

Die Rolle von Erdgas(import-)infrastrukturen für zukunftsfähige Energiesysteme

Manfred Fischedick

Die Diskussion um die Gestaltung der Energiewende dreht sich in der politischen und gesellschaftlichen Debatte heute maßgeblich um die Stromversorgung der Zukunft. Ausstieg aus der Kohleverstromung und Ausbau bzw. Optimierung von Stromtransport- und verteilnetz sind nur zwei Beispiele dafür. Zu wenig Beachtung wird dagegen den Gasinfrastrukturen geschenkt und dabei insbesondere den Gas(import-)infrastrukturen, die mit Blick auf die Energiewende eine signifikante Rolle spielen (können).

Zentrale Erkenntnisse aus der Szenariowelt

Für die Umsetzung der Energiewende liegt keine Blaupause vor. Vor diesem Hintergrund helfen Energieszenarien, Orientierungswissen zu generieren und mögliche Zukunftspfade aufzuzeigen. Für Deutschland sind in den letzten Jahren sehr viele Energieszenarien entwickelt worden, die sich mit der Frage beschäftigen, wie die Ziele aus dem Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2011 erreicht werden können. Dabei unterscheiden sich die Szenarien nicht nur hinsichtlich der dahinter stehenden Auftraggeber und der die Berechnungen durchführenden Auftragnehmer, sondern auch in Bezug auf zentrale Zielvorgaben (z.B. Treibhausgasminderungsziel von 80 % oder 95 % bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990) und Annahmen (z.B. Technologieverfügbarkeit und -kosten, Energieträger- und CO₂-Preise, Geschwindigkeit des Stromnetzausbaus, Intensität der europäischen Einbindung, Einbeziehung von Verhaltensänderungen als Klimaschutzoption).

Überblick

Der Artikel zeigt die zentralen Einflussfaktoren auf die Rolle der Erdgas(import-)infrastrukturen auf und leitet Anforderungen an die zukünftige Gestaltung der Gasinfrastrukturen ab. Über die Analyse von Szenarien können die Robustheit verschiedener Entwicklungspfade eingeschätzt, zentrale Entscheidungszeitpunkte identifiziert und grundsätzliche Gefahrenpotenziale für Pfadabhängigkeiten und stranded assets benannt werden.

Trotz allem lassen sich aus dem Vergleich der Szenarien im Sinne einer Metaanalyse einige robuste Erkenntnisse ableiten:

- Auf der Zeitachse nimmt die Bedeutung der erneuerbaren Energien primär-energieseitig sukzessive zu, die Nachfrage nach fossilen Energieträgern (in der Reihenfolge Kohle, Mineralöl und Erdgas ab.
- Im Endenergiemix steigt die Bedeutung von Strom als Energieträger deutlich an. Dies gilt für direkte Stromanwendungen (z.B. Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen in Gebäuden, zunehmend aber auch für industrielle Anwendungen) genauso wie für die indirekte Elektrifizierung durch synthetische strombasierte gasförmige (PtGas) oder flüssige Kraft- und Brennstoffe (PtFuels).

- Zwischen 80%- und 95%-Treibhausgas-minderungsszenarien liegen in Bezug auf die direkte respektive indirekte Elektrifizierungsrate sowie allgemeiner gesprochen die Intensität der Sektorenkopplung (inkl. PtX-Strategien) zum Teil Welten. Während die meisten 80 %-Szenarien bezogen auf den Endenergieanteil von Strom in einer Bandbreite von 29 bis 41% liegen, erhöht sich der Anteil in 95 %-Szenarien auf 51 % bis 81 %. Die obere Bandbreite beschreibt dabei ein 100% erneuerbaren Energien Szenario, wobei der über Strom hinausgehende Endenergiebedarf durch direkte Anwendungen erneuerbarer Energien (z.B. Solar und Erdwärme) oder Biogase gedeckt wird.
- Bezogen auf die Nachfrage nach Gasen kompensieren synthetische Gase (sowie zum Teil Biogase) den Rückgang der Nachfrage nach Erdgas fossilem Ursprungs ganz oder

teilweise. Während in Referenzszenarien, die allerdings nicht über eine Minderung der Treibhausgasemissionen von 60 % bis zum Jahr 2050 hinauskommen, die Nachfrage nach fossilem Erdgas selbst im Jahr 2050 nur geringfügig unter das heutige Niveau sinkt, kommt es in den Klimaschutzenszenarien zu einem deutlichen Wechsel der Gasbereitstellungsbasis. Darüber hinaus unterscheiden sich die Szenarien deutlich hinsichtlich der resultierenden absoluten Nachfrage nach Gas wie Abb. 1 am Beispiel einiger ausgewählter Szenarien zeigt.

