücke bei den notwendigen Energieimporten und schrittweise auch bei der Produktion von Strom füllen (Nagashima 2018).

Zwar wurde zunächst, dem Beispiel Deutschlands folgend, mit dem umfassenden Ausbau von Solaranlagen durch hohe Einspeisungstarife experimentiert. Da die Grundbedingungen jedoch fundamental anders waren, ließ die Förderung schnell nach. In Japan müssen konzentrierte Agglomerationszentren mit Energie versorgt werden. Gleichzeitig war das Stromnetz stark auf die Versorgung mit zentralen Kohle-, Nuklear- und Gasmeilern ausgerichtet und die einzelnen Teile häufig nicht einmal regional miteinander verbunden, was die Dezentralisierung der Versorgung erschwert. Gleichzeitig wurde die Entwicklung von Windkraft nicht als echte Alternative angesehen, da in größerem Umfang praktisch nur schwimmende Offshore-Anlagen zur weiteren Entwicklung dieser Energiequelle infrage kamen. Deren Entwicklung steckte zu dem Zeitpunkt jedoch noch in den Kinderschuhen.

Da zudem weite Teile der japanischen Politik auf eine baldige Rückkehr zur Atomkraft als klimaneutraler Technologie hofften, wurde bis zur gegenwärtigen Energiewende keine umfassende Strategie zum Aufbau erneuerbarer Energien entwickelt (Ohbayashi 2020). Es bot sich daher an, die verschiedenen vorhandenen Projekte zur Wasserstoffentwicklung zumindest in eine Klimaübergangspolitik zu gießen. Mit Wasserstoff, so war die Hoffnung, ließe sich nicht nur der CO₂-Ausstoß bei der Produktion von Energie reduzieren, sondern auch dauerhaft der CO₂-neutrale Import von Energie ermöglichen.

Im Vorfeld des Pariser Klimaabkommens 2015 wurde daher eine umfassende Strategie, die Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells, veröffentlicht (Juni 2014). Die hier erklärte »Wasserstoffwirtschaft« wurde dann bis 2017 zur Basic Hydrogen Strategy weiterentwickelt (Nagashima 2020). Zu dem Zeitpunkt wurden noch 48 Prozent des Wasser-

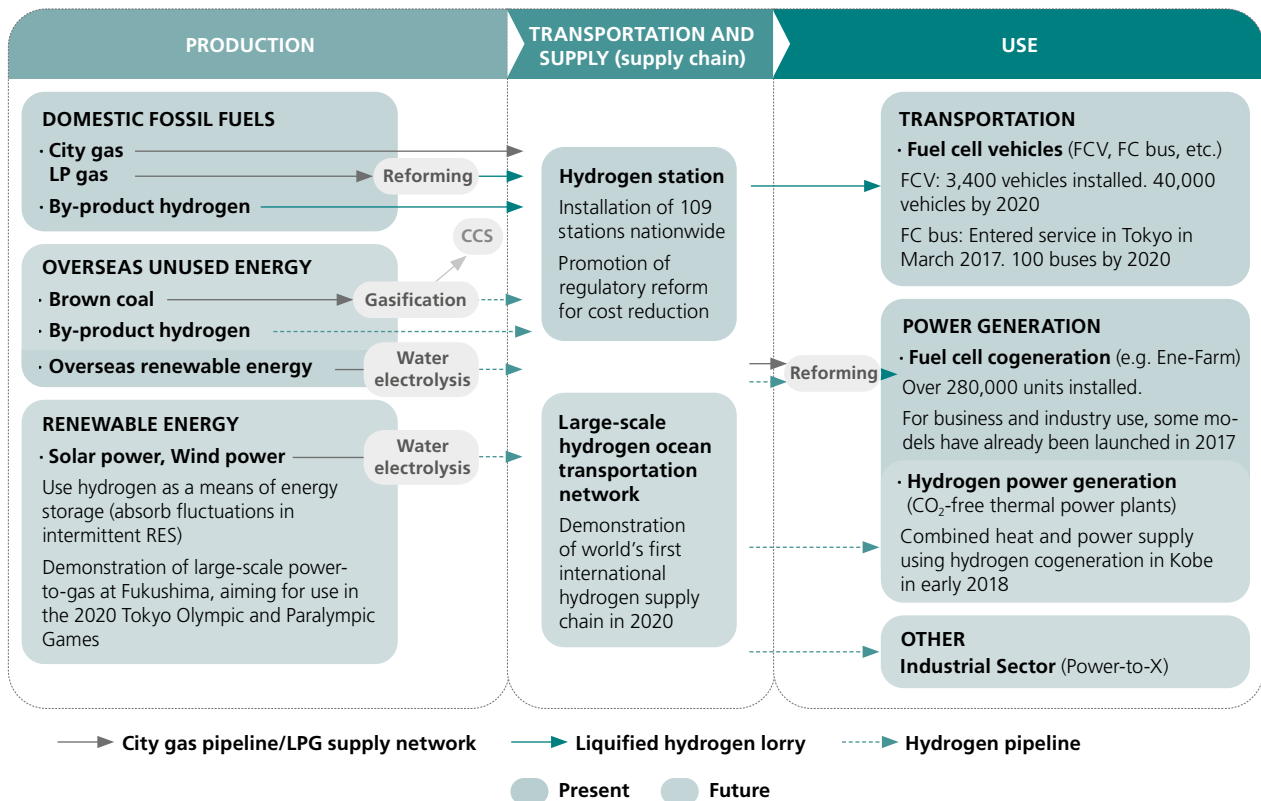
stoffs aus Erdgas, 30 Prozent als Nebenprodukt von Raffinerien, 18 Prozent aus der Vergasung von Kohle und nur vier Prozent durch Elektrolyse gewonnen. Grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen oder die für klimaneutrale Produktion aus fossilen Brennstoffen notwendige CCUS kamen praktisch noch nicht zur Anwendung. Entsprechend wurden in der Strategie zunächst keine CO₂-Reduktionsziele, sondern nur Preisreduktions- und Mengenwachstumsziele für den Wasserstoff festgelegt.

Japan setzt sich beim Weg in die Wasserstoffgesellschaft andere Ziele als die europäischen Länder. Während in Europa der Aufbau von Kapazitäten für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im bestehenden Wasserstoffmarkt mit Zielen innerhalb dieses Marktes auskommt und die Klimastrategie sich letztlich an CO₂-Zielen orientiert, bindet der breite japanische Ansatz die verschiedenen Projekte als Produktionsketten sowie mit einem Preisziel für Wasserstoff aneinander. Bis 2030 soll der Preis von Wasserstoff auf drei US-Dollar und bis 2050 auf zwei US-Dollar pro Kilogramm fallen. Diese Ziele sollen eine möglichst breite Zusammenarbeit mit der Industrie in einer Vielzahl von Investitionsprojekten entlang der Lieferketten ermöglichen. Ein weiteres Element ist wichtig: Um sicherzustellen, dass der sich entwickelnde Markt trotz der zunehmend düsteren Aussichten im Automobilbereich auch Realität wird, ist die Wasserstoffherstellung für die Stromerzeugung ein expliziter Teil der Strategie.

Die Reduktion des Wasserstoffpreises von gegenwärtig fast zehn Euro pro Kilogramm auf weniger als zwei Euro pro Kilogramm bis 2050 ist zwar ambitioniert, aber bereits heute im Bereich der technischen Möglichkeiten (s. Abb. 3). Gleichzeitig ist jedoch klar, dass diese Preisziele nicht mit einer Wasserstoffproduktion in Japan erreicht werden können. Vor allem die Produktion von grünem Wasserstoff erfordert einen Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten weit jenseits aller Möglichkeiten der Strategie. Der Ausbau der internationalen Lieferketten steht daher auch aus dieser Perspektive im Mittelpunkt.

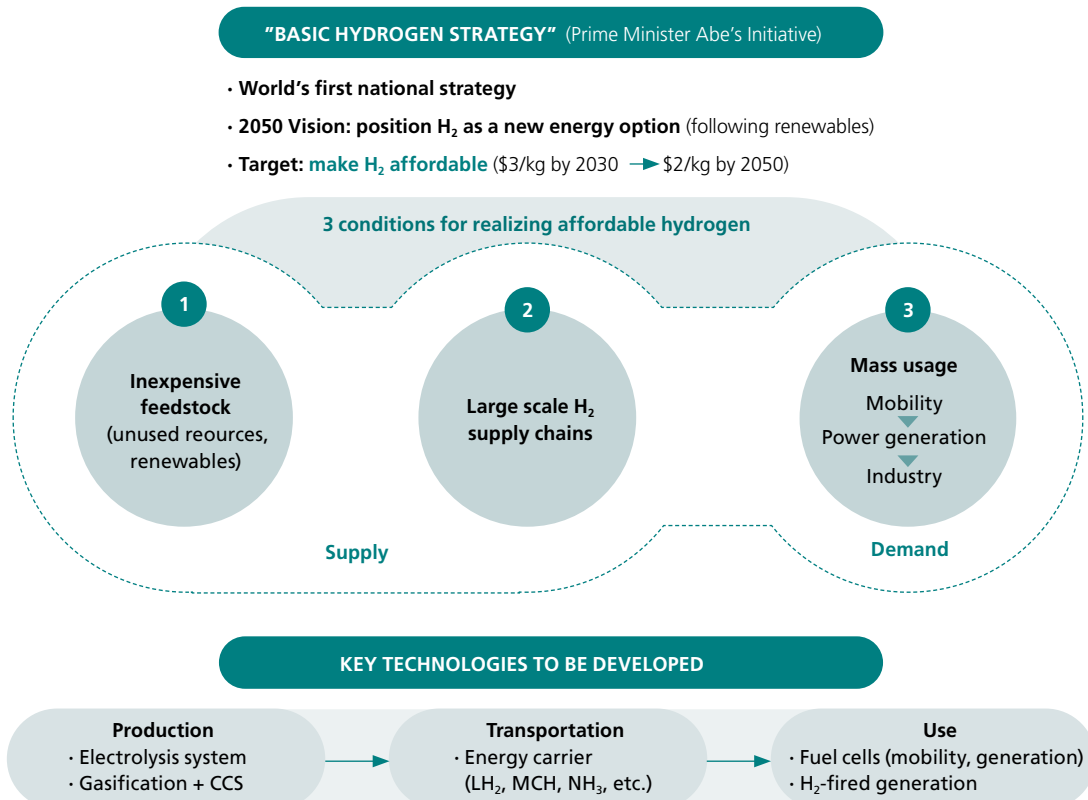
Eine der Besonderheiten der japanischen Wasserstoffstrategie ist es, dass Wasserstoff möglichst früh auch als Ersatz für Kohle und Erdgas bei der Stromerzeugung zum Einsatz kommen soll. Im Verhältnis zu allen anderen Nutzungsmöglichkeiten – im Verkehr, in der Produktion und bei den Haushal-