■ Der Szenariovergleich stellt darüber hinaus dar, dass im Bereich der Stromerzeugung unter 95%-Bedingungen langfristig Biogas und dann vor allem synthetische Brennstoffe (synthetisches Methan, Wasserstoff) das Kommando bei gasgefeuerten Kraftwerken übernehmen allerdings bei einem gegenüber heute geringeren absoluten Niveau des Gasbedarfs. Im Gebäudebereich dominiert in den 95%-Szenarien die „Energy Efficiency First“-Strategie mit dem Resultat, dass der Gasbedarf bis zum Jahr 2050 um bis zum Faktor 10 unter das heutige Niveau fällt, während in der Industrie Gas auch dann noch eine wichtige Inputgröße bleibt (je nach Treibhausgasemissionsziel aber ggf. verbunden mit einem Wechsel der Herkunft). Im Verkehr steigt der Gasbedarf in

einigen Szenarien zwar deutlich an (vor allem in Form von Wasserstoff), verbleibt aber im Vergleich zu anderen Sektoren auf einem geringeren Niveau.

■ Nur wenige Energieszenarien beschreiben eine Welt, in der sich Deutschland auf ein hohes Maß an Energieautarkie zubewegt. In den meisten Zukunftsprojektionen wird davon ausgegangen, dass Energieträger in unterschiedlichster Form importiert werden. Seit einiger Zeit mehren sich dabei die Szenarien, die von einem (signifikanten) Import von gasförmigen oder flüssigen synthetischen Kraft- und Brennstoff ausgehen. Das Ausmaß des Imports ist dabei u.a. stark abhängig von Einschätzungen bezüglich der Möglichkeiten der direkten Elektrifizierung (z.B. auch im Bereich von Nutzfahrzeugen sowie industrieller Anwendungen), die aus reinen Energieeffizienzgesichtspunkten in aller Regel die bevorzugte, aber nicht überall umsetzbare Variante ist. Einfache Abschätzungen zeigen, dass beispielsweise der Strombedarf für eine Fahrt von 100 km mit einem rein batterieelektrisch betriebenen Fahrzeug (15 kWh) um etwa den Faktor 7 niedriger liegt als die gleiche Fahrt mit einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor, der mit einem synthetischen flüssigen strombasierten Kraftstoff betrieben wird (105 kWh).

Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Gasnachfrage und Rückwirkungen auf die Gasinfrastruktur

Die Analyse der aktuell verfügbaren Energieszenarien hat gezeigt, dass eine Vielzahl von Einflussfaktoren für die Gasnachfrage der Zukunft bestimmend ist und diese je nach Szenario in ihrer Ausprägung durchaus unterschiedlich eingeschätzt werden. Für die Gasinfrastrukturen ergeben sich hieraus verschiedene Implikationen und Herausforderungen. Als besonders relevante Faktoren haben sich dabei gezeigt:

Das Klimaschutzziel

Vor allem bei ambitionierten Zielvorgaben (> 90 %-Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 gegenüber 1990) kommt es zu einem vermehrten Einsatz von erneuerbaren synthetischen gasförmigen bzw. flüssigen Kraft- und Brennstoffen. Treiber der Entwicklung ist einerseits die Notwendigkeit, in den Endenergiesektoren substanzielle Minderungsmaßnahmen durchzuführen (mit dem Luft- und Güterverkehr sowie der energieintensiven Industrie gilt dies auch für Bereiche, die sich nur eingeschränkt für eine direkte Elektrifizierung eignen).

Andererseits erfordert der im Zeitverlauf stark steigende Anteil volatil einspeisender Stromerzeugungsquellen die Etablierung von Langzeitspeicheroptionen (chemische Energieträger bilden dafür nach heutiger Kenntnis die einzige sinnvolle Lösung). Gas bleibt demnach ein wichtiger Energieträger im Energiesystem (wenn auch gegenüber heute mit deutlich verringerten absoluten Einsatzmengen) und die Gasinfrastruktur eine zentrale Säule respektive eine wichtige Grundlage der Energieversorgung der Zukunft.

Grad und Geschwindigkeit der (direkten) Elektrifizierung

Eine der zentralsten mittel- bis langfristigen Einflussfaktoren ist die Frage, wie schnell und wie umfangreich eine direkte Elektrifizierung der Endenergieanwendungen um sich greift. Aus Effizienzgesichtspunkten hat die (direkte) Elektrifizierung grundsätzlich Vorteile. Es stellt sich aber die Frage, inwieweit der Anwendung der Elektromobilität,

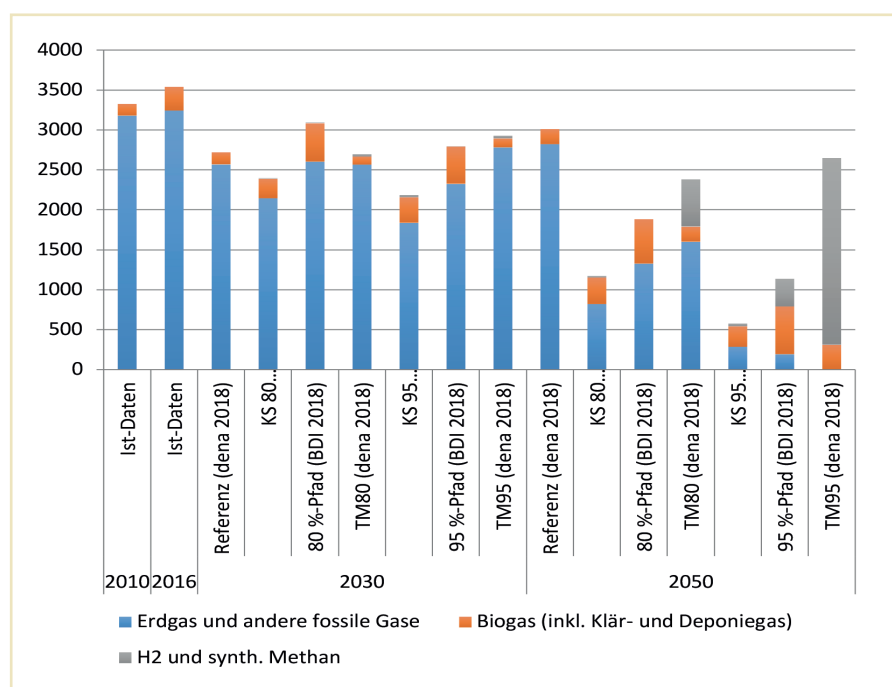


Abb. 1 Entwicklung der Gasnachfrage (Primärenergiebedarf in PJ) auf der Zeitachse nach verschiedenen Szenarien

die Nutzung von elektrischen Wärmepumpen und strombasierten Nieder- und Mitteltemperaturanwendungen in der Industrie aus praktischen Gesichtspunkten heraus Grenzen gesetzt sind. Kommt es zu einem großmaßstäblichen Ausrollen direkter Stromwendungen wie dies in verschiedenen Szenarien unterstellt ist, dann führt dies im Gasbereich zu einer im Zeitverlauf mitunter deutlich sinkenden Auslastung der Gasinfrastruktur. Entsprechend kommt es zu einer Verteilung der gasnetzbezogenen Kosten auf weniger Netznutzer. Die hiermit verbundenen Kosteneffekte könnten letztlich zu einem Dominoeffekt führen und Endnutzer von Gas aus ökonomischen Gesichtspunkten heraus aus dem System drängen.

Mix zwischen gasförmigen und flüssigen synthetischen erneuerbaren Energieträger

Neben der Frage des Ausmaßes der (direkten) Elektrifizierung spielt auch das Verhältnis zwischen gasförmigen und flüssigen synthetischen erneuerbaren Brenn- und Kraftstoffen eine erhebliche Rolle für den zukünftigen Gasbedarf und die resultierenden Herausforderungen für die Gasinfrastruktur. Erfolgt trotz höherer Wirkungsgradverluste in der Umwandlungskette aus unterschiedlichsten Gründen (z.B. einfacheres gewohntes Handling, Weiternutzung bestehender Infrastrukturen und Technologien) ein stärkerer Übergang auf flüssige Brenn- und Kraftstoffe, hat dies erhebliche Auswirkungen auf Bedarf und Auslastung der Gasinfrastruktur.

Gasseitig setzen die Szenarien entweder auf die Nutzung von Wasserstoff oder auf die Bereitstellung von synthetischem Erdgas (Methan). Wegen der Übergangszeiten und mit Blick auf ein hohes Maß an Flexibilität sind zukünftig vermehrt Multi-Fuel-Anlagen gefordert, die mit beiden Brennstoffen umgehen können.

Weitergehende Einflussfaktoren auf Gas-einsatz und Gasinfrastrukturen sind u.a.:

- Intensität der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen (insbesondere im Gebäudebereich);

- Geschwindigkeit und Ausgestaltung des Ausstiegs aus der Stromerzeugung in Kohlekraftwerken z.B. infolge der Vorschläge der Strukturwandelkommission des Bundes und die resultierende Notwendigkeit des Einsatzes von Gas-Kraftwerken zur Absicherung der Systemstabilität (Versorgungssicherheit);

- Regionale Verteilung des Ausbaus erneuerbarer Energien sowie Entwicklung des Stromnetzausbaus und der hieraus resultierende Bedarf nach Langzeitspeicherung (regionale saisonale Speicher);

- Technologische und ökonomische Entwicklungen im Bereich von PtX-Technologien (d.h. Wirkungsgrade, Kostendegression) auf nationaler und internationaler Ebene;

- Verfügbarkeit von kostengünstigen und nachhaltigen Stromerzeugungspotenzialen aus erneuerbaren Energien in Deutschland und die Möglichkeit, diese für PtX-Anwendungen verfügbar zu machen;