Abbildung 10
Die drei Ebenen der Wasserstoffstrategie



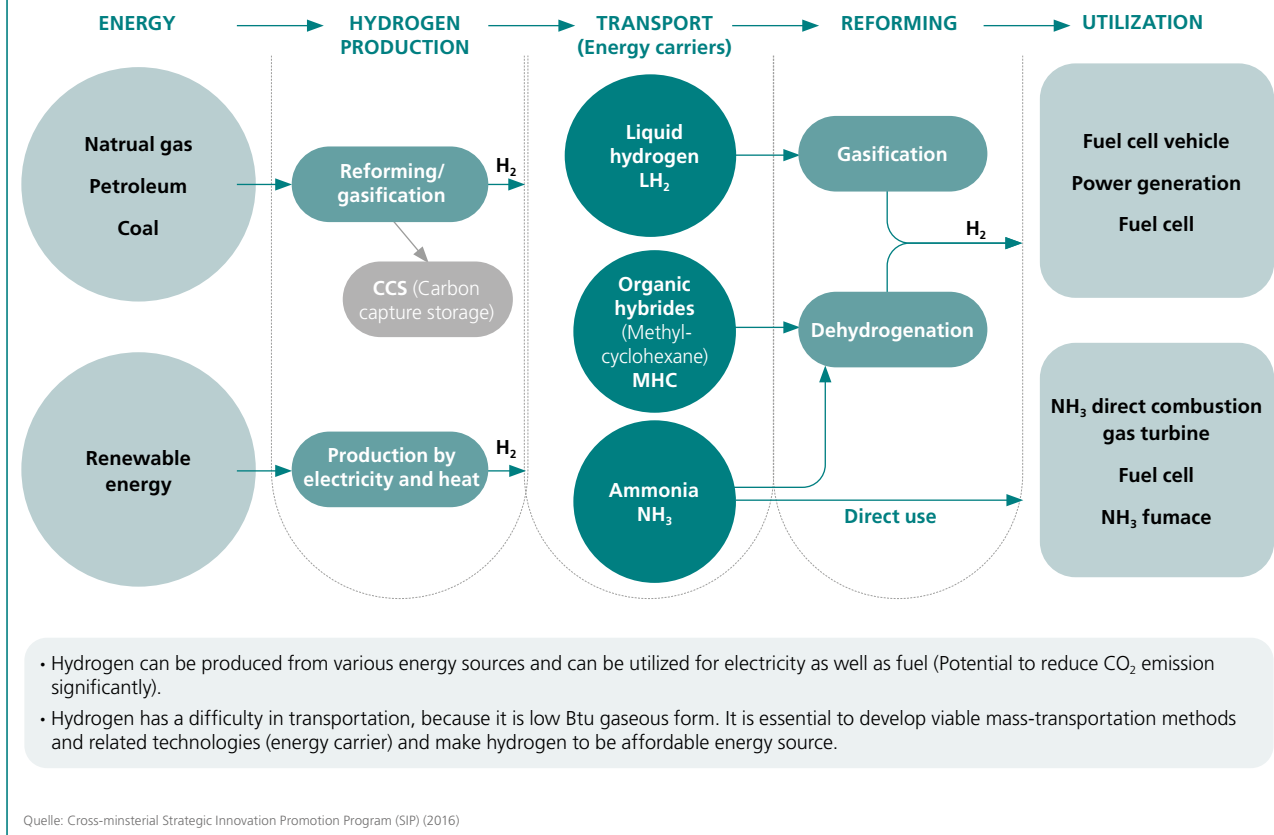
Quelle: METI (2019)

Abbildung 11
Ziele der japanischen Wasserstoffstrategie



Quelle: METI (2019)

Abbildung 12
Lieferketten der Wasserstoffwirtschaft



ten – verspricht der Ersatz von Kohle als Brennstoff die größten CO_2 -Einsparungen. Die benötigten Wasserstoffmengen sind dabei allerdings enorm. Ein Gigawatt Kapazität (etwa die Leistung eines Atomkraftwerks) verbraucht etwa 30 Tonnen Wasserstoff pro Stunde. Gegenwärtig sehen die Pläne daher nur die Entwicklung von einem Gigawatt Erzeugungskapazität bis 2030 vor. Um jedoch einen relevanten Einfluss auf die Energieversorgung zu haben, sollen bis 2050 Kapazitäten von 15 bis 30 Gigawatt, d. h. etwa im Umfang der früheren Nuklearproduktion, aufgebaut werden.

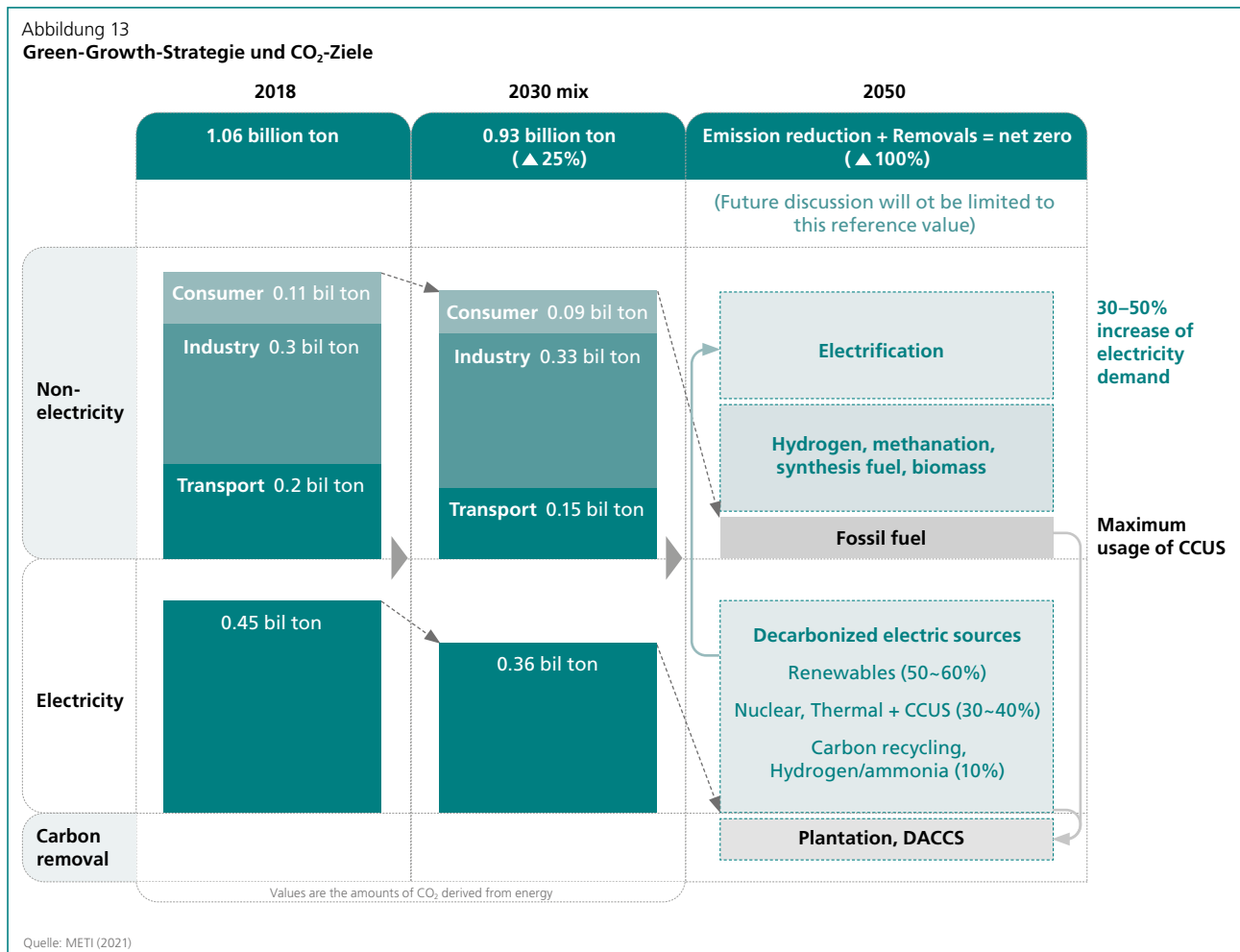
6

JAPANS NEUE GREEN-GROWTH-STRATEGIE: FOKUS AUF ERNEUERBARE ENERGIEN

Die Preisziele der japanischen Wasserstoffstrategie werden von den bereits hohen Energiepreisen (s. Abb. 3) unterstützt. Während in Ländern mit reichlicher Gasversorgung (wie Deutschland) für die Konkurrenzfähigkeit von Wasserstoff zunächst der CO₂-Preis für die Nutzung von Erdgas steigen müsste, kann in Japan insbesondere blauer Wasserstoff deutlich schneller als in anderen Ländern konkurrenzfähig werden. Vor allem durch die Konzentration auf die Entwicklung von Produktionsketten durch staatliche Förderung wären die ambitionierten Ziele damit erreichbar – vorausgesetzt diese Förderung findet tatsächlich statt und die Industrie bleibt von der Machbarkeit überzeugt.

Leider sind jedoch im Rahmen der im Dezember 2020 verkündeten und auf Klimaneutralität bis 2050 ausgerichteten Green-Growth-Strategie der japanischen Regierung (METI 2020) einige Zweifel in Bezug auf beide Ziele entstanden. Zwar stehen für die Wasserstoffstrategie im Fiskaljahr 2020 offiziell 70 Milliarden Yen bereit (etwa 550 Millionen Euro; im Jahr 2017 waren es noch 39 Milliarden Yen), die alle wesentlichen Elemente einer Wasserstoffgesellschaft – von der Forschung über die Produktion und den Transport bis hin zu den Subventionen von Endnutzer_innengeräten – unterstützen sollen. Zusätzlich sind Mittel von der japanischen Entwicklungsbank für Wasserstoffprojekte in Entwicklungs- und Kooperationsländern hinzugekommen, während gleich-

Abbildung 13
Green-Growth-Strategie und CO₂-Ziele



zeitig die Förderung von Kohleprojekten ausläuft. Für eine so breit angelegte Strategie sind dies jedoch immer noch sehr knappe Mittel.

Beim im Dezember 2020 angekündigten Green-Growth-Fonds mit enormen Fördermitteln von zwei Billionen Yen (etwa 15 Milliarden Euro) wurde der Schwerpunkt hingegen ganz wesentlich von einer Förderung der Wasserstoffwirtschaft (die dennoch weiterverfolgt werden soll) hin zu einem Ausbau erneuerbarer Energien verlagert. Noch deutlicher wird dies in der im Juli 2021 vom METI vorgestellten (vorläufigen) Präzisierung der Ziele. Völlig klar wird hier, dass sich die neue Strategie an klaren CO₂-Zielen orientiert und dafür das Budget noch einmal aufgestockt wird. Es sollen jetzt 4,4 Billionen Yen (etwa 30 Milliarden Euro) für die Bekämpfung des Klimawandels zur Verfügung stehen.

Die Green-Growth-Strategie der aktuellen Regierung Kishida ist damit so gut finanziert wie bisher noch keine umweltpolitische Initiative Japans. Während dies potenziell positiv für die Umsetzung der Wasserstoffstrategie ist, die aufgrund enger Finanzierung bisher häufig an die Grenzen der breiten Pläne stieß und daher nur einige größere Projekte umsetzen konnte, stellt sich nun die Frage, welchen Stellenwert die Strategie zur Erreichung der Klimaziele noch einnehmen kann. Obwohl die Wasserstoffprojekte bisher einen gewissen Vorrang genossen, soll jetzt der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung deutlich von den bisher vorgesehenen 20–22 Prozent auf 50–60 Prozent erhöht werden.

Nur noch 30–40 Prozent werden auf fossile Energie entfallen, und zwar inklusive CCUS und des Atomstroms, der damit zu einer Übergangstechnologie degradiert ist. Die Reduktion von bisher 20–22 Prozent für Atomstrom und 56 Prozent für fossile Energie bedeutet dabei eine riesige Herausforderung, die den größten Teil der Strategiemittel binden wird. Erfreulich für die Wasserstoffstrategie ist immerhin, dass sie explizit erwähnt bleibt und mit rund zehn Prozent des Bedarfs einen erheblichen (und realistischen) Teil ausmacht. Die starke Neuorientierung auf erneuerbare Energien und die gleichzeitige Erwähnung von Ammoniak als Energieträger macht jedoch deutlich, dass es sich keineswegs mehr um eine »Wasserstoffgesellschaft«, sondern vielmehr um den Ausbau von Produktionsketten handeln wird, vor allem im Zusammenhang mit Importen aus dem Ausland.

Damit ist der Schwerpunkt der Energieentwicklung stark in Richtung erneuerbarer Energien verschoben worden. Die »Wasserstoffgesellschaft«, die zuvor als Übergang von den fossilen Energien gedacht war, wird eher zu einer Ergänzung der erneuerbaren. Die starke Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien erfordert gleichzeitig einen starken Ausbau der Elektrifizierung, des Elektrizitätsnetzwerks und der Batterietechnologien. Dies wird langfristig aus Kosten- und Wettbewerbsgründen den umfassenden Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur auf einige wettbewerbsfähige Nischen reduzieren. Da CCUS für fossile Brennstoffe (Gas) ebenfalls eine deutlich größere Rolle spielen wird, dürfte der bereits

geplante Ausbau der Wasserstoffproduktion aus Erdgas (blauer Wasserstoff) gegenüber der Entwicklung von grünem Wasserstoff wohl auch weiterhin eine überragende Rolle spielen.

7

DIE ENTWICKLUNG INTERNATIONALER PRODUKTIONSKETTEN

Im Gegensatz zu den bisher niedrigen Ambitionen bei der Entwicklung von grünem Wasserstoff besteht die Stärke der japanischen Wasserstoffstrategie in der Entwicklung internationaler Produktions- und Transportketten. Die Ursache hierfür liegt weniger im langsamen Ausbau der erneuerbaren Energiequellen, der auf absehbare Zeit nicht auf eine Speicherung von etwaigen Überschüssen angewiesen ist, sondern vielmehr in der Notwendigkeit der internationalen Produktionsketten, die hohen Energieimporte auf eine CO₂-neutrale Basis umzustellen. Die Unterstützung von grünen oder blauen Wasserstoffprojekten in Energieexportländern, wie Australien oder Saudi-Arabien, ist daher überaus attraktiv.

Ebenso wie zuvor die Einfuhr von flüssigem Erdgas intensiv vorangetrieben wurde und inzwischen den größten Teil der Energieimporte ausmacht, soll nun flüssiger Wasserstoff importiert werden. Aufgrund der hohen Produktions- und Transportkosten von Wasserstoff müssen für eine erfolgreiche Entwicklung jedoch von Beginn an die gesamten Lieferketten optimiert und mit sehr großen Volumina geplant werden. Abbildung 14 gibt einen Überblick über die gegenwärtig zu erwartenden Kosten für den Import von einem Kilogramm Wasserstoff, je nach Quelle und Transportweg, im Vergleich zum Importpreis von Erdgas.

Neben den Kosten, die selbst im einfachsten Fall – bei der Wasserstoffherstellung aus Erdgas mit CCUS im Inland (Domestic Blue H₂) – noch über doppelt so hoch sind wie bei der direkten Verwendung von Erdgas, besitzen alle Produktions- und Importoptionen weitere Vor- und Nachteile. So ist die inländische blaue Wasserstoffproduktion zwar kostengünstig, Japan besitzt aber keine CO₂-Speichermöglichkeiten. Statt Wasserstoff zu transportieren, muss daher in diesem Fall CO₂ in Länder mit unterirdischen Gasspeichern, zumeist die Gasproduzenten, transportiert werden. Umgekehrt werden die Vorteile Australiens bei der Produktion von Solarenergie fast vollständig von den Transportkosten von Wasserstoff kompensiert (Imported Green H₂). Im Mittelfeld, beim Transport von Wasserstoff gebunden in Trägersubstanzen (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHC), wie z. B. Methylcyclohexan (MCH) oder Ammoniak, entstehen unterschiedliche Kosten bei den Bindungs- und Rückgewinnungsprozessen. Einen Vorteil hat hier grüner Ammoniak, der zwar zusätzliche Kosten bei der Produktion verursacht, aber leicht zu

transportieren ist und bei Verfeuerung zur Elektrizitätsherstellung nicht mehr in Wasserstoff zurückgewandelt werden muss (IEA 2019).

Bei der Entwicklung von internationalen Produktionsketten verfolgt Japan daher zwei Wege: Zum einen werden Projekte in Bezug auf ihr Preissenkungspotenzial gefördert, zum anderen werden möglichst vollständige Lieferketten bis in die Häfen Japans getestet. Die Preisziele liegen hier seit der ersten Wasserstoffstrategie von 2014 stabil bei 20 Yen/Nm³, was der Industrie Planungssicherheit gibt. Die angestrebten Volumina liegen in der gegenwärtigen Erprobungsphase bei 300.000 Tonnen Wasserstoff und sollen auf fünf bis zehn Millionen Tonnen ausgebaut werden. Bis 2050 sollen die Importe auf zwanzig Millionen Tonnen pro Jahr ansteigen. Ein Nebeneffekt dieser wettbewerbsorientierten Ausrichtung ist, dass eine große Anzahl von Produktionsmethoden und Transportwegen infrage kommen, was zu erheblichen Erfolgen bei der Kostenreduktion führen kann. Gleichzeitig erfordert der notwendige Ausbau der Importvolumina jedoch eine Festlegung auf eine Technologie, für die dann die entsprechenden Infrastrukturen aufgebaut werden können. Die verschiedenen Projekte müssen daher so schnell wie möglich praktische Antworten liefern.

7.1 FLÜSSIGER WASSERSTOFF – DIE KOOPERATION MIT AUSTRALIEN

Australien ist Japans Hauptimportpartner für Kohle. Beiden Ländern ist an einer zügigen Umstellung dieses Energiehandels auf klimaneutralere Lösungen gelegen. Australien strebt dabei langfristig eine Rolle als Exporteur von Solar- und Windenergie an, während Japan auf diese Importe angewiesen ist. Ironischerweise konzentriert sich das erste Wasserstoffkooperationsprojekt jedoch auf die Vergasung von billigster Braunkohle mit Dampfreformierung in Latrobe im australischen Bundesstaat Victoria. Das unter dem Dach einer ganzen Organisation namens HySTRA (Hydrogen Energy Supply-Chain Technology Research Association) orchestrierte Hydrogen Energy Supply Chain Project steht unter der Federführung von Kawasaki Heavy Industries bei der Entwicklung der Wasserstofftankschiffe und den australischen Elektrizitätswerken AGL für die Braunkohle-Reformierung.

Da es in diesem Projekt vor allem um die Demonstration der Transportwege geht und selbst diese beschränkte Ausrichtung Gesamtkosten von 500 Millionen Euro verursacht, war es wichtig, die Kosten für die Wasserstoffproduktion so niedrig wie möglich zu halten. Tatsächlich werden mit diesem Projekt bereits heute Kosten von unter 30 Yen/Nm³ (oder 3 Euro/kg) Wasserstoff erreicht. Allerdings werden zur Produktion von drei Tonnen Wasserstoff 160 Tonnen Braunkohle verwendet, die 100 Tonnen CO₂ freisetzen. Eine katastrophale Klimabilanz, die deutlich

schlechter ist als die direkte Stromerzeugung aus australischer Steinkohle in Japan und natürlich zu erheblicher Kritik geführt hat. Zukünftig werden zu den Kosten daher noch die Kosten für die CO₂-Abspaltung und Lagerung (CCUS) in ehemaligen Öllagerstätten vor der Küste hinzukommen (Lazzaro 2018). Leider sind die bisherigen Erfolge mit kohlebasierter CCUS in Australien jedoch so gering, dass es völlig unklar bleibt, bis wann hier funktionierende Infrastrukturen entwickelt werden können (Parkinson 2017).