- Aufbau von neuen Importstrukturen (Strom- oder PtX-Produktimport) unter Berücksichtigung der höheren Potenziale in sonnen- und windreichen Ländern sowie der Einschätzung der damit ggf. assoziierten geopolitischen Risiken sowie der Geschwindigkeit und des Interesses heutiger Öl- und Gasexportländer, auf alternative Strukturen zu wechseln (und damit ihre Assets weiter nutzen zu können) bzw. von Ländern, sich über Strom- oder PtX-Produktexport neue Wertschöpfungsmöglichkeiten (vor allem im internationalen PtX-Markt) zu erschließen;

- Potenzielle disruptive Entwicklungen (z.B. Chinesische Stromseidenstrasse – Stromimport von gänzlich neuen Akteuren);

- Globale Entwicklungen und Trends (z.B. Kooperation von Japan und Australien im Bereich der Wasserstoffwirtschaft) und diesbezügliche Ausstrahlung (Nachahmereffekt);

- Technische und ökonomische Entwicklung sowie Akzeptanz für nicht-erneuerbare Möglichkeiten der Bereitstellung von treibhausgasneutralen Gasen, d.h. Bereitstellung

von blauem Wasserstoff durch die Kopplung von Erdgasreformierung und CO₂-Abtrennung und Speicherung (z.B. im Rahmen von Enhance Gas Recovery in Norwegen, d.h. Speicherung des CO₂ direkt vor Ort in der Erdgasquelle). Eine andere Möglichkeit besteht in der Pyrolyse von Erdgas, bei der als (ggf. nutzbarer) Reststoff reiner Kohlenstoff übrigbleibt (der Verfahrensweg wird aktuell in Russland verfolgt). Schließlich kann Erdgas auch über Plasmaverfahren (sog. Kvaerner Prozess) in Wasserstoff und Kohlenstoff aufgespalten werden. In welchen Mengen das Nebenprodukt Kohlenstoff tatsächlich einer sinnvollen Nutzung zugeführt bzw. langzeitstabil gespeichert werden kann, bleibt weiter zu untersuchen.

Entwicklungsperspektiven der Gasinfrastruktur – Anpassungsbedarf und Gefahr von stranded assets

Den Herausforderungen für die Entwicklung der Gasinfrastruktur stehen auch erhebliche Chancen gegenüber oder anders ausgedrückt Möglichkeiten über die Gasinfrastruktur positive Beiträge für die Umsetzung der Energiewende zu leisten. Einige Beispiele seien hier aufgeführt wobei zunächst auf die Infrastrukturen im Inland eingegangen wird.

Infrastrukturen im Inland

- Beitrag der Gasinfrastruktur zur Begrenzung des notwendigen Stromnetzausbaus. Auch wenn die Möglichkeiten einer vollständigen Vermeidung des Stromnetzausbaus begrenzt sind, so ergeben sich durch die Nutzung zeitlich begrenzter regionaler Überschüsse von Strom für PtGas-Anwendungen und den Transport des Gases über die bestehende Gasinfrastruktur zu Verbrauchsschwerpunkten zumindest Möglichkeiten, den bestehenden Handlungsdruck beim Netzausbau partiell zu verringern und

Tab.: Vergleich des Bedarfs an Strom, Gas und flüssigen Energieträgern und verfügbaren Speicherkapazitäten (BMWi 2018)

		Strom	Gas	Flüssige Brennstoffe
Bedarf	[TWh a ⁻¹]	610	909	711
Durchschnittliche Leistung	[GW]	70	100	80
Speicherkapazität	[TWh]	0,04	217	250
Anteil erneuerbarer Energien	%	~36	~1,5	~6

zudem Abregelung von Erneuerbare-Energie-Anlagen (Einspeisemanagement) zu vermeiden.

■ Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur, vor allem auch der Gasspeicher für die Langzeitspeicherung von Strom. Im Vergleich zu den direkten Speichermöglichkeiten von Strom (über Pumpspeicherkraftwerke) eröffnen Gasspeicher ein um mehrere Größenordnungen höheres Potenzial (vgl. Tab.).

■ Möglicher Einstieg in die Nutzung von synthetischen Gasen in einem ersten Schritt über Wasserstoff mit einigen Vor- aber auch einigen Nachteilen:

– Direkte Nutzung von Wasserstoff reduziert Umwandlungswirkungsgradverluste gegenüber der Bereitstellung von synthetischem Methan.

– Reine Wasserstofftechnologien verfügen auf der Anwendungsseite über ein hohes TRL-Level (Technology Readiness Level), können also direkt zur Anwendung kommen [1].

– Wasserstoff kann schon kurzfristig durch Beimischung (bis zu 10 Volumen-%) in die bestehende Gasnetzinfrastruktur eingespeist werden, erste Erfahrungen liegen netzseitig vor (z.B. PtGas-Anlage in Falkenhagen von Uniper (Einspeisung 2 Volumen-% [2]). Grundsätzlich kann zumindest aus technischer Sicht über das heute seitens der Gaswirtschaft [3] als tolerabel eingestufte Niveau deutlich hinausgegangen werden und erscheinen auch Einspeiseanteile von 30 bis 50 % mit entsprechenden Anpassungen (z.B. Dichtungen) möglich. Anwendungsseitig bestehen je nach Einzelfall bei den heute im Einsatz befind-

lichen Technologien (vor allem bei den Tanks von Gasfahrzeugen) jedoch signifikante Einschränkungen in der Wasserstoffverträglichkeit bei Gasgemischen.