Abbildung 14
Wasserstoffkosten nach Transport mit verschiedenen Trägersubstanzen

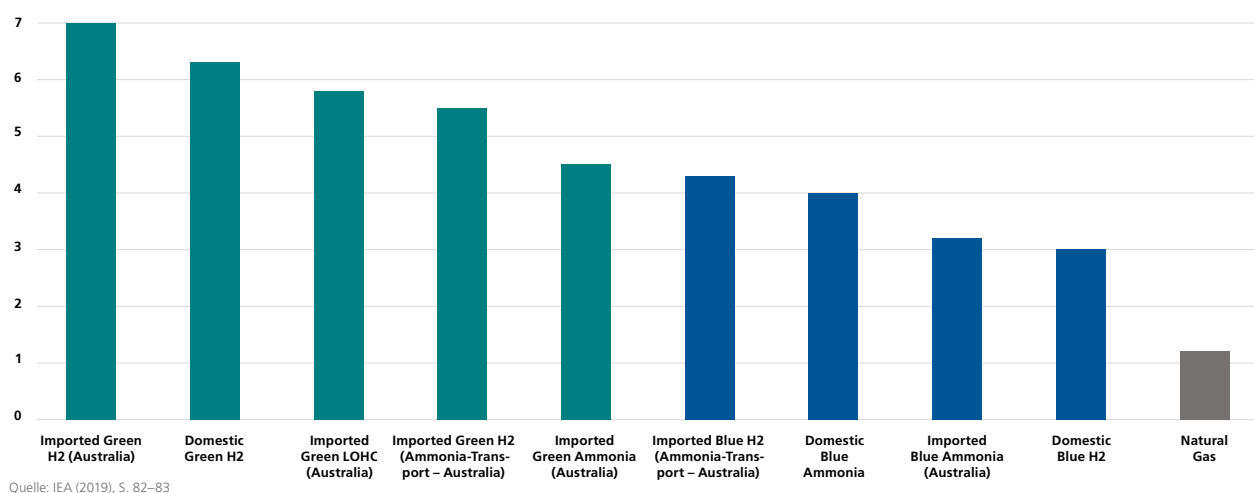
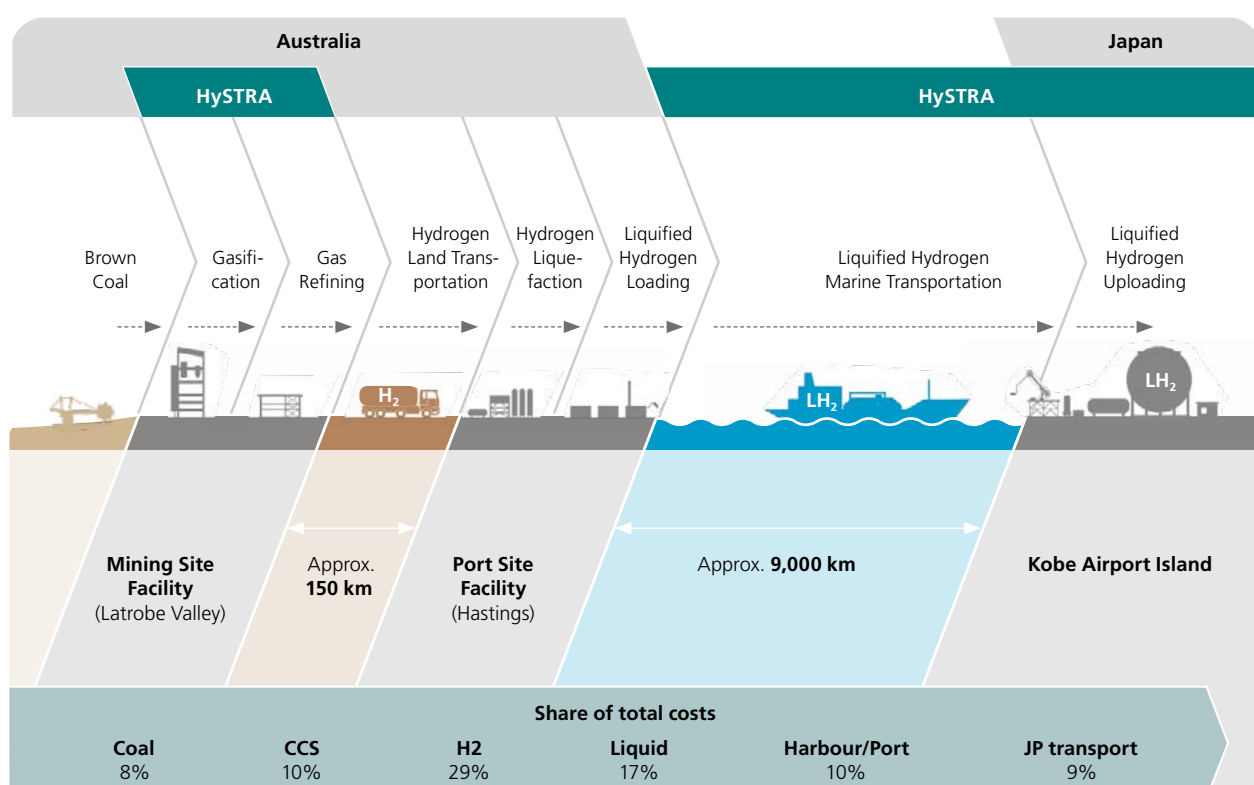


Abbildung 15
HySTRA-Lieferkette und Kosten



Quelle: HySTRA (2021)

Aus heutiger Sicht scheint das vor zehn Jahren geplante Projekt in seiner Ausrichtung auf Kohle mit CCUS statt auf erneuerbare Energien wenig erfolgversprechend. Der relevante Teil besteht jedoch im Aufbau der Transportinfrastrukturen nach Japan. Die Verflüssigung des Gases (Liquefaction) sowie die Abfüllung des Flüssiggases werden im Hafen von Hastings mit einem Anleger für das neue Tankschiff »Suiso Frontier« vorgenommen. Das mittelgroße Schiff (8.000 BRT) kann 1.250 m³ (75 Tonnen) flüssigen Wasserstoff transportieren, was einem Energiegehalt von 3,5 GWh entspricht. Im Vergleich zu den heute üblichen LNG-Tankern gleicher Größe sind diese Mengen jedoch noch eher gering. Ein LNG-Tanker kann etwa 7.500 m³ LNG mit einem Energiegehalt von 50 GWh transportieren. Das Projekt zeigt daher nicht nur die Möglichkeiten, sondern auch die Grenzen eines umfassenden Imports von flüssigem Wasserstoff auf (Lambert 2020).

Vom neu gebauten Terminal im Hafen von Kobe geht der Transport des Wasserstoffs dann per Lastwagen in komprimierter Form bis zu den Abnehmern weiter. Die Betreiber gehen davon aus, dass während der Demonstrationsphase Wasserstoffpreise von unter zehn Euro/kg (200 Euro/MWh) möglich sind und diese bis 2050 auf unter drei Euro/kg (50–70 Euro/MWh) fallen können. Die Energiefirma Eneos (Hystra 2021a) schätzt, dass die Kosten während der Versuchsphase bis 2026 für 24.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr noch bei etwa sieben Euro/kg liegen werden, bis 2030 mit einer Leistung von 226.000 Tonnen jedoch bereits auf drei Euro/kg fallen könnten. Bis 2040 werden Kosten von unter zwei Euro/kg erwartet. Diese Werte müssten jedoch um die Kosten von effektivem CCUS nach oben korrigiert bzw. für grünen Wasserstoff völlig neu berechnet werden.

Trotz der gegenwärtigen Kritik ist die Partnerschaft mit Australien für Japan sehr vielversprechend. Der gegenwärtige Versuch, den bestehenden Kohleimport durch CCUS und den Transport von flüssigem Wasserstoff zu ersetzen, scheint jedoch zu kurz gegriffen. Um nach der ersten Experimentphase größere Klimaerfolge zu erzielen, müssten auf der australischen Seite CCUS-Technologien und Infrastrukturen zügig bis zur Marktreife entwickelt werden. Gleichzeitig scheint für den Import von derartigem Niedrig-CO₂-Wasserstoff der Import als Ammoniak einfacher und günstiger. Für den Import von höherwertigem flüssigem Wasserstoff scheint es dagegen sinnvoller, auf die Verbindung von Australiens Hydrogen Technology Clusters mit dem zügigen Ausbau von Solar und Wind für den Export zu setzen (Hughes/Jotzo/Longden 2021).

Neben den Herausforderungen beim Transport werden durch das Projekt zwei weitere Aspekte der internationalen Wasserstoffkooperation deutlich. Der Aufbau von Wasserstoffkapazitäten im Ausland erfordert große Auslandsinvestitionen auf japanischer Seite. Selbst in der billigsten, nämlich kohlebasierten Variante dieses Projekts sind dies 50 Prozent der Projektmittel. Für Investitionen im notwendigen Umfang kommen daher nur besonders sichere Partnerländer infrage, oder die Investitionen vor Ort müssen zu einem

entscheidenden Anteil von den Partnerländern übernommen werden. Dies erfordert ein hohes Maß an Interessenübereinstimmung und Bereitschaft zu gemeinsamer Planung. Darüber hinaus erfordert die gemeinsame Projektentwicklung die Erarbeitung und Angleichung von internationalen Standards, die von der Produktion über die Lieferung bis hin zur Zertifizierung der CO₂-Anteile auf allen Ebenen reichen. Für die Entwicklung von internationalen Klimakooperationen, den CO₂-Handel und die in Europa geplante Einführung von CO₂-Zöllen werden diese Aspekte der Kooperation zwischen Japan und Australien möglicherweise noch bedeutsamer als die Erfolge beim Transport von flüssigem Wasserstoff.

7.2 AMMONIAK FÜR DEN TRANSPORT – KOOPERATION MIT SAUDI-ARABIEN

Eine umfassende Analyse der effizientesten Transportwege für Wasserstoff findet seit 2016 auf der Basis einer Initiative der Joint Group for Saudi-Japan Vision 2030 statt. Saudi-Arabien ist Japans größter Öllieferant und das gemeinsame Interesse an CO₂-freier Ressourcen- und Transportentwicklung ist groß. Da Saudi-Arabien nicht nur besonders günstig Erdgas exportieren kann, sondern auch über umfangreiche Lagerstätten für CO₂ in den Herkunftsstellen von Öl und Gas verfügt, können kostengünstige Lieferketten aufgebaut werden, sobald die Transportprobleme gelöst sind. Besonders die Anreicherung von Wasserstoff zu Ammoniak steht hier im Mittelpunkt. Im Gegensatz zu reinem Wasserstoff lässt sich Ammoniak nicht nur relativ einfach per Schiff transportieren, es kann auch bei der Befeuerung von Kohlekraftwerken direkt zum Einsatz kommen, was einen sofortigen und großen Effekt auf die Klimabilanz der Stromproduktion hätte (s. Abb. 2).

Gegenüber reinem Wasserstoff (H₂) hat Ammoniak (NH₃), d. h. mit Stickstoff gebundener Wasserstoff, mehrere Vorteile als Energieträger. Es wird bereits bei minus 33 Grad Celsius bzw. neun Bar Druck flüssig und hat dann eine Energiedichte von 4,25 kWh/l. Dies ist etwa so hoch wie die Energiedichte von flüssigem Erdgas und fast doppelt so hoch wie die von flüssigem Wasserstoff. Die Herstellungseffizienz von Ammoniak unter Verwendung von Strom – sowohl im Haber-Bosch-Verfahren als auch bei der Verwendung einer Brennstoffzelle – liegt bei etwa 55–60 Prozent und damit unterhalb von Wasserstoff durch Elektrolyse mit 65–70 Prozent (Royal Society 2020). Die Anwendungseffizienz zur Erzeugung von Strom aus Ammoniak in einer Brennstoffzelle liegt ebenfalls bei etwa 55–60 Prozent, bei der direkten Verfeuerung in einem Motor nur bei 30–40 Prozent. Die Gesamteffizienz von der Produktion bis zum Verbrauch liegt daher nur bei 28–29 Prozent bzw. 17–24 Prozent. Im Vergleich zur direkten Verwendung von Wasserstoff (Gesamteffizienz 26–35 Prozent) ist bei der Verwendung von Ammoniak, insbesondere wenn er nur für den Transport von Wasserstoff dienen soll, die Gesamteffizienz daher etwas geringer. Die großen Vorteile beim Transport müssen daher mit der geringeren Effizienz bei der Produktion abgewogen werden.

Ein weiterer Vorteil von Ammoniak ist, dass er in Spezialanwendungen bereits seit 1872 als Energiespeicher und Treibstoff zum Einsatz kommt. In den USA wurde 1981 ein Chevrolet Impala mit Ammoniak betrieben. Gegenwärtig werden weltweit jährlich etwa 200 Millionen Tonnen Ammoniak hergestellt und zu etwa drei Vierteln für die Düngemittelproduktion verwendet. Der Energieaufwand für die Ammoniakproduktion entspricht bereits heute etwa zwei Prozent der weltweiten Energieproduktion. Ammoniak ist giftig, Menschen riechen Ammoniak allerdings bereits in geringsten, ungefährlichen Konzentrationen. Bei der Verbrennung entstehen nur Stickstoff und Wasser.

In Saudi-Arabien ist insbesondere Aramco, der weltweit größte Ölexporteur, stark daran interessiert, Erdgas in Ammoniak für den Export umzuwandeln. Bestehende Infrastrukturen wie Pipelines und Tanker können so weiterverwendet werden und die Entwicklung kann sich auf die Anwendung bereits bestehender Methoden zum Ausbau von CCUS konzentrieren. Gegenwärtig wird CO₂ vor allem in Ölfelder zurückgedrückt, um es zu lagern und gleichzeitig die Ölproduktion zu erhöhen. Langfristig stehen hier sehr große Lagermöglichkeiten zur Verfügung. Umgewandelt in Ammoniak wurden 2020 bereits 40 Tonnen »CO₂-emissionsfreies« Ammoniak nach Japan verschifft.

Da auch andere Länder ein großes Interesse an der Entwicklung von Ammoniak-Importketten haben, werden entsprechende Projekte in verschiedenen Kooperationen vorangetrieben. So entstehen auch in Australien, Japans anderem wichtigen Energieimportland, eine Reihe von Ammoniakprojekten. Im australischen Asian Renewable Energy Hub, einem der weltweit größten Solar- und Windprojekte (mit 14.000 Quadratkilometern und einer geplanten Leistung von 26 Gigawatt), sind neun Gigawatt Wind- und Solarstrom zur Ammoniakherzeugung für den Export vorgesehen. Im April 2021 ist zu dieser Kooperation eine weitere mit den Vereinigten Arabischen Emiraten hinzugekommen, allerdings liegt hier der Schwerpunkt auf der Wasserstoffgewinnung durch die Reformierung von Erdgas mit CCUS und nicht auf den Transportwegen. In Europa stellt Yara, der weltweit größte Ammoniakherzeuger in Norwegen, seine Produktion derzeit auf regenerative Energien um und ist an Kooperationen für den Export interessiert.

Darüber hinaus wird Ammoniak im Rahmen der Green-Growth-Strategie Japans als wichtiger Bestandteil der Entwicklung grüner Treibstoffe angesehen und mit Projekten unterstützt. Bis 2030 sollen etwa drei Millionen Tonnen Ammoniak als Energieträger bereitgestellt werden, bis 2050 sollen es 30 Millionen Tonnen werden. Diese Entwicklung wird stark von internationalen Organisationen unterstützt. Das Green Ammonia Consortium ist eine Kooperation zwischen Australien, Norwegen, Katar, Saudi-Arabien, Südafrika und den USA und hat sich als wichtige Lobbygruppe erwiesen (Muraki 2018). Es betont, dass die Beimischung in Kohlekraftwerken allein in Japan 40 Megatonnen CO₂, d. h. sieben Prozent der Kohleemis-

sionen bzw. drei Prozent der Stromerzeugungsemissionen, einsparen könnte. In Japan kommt zu dieser Organisation der Ammonia Energy Council unter Führung des METI hinzu und umfasst seit 2020 führende Firmen wie Jera, die IHI Corporation, Mitsubishi Heavy Industries und die JGC Corporation. In diesem Konsortium wird ein zusätzlicher Schwerpunkt auf Ammoniak als Exporttechnologie gelegt, das als Beimischung in asiatischen Kohlekraftwerken 100 Millionen Tonnen CO₂-Einsparungen bis 2050 erzielen könnte.

Vor diesem Hintergrund werden auf Ammoniak basierende Kooperationen und Projekte ständig erweitert. So entwickelt das Handelshaus Itochu Corp., zusammen mit Ube Industries und Uyeno Transtech, bereits eine Infrastruktur, um Schiffe auf einen Ammoniak-Antrieb umzurüsten und mit Treibstoff zu versorgen (Itochu 2021). Jera, Japans größter Elektrizitätsproduzent, der alleine für zehn Prozent der japanischen CO₂-Gesamtemissionen verantwortlich ist, hat einen Null-Emissionsplan bis 2050 vorgelegt, der bis 2030 20 Prozent Ammoniakbeimischung bei der Energieerzeugung vorsieht. Bis 2040 soll diese Zahl auf 100 Prozent ansteigen (Crolus 2020). Hauptpartner soll hierbei das LNG-Unternehmen Petronas in Malaysia werden. Petronas produziert bereits 2,5 Millionen Tonnen Ammoniak aus der Umwandlung von Erdgas, muss die Produktion nun aber auf erneuerbare Quellen, vor allem Wasserkraft, umstellen (o. A. 2021).