– An Tankstellen können für Wasserstoff dezentrale Vor-Ort Versorgungssysteme (Elektrolyse) aufgebaut werden oder eine flexible Anlieferung über LkW-Transportlogistiken erfolgen (dezentrale Wasserstoff-Hubs).

– Wasserstoffanwendungen im industriellen Bereich (z.B. wasserstoffbasierte Stahlerzeugung) erfordern wegen größerer Mengen und kontinuierlichen Auslastung dagegen zentrale Transportoptionen über Pipelines.

– Reine Wasserstoffpipelines sind nicht vollständig neu, sondern seit langem im sicheren Betrieb, wie z.B. das Wasserstoffpipeline-System im Ruhrgebiet/Rheinland (Betreiber Air Liquide) mit einer Länge von 240 km; das Pipelinesystem zwischen Leuna und Bitterfeld (Betreiber Linde Gas AG) mit einer Länge von ca. 50 km und zwischen Leuna und Merseburg sowie das Pipelinesystem zwischen Schkopau und Böhlen (Betreiber Dow Germany).

– Grundsätzlich ist neben dem Aufbau einer neuen, eigenständigen Wasserstoffinfrastruktur auch eine vollständige Umrüstung der bestehenden Erdgaspipelines auf Wasserstoff möglich. Hierfür liegen Kostenschätzungen vor [4], die von einem Zusatzinvestment von rund 45 Mrd. € ausgehen (Zusatzinvestitionen gegenüber ohnehin im Gasnetz bis 2050 anstehenden Ersatzinvestitionen in Höhe von rund 192 Mrd. €). Wie eine derartige Umrüstung logistisch zu realisieren ist und welche

Stufen dafür (im laufenden Betrieb) notwendig sind, ist weiter zu erforschen.

Die Auflistung zeigt die verschiedenen Möglichkeiten der zukünftigen Nutzung von Wasserstoff, aber auch die damit verbundene Komplexität. Bisher liegt für Deutschland keine geschlossene Wasserstoffstrategie vor. Diese wird von den Gasunternehmen aufgrund der starken Fokussierung der politischen und gesellschaftlichen Debatte auf die Elektrifizierung dringend eingefordert.

Gasimportinfrastrukturen

Neben den inländischen Gasinfrastrukturen stellt sich auch und gerade in Bezug auf die Entwicklung der Gasimportinfrastrukturen eine Vielzahl von offenen Fragen. Wie bereits erwähnt, zeigen alle ambitionierten Klimaschutzszenarien, dass eine rein nationale Deckung der Energienachfrage aufgrund der begrenzten Potenziale erneuerbarer Energien nicht möglich sein wird. Ein Import von Strom respektive synthetischen Gasen oder flüssigen Brenn- und Kraftstoffen erscheint daher unerlässlich. Was heißt das aber für die bestehenden Gasimportinfrastrukturen? Können diese weiter genutzt werden, indem im Wesentlichen die Bereitstellungsbasis für das Gas verändert wird (d.h. Übergang von Gas fossilen Ursprungs auf grünes oder blaues Gas) oder sind ganz neue Infrastrukturen notwendig, so dass die bestehenden Systeme zu stranded assets werden? Bevor auf die Herausforderungen unter Klimaschutzbedingungen eingegangen wird, erscheint diesbezüglich ein Blick auf eine mögliche Entwicklung unter Business as Usual-Bedingungen sinnvoll.

■ Unter Business as Usual-Bedingungen ergeben sich für Deutschland (eingebettet in eine europäische Energiestrategie) auch unter Berücksichtigung der rückläufigen Gasmengen aus der heimischen Förderung und dem Import aus den Niederlanden hinreichend viele Optionen zur Sicherung der (fossilen) Gasversorgung durch

– Ausweitung des Gasimports aus Russland (u.a. über Nordstream I und II);

– Import über den südlichen Gaskorridor (mit Erdgas aus dem kaspischen Raum) über die Türkei unter Umgehung Russlands (erster Schritt Erdgasimport aus Aserbaidschan);

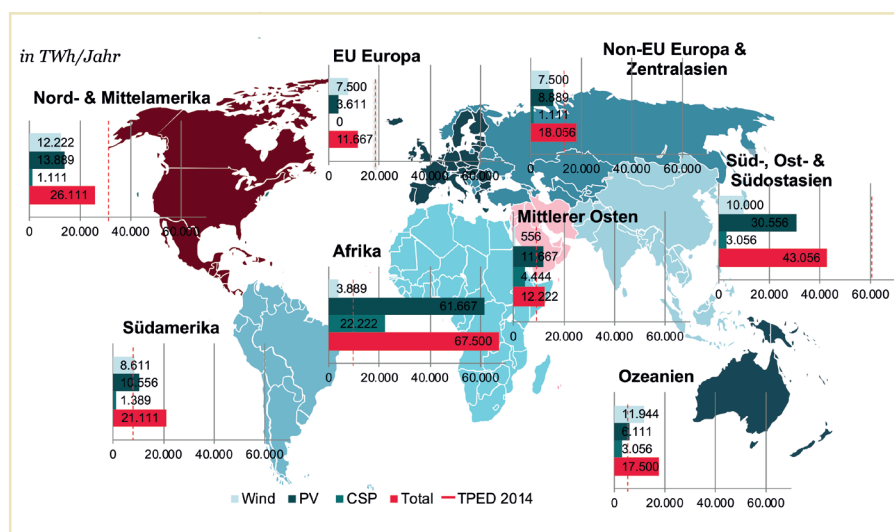


Abb. 2 Stromerzeugungspotenziale erneuerbarer Energien in TWh/Jahr: Identifizierung des weltweiten realisierbaren technischen Potenzials an Windstrom- und Solarstromproduktion im Jahr 2070 ([7, 8], eigene Berechnungen)

– Verlängerung des südlichen Gaskorridors nach Turkmenistan mit den viertgrößten globalen Erdgasreserven sowie dem Iran mit den größten globalen Reserven (falls geopolitische Gründe dies zulassen);

– Ausweitung der Erdgasversorgung über die stärkere Anbindung der EU an Nordafrika (Algerien -> Italien, Spanien; Libyen -> Sizilien);

– Ausweitung des LNG-Importes und damit Anschluss an zahlreiche andere Gasexportländer.

■ Unter *Klimaschutzbedingungen* und der damit verbundenen Notwendigkeit des Übergangs auf erneuerbares Gas stellt sich vor diesem Hintergrund die Frage im weit stärkeren Maße welche der Strukturen robust ist und welche Optionen für eine Anpassung bestehen respektive wo ggf. stranded assets entstehen könnten, wenn bei der Anpassung bzw. Erweiterung heutiger Strukturen auf das „falsche Pferd“ gesetzt wird. Unter Klimaschutzbedingungen muss

– über kurz oder lang der Import von fosilem Erdgas aus Russland reduziert werden. Die offene Frage ist, ob grünes Gas aus Russland (z.B. Biomethan, PtX-Gas) eine hinreichende Teilauslastung der zentralen Pipelines (d.h. insbesondere auch von Nordstream) gewährleisten kann und inwieweit ggf. neue treibhausgasneutrale Gasquellen (blaues Gas) erschlossen werden können.

Auch wenn die Stromerzeugungspotenziale aus Wind- und Sonnenenergie (als Ausgangsbasis für die Herstellung von PtX-Gas) in ganz Russland durchaus beachtlich sind (vgl. Abb. 2), ist doch davon auszugehen, dass diese primär nicht in der Nähe der heutigen zentralen Gasexportinfrastrukturen anzusiedeln sind. Auch die russischen Biogaspotenziale sind durchaus beachtlich. Für ganz Russland werden diese auf 73,7 Mrd. m³/a abgeschätzt (Zum Vergleich: Transportvolumen von Nordstream I = 55 Mrd. m³/a). Allerdings liegt der allergrößte Teil davon im südlichen Teil Russlands und nur eine begrenzte Menge nah zu den heutigen Erdgasfeldern). Inwieweit Biomethan aus Holz in der Region gewonnen und in die Erdgaspipelines eingespeist werden kann, bleibt ebenso weiter zu untersuchen wie die damit verbundenen Nachhaltigkeitsaspekte und ggf. prioritäreren Möglichkeiten der Nutzung (bzw. Nutzungsinteressen) vor Ort.

– könnten sich über den südlichen Gaskorridor aufgrund der guten solaren Einstrahlungsbedingungen und Windverhältnisse Möglichkeiten erschließen, synthetisches erneuerbares Methan zu importieren (PtGas). Restriktiv für diese Option wirkt sich die Verfügbarkeit von CO₂ vor Ort aus, das für die Synthese von Wasserstoff zu Methan benötigt wird (Methanisierung). Neben industriellen Punktquellen (z.B. aus der Zementindustrie) kommt dafür in ambitionierten Klimaschutzpfaden (in der eine fossile Stromerzeugung weltweit keine signifikante Bedeutung mehr spielen darf) vor allem eine CO₂-Abtrennung aus der Atmosphäre in Frage (Direct Air Capture), eine Technologie, die heute noch über vergleichsweise hohe Kosten und einen niedrigen TRL verfügt und nur von sehr wenigen Unternehmen aktuell überhaupt angeboten bzw. von diesen weiterentwickelt wird.

– könnten sich vergleichbare Optionen auch für einen Import von synthetischem erneuerbarem Methan aus Nordafrika/MENA-Re-

gion ergeben (auch hier stellt sich die zuvor diskutierte Fragestellung der Verfügbarkeit hinreichender CO₂-Mengen für die Methan-synthese).