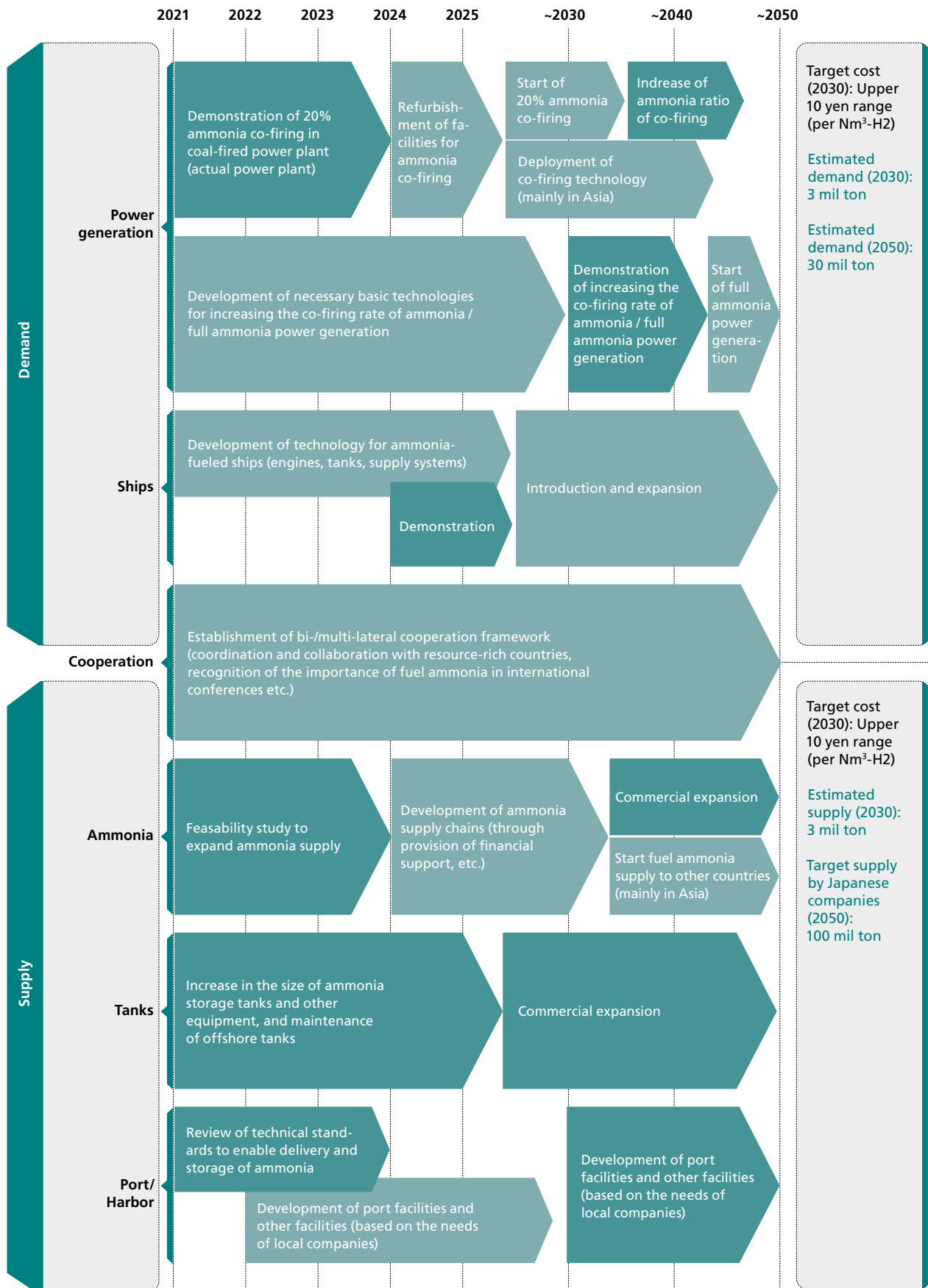
7.3 ALTERNATIVE TRANSPORTWEGE – KOOPERATION MIT MALAYSIA

Malaysia ist in eine Vielzahl von Wasserstoffexportprojekten mit Japan eingebunden. Ammoniakbasierte Projekte wurden bereits erwähnt. Bei einem wichtigen Kooperationsprojekt mit Petronas geht es neben der Herstellung von grünem Wasserstoff aus Wasserkraft in Elektrolyseuren um die Erprobung des Transports mit einer alternativen Wasserstoffträgersubstanz. Die Chiyoda Corporation, Mitsui & Co., die Mitsubishi Corporation und Nippon Yusen kooperieren im mit knapp 100 Millionen Euro ausgestatteten AHEAD Project (Advanced Hydrogen Energy Chain Association for Technology Development) beim Transport von Wasserstoff aus Brunei auf der Basis von MCH als Trägersubstanz.

Nach der Produktion von Wasserstoff, im Projekt zunächst auf Basis von konventioneller Dampfreformierung aus Erdgas, beginnt die Umwandlung in den Transportstoff Toluol, der durch Erhitzung drei H₂-Moleküle anbinden kann. Das entstehende MCH kann als Flüssigkeit bei normaler Umgebungstemperatur und normalem Druck in Tankschiffen nach Japan geliefert werden. Nach der Dehydrierung, d. h. der Abspaltung des Wasserstoffs, wird das zurückgewonnene Toluol mit den gleichen Tankschiffen wieder in den Kreislauf gebracht. Bereits 2014 konnte Chiyoda in einem Demonstrationsprojekt zeigen, dass die Hydrierung von Toluol mit 99 Prozent Effizienz und die Dehydrierung von MCH mit 98 Prozent Effizienz erfolgen kann.

Abbildung 16

Japans Pläne für den Treibstoff Ammoniak



Quelle: Brown 2021.

Das Demonstrationsprojekt produziert und transportiert dabei zunächst 200–300 Tonnen Wasserstoff pro Jahr und soll bis 2025 auf 10–40 Megatonnen jährlich ausgebaut werden. In einem weiteren von Eneos und Chiyoda mit Petronas geplanten Projekt, das überwiegend auf Wasserkraftbasis arbeiten soll, werden von der Erzeugung bis zur Nutzung in Japan mit Gesamtkosten von zwei Euro/kg Wasserstoff gerechnet. Bei den Kosten entfallen etwa 36 Prozent auf die Produktion, 16 Prozent auf die Hydrierung, acht Prozent auf den Transport und 40 Prozent auf die Dehydrierung. Den geringen Transportkosten stehen damit hohe Energiekosten bei der Rückgewinnung gegenüber. Immerhin könnten bereits heute Kosteneinsparungen erreicht werden, die mit Lieferketten für flüssigen Wasserstoff erst ab 2040 realisierbar wären.

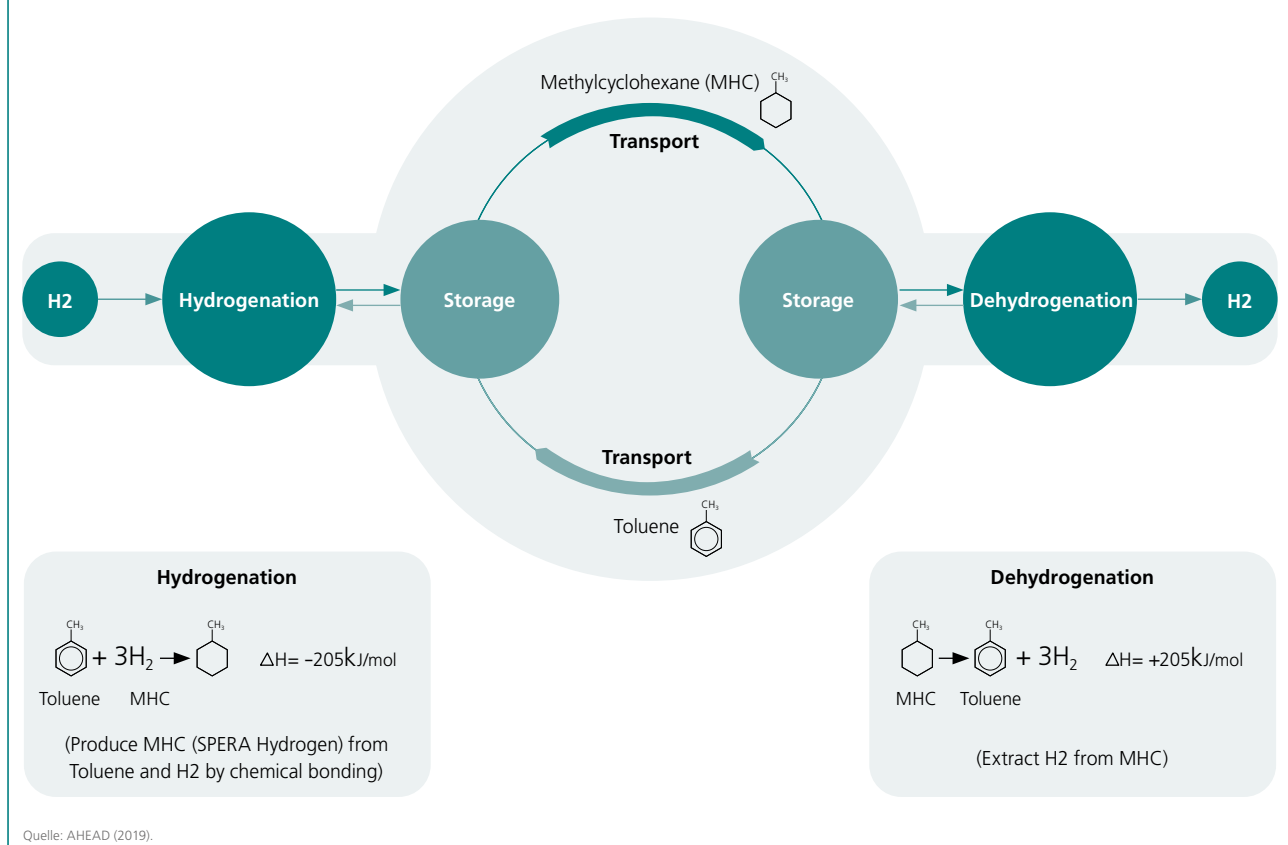
Aziz (2019) hat die drei in Japan am stärksten geförderten Wasserstofftransportwege unter Effizienz- und Kostenaspekten untersucht. Dabei liegt die Hydrierung von Toluol zu MCH mit einer Effizienz von über 95 Prozent eindeutig vorne und die Energieverluste beim Transport liegen bei null. Die Verflüssigung von Wasserstoff (durch Kühlung auf minus 252 Grad Celsius) oder die Synthetisierung von Ammoniak kosten dagegen etwas über 40 Prozent der enthaltenen Energie, die Effizienz liegt bei 58 Prozent. Beim Transport gehen weitere fünf Prozent bzw. zwei Prozent verloren. Leider werden bei der Verwendung von MCH jedoch noch weitere hohe Energiekosten notwendig, wenn der in MCH gebundene Wasserstoff wieder freigesetzt

werden muss. Durch die dafür notwendige hohe Hitze gehen hier 74 Prozent der Energie verloren. Die Gesamteffizienz der Transportkette liegt bei MCH gegenwärtig daher nur bei 25 Prozent.

Aufgrund der verschiedenen Untersuchungen scheint zurzeit vieles für Ammoniak als Transportmittel von Wasserstoff zu sprechen. Da Ammoniak eine 2,5-mal höhere Energiedichte besitzt als Toluol, erlaubt es eine wesentlich bessere Nutzung von Tankschiffen. Außerdem können flüssiger Wasserstoff und Ammoniak direkt in Brennstoffzellen verwendet werden, was ohne eine weitere Transformation eine Gesamteffizienz von 33 Prozent bei flüssigem Wasserstoff und 37 Prozent bei Ammoniak ergibt. Bei den Kosten liegt Ammoniak nach gegenwärtigem Untersuchungsstand bis 2030 mit 2,50 Euro/kg (50 Euro/MWh) ebenfalls vorne.

Im Ergebnis muss festgehalten werden, dass unterschiedliche technologische Entwicklungen und logistische Anpassungen die Projektergebnisse in Bezug auf die effizientesten Transportwege wohl weiter beeinflussen werden. In jedem Fall scheint jedoch die Vorstellung, dass eine Wasserstoffwirtschaft nur auf der Basis von Wasserstoff entwickelt werden kann, deutlich zu kurz gegriffen. Ammoniak für den Transport, E-Fuels, also synthetische Treibstoffe, für den Einsatz in Flugzeugen und vor allem sehr viel erneuerbare Energie an unterschiedlichen Orten und in unterschiedlichen Konstellationen werden Teile des Systems sein müssen.

Abbildung 17
H₂-Transport auf MCH-Basis



8

ZUSAMMENFASSUNG: DAS ZUSAMMENSPIEL VON WASSERSTOFF UND ERNEUERBAREN ENERGIEN

Deutschland und Japan sind bei der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft unterschiedliche Wege gegangen. In beiden Ländern gab es zwar einen starken Schwerpunkt auf Forschung und Entwicklung, bei den Anwendungen trennten sich die Wege jedoch. In Deutschland wurde der Schwerpunkt durch politische Weichenstellungen früh auf erneuerbare Energien gelegt. Die deutsche Industrie ist hier (mit einiger Verzögerung) der Elektrifizierung und Elektromobilität gefolgt. Das Interesse an Wasserstoff als Energieträger und -speicher ist dagegen erst vor Kurzem wieder erwacht. Dies ist aus Sicht einer Wasserstoffwirtschaft erstaunlich, denn in Deutschland bietet die große Gasinfrastruktur deutlich bessere Wasserstoffentwicklungsmöglichkeiten bei der Verteilung und Speicherung als in Japan. Gleichzeitig finden in Deutschland die auch langfristig notwendigen Energieimporte beim Ausstieg aus Kohle und Erdgas zu wenig Beachtung.