– könnte synthetisches erneuerbares Methan auch über weiträumige LNG-Importstrukturen erschlossen werden und das Portfolio der Lieferländer ausweiten (z.B. Australien, Chile).

Grundsätzlich stellt sich diesbezüglich aber die Frage, ob synthetisches erneuerbares Methan importiert wird oder a) Strom und die Umwandlungswertschöpfung (zu Gas) in Deutschland stattfindet bzw. synthetische flüssige Brenn- und Kraftstoffe importiert werden.

Handlungsempfehlungen für die Entwicklung der Gasinfrastruktur

Mit Blick auf die zukünftige Ausgestaltung des Energiesystems und die hiermit verbundenen Herausforderungen für die Gasinfrastruktur

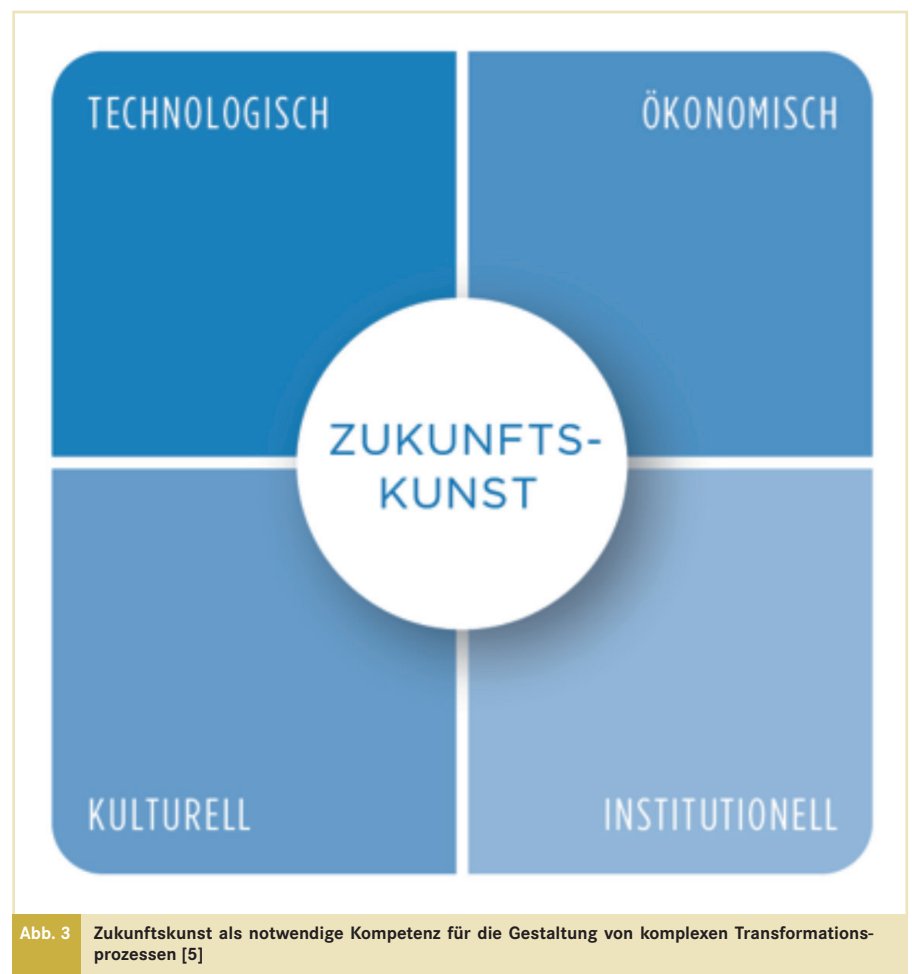


Abb. 3 Zukunftskunst als notwendige Kompetenz für die Gestaltung von komplexen Transformationsprozessen [5]

turen besteht eine Vielzahl von Unsicherheitsfaktoren. Dies gilt gleichermaßen zwar auch für andere zentrale Energieinfrastrukturen (d.h. Strom, Nah- und Fernwärme, chemische Rohstoffe, Digitalisierung etc.), aber vielleicht gerade für die Gasinfrastrukturen.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine stärkere und frühere Integration (d.h. Verschränkung) der Infrastrukturplanungen (vor allem der Netzentwicklungsplanung für Strom, Gas, Wärme auf der Fernleitungs- und Verteilnetzebene) sinnvoll. Dabei reicht angesichts der starken europäischen Verbindungen eine rein nationale Betrachtung nicht aus, sondern ist mindestens eine europäische Sichtweise notwendig. Auf europäischer Ebene sind wichtige Schritte für eine derartige integrierte Planung schon teilweise umgesetzt worden (vgl. TYNDP Gas- and Electricity Joint Scenarios).