Die japanische Industrie war aufgrund der frühen Erfahrungen mit scharfer Konkurrenz bei der Batterieentwicklung und einer gewissen Skepsis in Bezug auf die Geschäftsmodelle einfacher Elektrofahrzeuge auf der Suche nach einer »Wasserstoffwirtschaft«, die mit komplexen Technologien nachhaltige Entwicklungsmöglichkeiten sichert. Die japanische Politik sah ihre Rolle insbesondere in der Sicherstellung einer langfristig stabilen und kostengünstigen Versorgung mit Niedrig-CO₂-Energie. Das Resultat sind in Japan Erfolge bei der internationalen Entwicklung von effizienten Wasserstoffproduktions- und Transportketten sowie dem Einsatz von Brennstoffzellen in Haushalten und der Industrie. Gleichzeitig besteht jedoch Aufholbedarf bei der Entwicklung erneuerbarer Energien.

Inzwischen treffen sich die beiden Wege jedoch wieder und es ist an der Zeit, aus den jeweiligen Erfahrungen zu lernen. So hat Akio Toyoda, der Präsident von Toyota, zum Jahrestag der Erdbebenkatastrophe von Fukushima (dem eigentlichen Auslöser der Energiewende in Japan) deutlich gemacht: *»If things continue as they are now, we won't be able to produce cars in Japan anymore. We need green energy first and foremost.«*

Ohne erneuerbare Energien wird die klimaneutrale Automobilproduktion in Japan also unmöglich sein, was auch aus Industriesicht zu einschneidenden Änderungen bei der Klimapolitik führen muss (Regalado/Sugiura 2021). Umgekehrt haben in Europa kürzlich 22 »investitionswillige« Großunter-

nehmen in einem offenen Brief an die EU-Kommission darauf hingewiesen, dass die Vorgaben der Klimapolitik ohne einen massiven Ausbau von Kapazitäten CO₂-freier Energieträger nicht eingehalten werden können. Die Unternehmen seien zwar willig, *»to walk the talk«*, effektive Klimapolitik müsse jedoch die Transformation in der Industrie durch die Schaffung effektiver Angebots- und Nachfragebedingungen für CO₂-freie Energieträger unterstützen (Bentle 2021).

Während in Europa die Grenzen heimischer Solar- und Windkraftentwicklung immer deutlicher sichtbar werden, zeigen die japanischen Erfahrungen leider, dass Wasserstoff nicht einfach als »technologieneutrale« Alternative zu einer umfassenden Elektrifizierung entwickelt werden kann. Die großen geplanten öffentlichen Investitionen in die Energiewende erfordern nicht nur klare Zielsetzungen, sie stellen für Jahrzehnte die Weichen für konkrete Anwendungen und die Entwicklung von Infrastrukturen. Gleichzeitig bleiben die Budgets im Verhältnis zu den riesigen Herausforderungen der Klimapolitik relativ beschränkt, sodass Fehlentwicklungen vermieden werden müssen. Ein klarer Blick auf die Vor- und Nachteile der verschiedenen Technologieoptionen wird daher immer wichtiger.

So erkennt die japanische Green-Growth-Strategie die überragende Bedeutung der Entwicklung erneuerbarer Energien inzwischen an und setzt hier einen klaren Schwerpunkt, ähnlich wie die europäischen Länder. Gleichzeitig erscheint jedoch der deutsche Schwerpunkt auf die ergänzende Entwicklung von grünem Wasserstoff als zu kurz gegriffen. Im Inland werden die Kapazitäten und Effizienzen noch lange viel zu gering bleiben, um einen nennenswerten Beitrag zu den Klimazielen zu leisten. Die Stärken von Wasserstoff liegen dagegen im Potenzial der zügigen »Dekarbonisierung« von Erdgas in Zusammenarbeit mit den Partnerländern, d. h. den Energie-Exportnationen. Dies kann nicht nur durch grüne Wasserstoffprojekte passieren, sondern erfordert auch blaue Projekte sowie den Aufbau entsprechender Handelsstrukturen.

Während die Konkurrenz beim Aufbau von Solar-, Wind- und Batteriekapazitäten zu großen Erfolgen bei der Entwicklung und der Reduktion von Kosten geführt hat, folgt die Wasserstoffwirtschaft anderen Gesetzen. Die Entwicklung der komplexen Produktions- und Handelsketten erfordert hier die Kooperation über Industrie- und Landesgren-

zen hinaus. Strom- und Gasnetzwerke müssen in Bezug auf ihre jeweiligen Klimapotenziele optimiert werden. Effiziente Kraft-Wärme-Koppelungen erfordern Zusammenschlüsse in virtuellen Kraftwerken über Firmen- und Gebäudegrenzen hinaus.

Ein wichtiger und bisher wenig beachteter Bereich der internationalen Kooperation ist dabei auch der Energiehandel. Der internationale Handel von Wasserstoff erfordert weltweit akzeptierte Standards bei Produktion und Transport. Die Dekarbonisierung des Fernverkehrs (per Schiff, Flugzeug und Lastwagen) erfordert einheitliche Energieträger. Umfangreiche Auslandsinvestitionen in grüne und blaue Energiekapazitäten erfordern Vertragssicherheit und gemeinsame Interessen. In allen diesen Bereichen sind Japans Projekte zur Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft bereits entscheidende Schritte vorangekommen und können einen Beitrag zu einer erfolgreichen Energiewende auf globaler Ebene leisten.

REFERENZEN

- AHEAD** (2019): World's first international transport of hydrogen; https://www.ahead.or.jp/en/pdf/20191218_ahead_press.pdf.
- Aso, Waturo** (2010): *Fukuoka Hydrogen Strategy Hy-Life Project*; <https://vdocument.in/reader/full/hy-life-hy-life-project-fukuokaas-challenges-towards-a-hydrogen-society-sept>.
- Aziz, Muhammad, Takuya Oda, Takao Kashiwagi** (2019): Comparison of liquid hydrogen, MHCL and ammonia on energy efficiency and economy; *Energy Procedia* 158, S. 4086–4091.
- Bentele, Hildegard et al.** (10.7.2021) – Open Letter to EUC – Call for massive acceleration of capacity build-up of renewable energy in Europe; https://www.politico.eu/wp-content/uploads/2021/07/08/Joint-RES-industry-MEP_-2021.pdf.
- BMBF** (2020): Nationale Wasserstoffstrategie; www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf
- Brown, Trevor** (25.2.2021): Japan's Road Map for Fuel Ammonia, Ammonia Energy Association; www.ammoniaenergy.org/articles/japans-road-map-for-fuel-ammonia.
- Crolus, Stephen** (29.10.2020): Japan's Electricity Sector: An Early Market for Low-Carbon Ammonia, Ammonia Energy Association; www.ammoniaenergy.org/articles/japans-electricity-sector-the-early-market-for-low-carbon-ammonia.
- EU-Kommission** (2016): Heating and Cooling; ec.europa.eu/energy/topics/energy-efficiency/heating-and-cooling_en.
- Heeg, Thimo / Jansen, Jonas** (01.03.2019): Daimler-Chef: »Wir wollen nicht hirnampuliert werden«; in: *Frankfurter Allgemeine Zeitung*; www.faz.net/aktuell/wirtschaft/diginomics/daimler-chef-zetsche-wollen-nicht-hirnampuliert-werden-16066850.html.
- Hikima, Kazuhiro et al.** (2020): Transition Analysis of Budgetary Allocation for Projects on Hydrogen-Related Technologies in Japan, MDPI; https://mdpi-res.com/d_attachment/sustainability/sustainability-12-08546/article_deploy/sustainability-12-08546-v2.pdf.
- Hughes, Llewelyn / Jotzo, Frank / Longden, Thomas** (2021): Australia; in: Wagner, Eva (2021) (Hrsg.): *The Era of Hydrogen Economies. Shared Interests by Australia, Germany and Japan*, Periscope Series Vol. 6, Konrad Adenauer Stiftung Regional Programme Australia and the Pacific, S. 7-11; <http://periscopekasastralia.com.au/wp-content/uploads/2021/07/KOND-61747-Periscope-Analysis-Paper-Volume-6-AW.pdf>.
- Hydrogen Council** (2017): Hydrogen Scaling UP; hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf.
- Hystra** (2021): HySTRA – CO₂-free Hydrogen Energy Supply-chain Technology Research Association; <http://www.hystra.or.jp/en/about/>.
- Hystra** (2021a): HySTRA – CO₂-free Hydrogen Energy Supply-chain Technology Research Association; <http://www.hystra.or.jp/project/>
- HySut** (2015): Demonstration Program for Establishing a Hydrogen-Based Social System; hysut.or.jp/en/projects/index.html.
- IEA** (2015): Technology Roadmap and Fuel Cells; iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf.
- IEA** (2019): The Future of Hydrogen; <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
- IEA** (2019a): World Energy Outlook; <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.
- IEA** (2019b): The Role of Hydrogen in the Energy Transition; OECD NEA Workshop, 4.9.2019; https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-07/workshop_esr_9_the_role_of_hydrogen_in_the_energy_transition.pdf.
- IEA** (2020): Projected Costs of Generating Electricity 2020; <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>.
- IRENA** (2019): Hydrogen: A Renewable Energy Perspective; www.irena.org/publications/2019/Sep/Hydrogen-A-renewable-energy-perspective.
- Itochu** (2021): Itochu Announces Supply of Marine Ammonia Fuel in Japan and Joint Development of Supply Sites; www.itochu.co.jp/en/news/press/2021/210312.html.
- Kagawa, Teruyuki** (11.06.2021): Why did Toyota Race with a Hydrogen-Powered Engine? A Close Look at the 24 Hours of Intense Development, in *Toyota Times*; toyotatimes.jp/en/chief_editor/070.html.
- KEPCO** (2020): Environmental Data 2019; www.kepco.co.jp/english/corporate/list/environmental/data/pdf/en2019_e_00.pdf.
- Lambert, Martin** (2020): Hydrogen and Decarbonization of Gas: False Dawn or Silver Bullet?, Oxford Institute for Energy Studies 2020; <https://www.oxfordenergy.org/publications/hydrogen-and-decarbonisation-of-gas-false-dawn-or-silver-bullet/>.
- Lazzaro, Kellie** (2018): World-first coal to hydrogen plant trial launched in Victoria; <https://www.abc.net.au/news/2018-04-12/coal-to-hydrogen-trial-for-latrobe-valley/9643570>.
- METI** (2019): Challenges for Japan's Energy Transition; <https://www.nedo.go.jp/content/100899750.pdf>.
- METI** (2020): Green Growth Strategy Through Achieving Carbon Neutrality in 2050; www.meti.go.jp/english/press/2020/1225_001.html.
- METI** (2021): Tapping Hydrogen's Energy Potential; www.meti.go.jp/english/policy/energy_environment/global_warming/roadmap/innovation/the.html.
- Muraki, Shigeru** (2018)ä Development of Technologies to Utilize Green Ammonia in Energy Market; <https://www.ammoniaenergy.org/paper/development-of-technologies-to-utilize-green-ammonia-in-energy-market/>.
- Nagashima, Monica** (2018): Japan's Hydrogen Strategy and Its Economic and Geopolitical Implications; www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/japans-hydrogen-strategy-and-its-economic-and-geopolitical-implications.
- Nagashima, Monica** (2020): Japan's Hydrogen Society Ambition: Status and Perspectives; www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/nagashima_japan_hydrogen_2020.pdf.
- New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO)** (2020): The world's largest-class hydrogen production, Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) now is completed at Namie town in Fukushima; https://www.nedo.go.jp/english/news/AA5en_100422.html.
- o. A.** (8.2.2021): Japan's Jera to produce ammonia for power with Malaysia's Petronas, in: *Nikkei Asia*; asia.nikkei.com/Spotlight/Environment/Climate-Change/Japan-s-Jera-to-produce-ammonia-for-power-with-Malaysia-s-Petronas.
- Nikkei Asia** (17.01.2021): Japan's hydrogen fueling network expands to gas stations; <https://asia.nikkei.com/Business/Energy/Japan-s-hydrogen-fueling-network-expands-to-gas-stations>.
- Ohbayashi, Mika** (2020): A 100% Renewable Energy Future is Possible, Let's Have Constructive Discussions for 2050 Decarbonization; renewable-ei.org/en/activities/column/REupdate/20201224-2.php.
- Okutso, Akane / Shibata, Nana** (23.12.2020): Be water: Japan's big lonely bet on hydrogen, in: *Nikkei Asia*; asia.nikkei.com/Spotlight/The-Big-Story/Be-water-Japan-s-big-lonely-bet-on-hydrogen.
- Parkinson, Giles** (15.12.2017): Audit office slams Australia's investments in »clean coal«, in: *Renew Economy*; reneweconomy.com.au/audit-office-slams-australias-dud-investments-in-clean-coal-90953/.

Regalado, Francesca / Sugiura, Eri (27.4.2021): Cars, homes and steel: Japan industries wary of Suga carbon vows, in: *Nikkei Asia*; asia.nikkei.com/Spotlight/Asia-Insight/Cars-homes-and-steel-Japan-industries-wary-of-Suga-carbon-vows.

Royal Society (2020): Ammonia: Zero-Carbon Fertilizer, Fuel and Energy Store, Policy Brief; royalsociety.org/-/media/policy/projects/green-ammonia/green-ammonia-policy-briefing.pdf.

Saito (2019): HPT Annex 46 – Country Report Japan; <https://heatpump-ingtechnologies.org/annex46/wp-content/uploads/sites/53/2020/10/hpt-an46-02-04-task-1-country-report-japan.pdf>.

Schulz, Martin (2019): Neue Mobilität, Urbanisierung und die Zukunft der japanischen Automobilindustrie; in: Chiavacci, David / Wieczorek, Iris (2019): *Japan 2019: Politik, Wirtschaft und Gesellschaft*; Iudicium Verlag, München, S. 152-177.

Shibata, Yoshiaki / Nagata, Takahiro (2021): Comparative Economics of Hydrogen and Carbon-neutral Methane Blending into the Existing City Gas Network, IEEJ 2021; <https://eneken.ieej.or.jp/data/9484.pdf>.

SIP (2016): Energy Carriers; www.jst.go.jp/sip/pdf/SIP_energycarriers2015_en.pdf.

Staffell, Ian (2010): *Fuel Cells for domestic heat power: Are they worth it?* University of Birmingham; <https://etheses.bham.ac.uk/id/eprint/641/>.

Toshiba (2020): The world's largest-class hydrogen production, Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) now is completed at Namie town in Fukushima; www.toshiba-energy.com/en/info/info2020_0307.htm.

Toyoda, Akio (2018): Financial Results Press Conference 9.5.2018; global.toyota/en/newsroom/corporate/22186022.html?_ga=2.137135408.1404813484.1556515171-1203246488.1556515171.

Wehrmann, Benjamin / Wettengel, Julian (4.6.2020): Germany gives energy transition mild boost with economic stimulus program, in: *Clean Energy Wire*; www.cleanenergywire.org/news/germany-gives-energy-transition-some-extra-boost-economic-stimulus-programme.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

- 7 Abbildung 1**
Weltweite Produktion von Wasserstoff
- 7 Abbildung 2**
CO₂-Emissionen pro Kilogramm Wasserstoffproduktion
- 8 Abbildung 3**
Produktionskosten von Wasserstoff
- 10 Abbildung 4**
Energieversorgung mit Strom und Wasserstoff
- 12 Abbildung 5**
Förderung der Wasserstoffentwicklung durch NEDO
- 14 Abbildung 6**
Elektrizitätserzeugung aus Primärenergie (kWh) in
- 16 Abbildung 7**
Saisonabhängigkeit beim Gasverbrauch für Heizungen
- 17 Abbildung 8**
HySut Kitakyushu Hydrogen Town (2011–2014)
- 17 Abbildung 9**
Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R)
- 20 Abbildung 10**
Die drei Ebenen der Wasserstoffstrategie
- 20 Abbildung 11**
Ziele der japanischen Wasserstoffstrategie
- 21 Abbildung 12**
Lieferketten der Wasserstoffwirtschaft
- 22 Abbildung 13**
Green-Growth-Strategie und CO₂-Ziele
- 25 Abbildung 14**
Wasserstoffkosten nach Transport mit verschiedenen Trägersubstanzen
- 25 Abbildung 15**
HySTRA-Lieferkette und Kosten
- 28 Abbildung 16**
Japans Pläne für den Treibstoff Ammoniak
- 29 Abbildung 17**
H₂-Transport auf MCH-Basis

ÜBER DEN AUTOR

Dr. Martin Schulz (Jahrgang 1962) ist seit dem Jahr 2020 Chef-Volkswirt bei Fujitsu Ltd., Japans führender IT-Firma. Er beschäftigt sich mit Analysen der Wechselwirkungen von Technologie und Ökonomie, Wirtschaftspolitik sowie internationalen Unternehmensstrategien. Seine Analysen werden regelmäßig in weiten Teilen der internationalen Presse und Medien zitiert und gesendet. Zuvor war er Volkswirt am Fujitsu Research Institute (FRI) und als Professor und Gastwissenschaftler an der Bank of Japan, der University of Tokyo und einer Reihe von Universitäten in Japan und Europa tätig. Er hat an der FU Berlin studiert (Diplom in Politikwissenschaft, Diplom und Dr. rer. pol. in Volkswirtschaft) und war Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Otto-Suhr-Institut der FU Berlin.

IMPRESSUM

Herausgeber:
Friedrich-Ebert-Stiftung e. V.
Godesberger Allee 149
53175 Bonn
Deutschland
E-Mail: info@fes.de

Registernr.: VR2392
Vereinsregister Bonn
Amtsgericht Bonn

Vorsitzender: Martin Schulz

Geschäftsführendes Vorstandsmitglied:
Dr. Sabine Fandrych

Inhaltliche Verantwortung und Redaktion:
Matthias Jobelius, Referatsleiter
Europa und Nordamerika und Japan
<https://www.fes.de/referat-europaeische-union/nordamerika>

Kontakt / Bestellung:
Julia.Schartz@fes.de

Design: pertext, Berlin | www.pertext.de

Die in dieser Publikation zum Ausdruck gebrachten Ansichten sind nicht notwendigerweise die der Friedrich-Ebert-Stiftung e. V. Eine gewerbliche Nutzung der von der Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) herausgegebenen Medien ist ohne schriftliche Zustimmung durch die FES nicht gestattet. Publikationen der Friedrich-Ebert-Stiftung dürfen nicht für Wahlkampfzwecke verwendet werden.

ISBN 978-3-98628-090-1

© 2022



ZUKUNFT WASSERSTOFF?

Potenziale, Herausforderungen und Lösungen der japanischen Strategie



Japan hat sich bereits vor zwanzig Jahren, als es noch Weltmarktführer bei der Batterieentwicklung und führend bei der Entwicklung von Solartechnologien war, für eine langfristige Wasserstoffstrategie entschieden. Die starke Konkurrenz aus Asien hatte in weiten Teilen der Industrie das Interesse an der Entwicklung der komplexen Technologie geweckt, die nicht so einfach zu kopieren war und neue Wachstumspotenziale versprach.



Japanische Hoffnungen beim Aufbau einer Wasserwirtschaft, wie die Entwicklung von konkurrenzfähigen Brennstoffzellenautos, wurden jedoch enttäuscht. Die Effizienznachteile bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff lassen sich technologisch kaum überwinden. Als Teil einer umfassenden Klimastrategie können wasserstoffbasierte Energieträger wie Ammoniak im Fernverkehr und im internationalen Transport zukünftig jedoch eine große Rolle spielen.



Statt wie in Deutschland auf grünen Wasserstoff als »Champagner« zur »Vollendung der Energiewende« zu setzen, könnte sich Japans Strategie des Ausbaus von blauem Wasserstoff durch internationale Produktionsketten mit Energieexportländern langfristig auszahlen. Energie- und klimapolitisch kann es sinnvoll sein, CO₂-Emissionen früher zu reduzieren, als dies durch einen ausschließlichen Fokus auf den Ausbau erneuerbarer Energien möglich wäre.

Weitere Informationen zum Thema erhalten Sie hier:
<https://japan.fes.de/>