Zudem bedarf es einer Weiterentwicklung der Netzregulierung und dabei insbesondere der Anpassung der Anreizregulierung für Netzbetreiber an die zukünftigen Gasbedarfe und unter Berücksichtigung der Unsicherheiten. Anzustreben ist eine ausgewogenere CAPEX/OPEX-Lösung, wenn aufgrund sinkender Auslastungen weniger Rückflüsse durch den reinen Betrieb zu erwarten sind. Das Format der Reallabore (regulatives respektive lösungsoffenes Lernen) sollte insbesondere in den Bereichen Unterstützung der intelligenten Steuerung der Netze (smart grid) sowie für die stärkere Nutzung von Wasserstoff (z.B. Netzeinspeisung, Umrüstung) offensiv genutzt werden, um einerseits praktische Erfahrungen im technischen Betrieb zu gewinnen, andererseits aber zu lernen, wie die regulativen Rahmenbedingungen für ein Ausrollen der verschiedenen Ansätze ausgestaltet werden müssen.

Letztlich geht es heute darum, in einer Situation, die durch vielfältige Unsicherheiten und einen hohen Komplexitätsgrad gekennzeichnet ist, robuste Entscheidungen zu treffen und Pfadabhängigkeiten, die an kritischen Kreuzungspunkten entstehen, nach deren Verlassen die Anzahl der verbleibenden Handlungsoptionen geringer wird und im Zeitverlauf „lock-in Situationen“ entstehen können, zu vermeiden oder anders ausgedrückt, Flexibilität soweit wie mög-

lich zu erhalten. Es geht damit um nichts anders als die hohe Kunst der richtigen zeitlichen Gestaltung des phasing out (was soll zurückgefahren werden und wo) und phasing in (was soll eingeführt werden). Hierfür ist weit mehr als eine reine technologische Perspektive notwendig. Erforderlich ist zeitgleich auch eine Spiegelung der ökonomischen, institutionellen, sozialen, kulturellen und politischen Rahmenbedingungen und Möglichkeiten. Für die Gestaltung derart komplexer Transformationsprozesse ist der Begriff der Zukunftskunst eingeführt worden (siehe Abb. 3) [5].

Das Erreichen der langfristigen ambitionierten Klimaschutzziele ist mit rein inkrementellen Verbesserungen nicht möglich. Neue Produkte, Dienstleistungen und Prozesse sind ebenso erforderlich wie Sprunginnovationen (z.B. wasserstoffbasierte Stahlerzeugung), die es ein hohes Potenzial für disruptive Veränderungen haben. Zentrale Infrastrukturentscheidungen wie der Bau von Nordstream II sind vor diesem Hintergrund zu sehen und bergen damit die Gefahr von stranded assets.

Notwendig erscheint angesichts dessen eine vorausschauende Planung sowie die Entwicklung von konkreten Minderungs-fahrplänen (Roadmaps) auf nationaler aber auch regionaler Ebene und deren Übersetzung in mögliche Konsequenzen für zentrale Energieinfrastrukturen. Gleichermäßen erscheint die Erstellung von derartigen Roadmaps in einem komplementären Ansatz auch auf der Ebene von Unternehmen oder Industrieclustern sinnvoll, um sowohl die volks- als auch betriebswirtschaftliche Perspektive abzubilden und miteinander zu spiegeln. Idealerweise erfolgt dies auf Basis von diskursiven Stakeholder-Prozessen wie dies beispielsweise im Rahmen eines ganzheitlichen Ansatzes für den Rotterdamer Hafen durchgeführt worden ist [6].

Anmerkungen

- [1] Shell AG: H2 als Energieträger und Kraftstoff – Fakten, Trends und Perspektiven, Hamburg 2017.
- [2] Zwischen 2014 und 2015 hat die Schleswig Holstein Netz AG die Einspeisung von Wasserstoff in einem kleinen Gasnetz (18 km) in den Ortschaften Klanxbüll und Neukirchen getestet: Einspeisung von 10 Volumen-% Wasserstoff hat sich als technisch

möglich herausgestellt. Die 176 getesteten Endgeräte (z.B. Gasheizungen, Blockheizkraftwerke, Gasherde) haben die Wasserstoffspeisung unbeeinträchtigt überstanden. Im Labor haben sich sogar Anteile von bis zu 30 Volumen-% als unschädlich erwiesen. Schwierigkeiten respektive Forschungsbedarf besteht allerdings noch bei der Wasserstoffverträglichkeit von Erdgasspeichern und Gasturbinen. Die heute vorherrschenden Gastanks eignen sich nur für Anteile von maximal 2 %.

[3] Das DVGW-Regelwerk (Arbeitsblatt G 262) begrenzt aktuell den Wasserstoffanteil im Gasgemisch (mit Rücksicht auf die Endanwendungen) auf maximal 5 Volumen-%. Bei der nächsten Novellierung des Regelwerkes ist mit hoher Wahrscheinlichkeit davon auszugehen, dass die Grenze auf 10 Volumen-% angehoben wird.

[4] Krause, H.: Risiko von stranded assets: Strategien für die nachhaltige Sicherung von Investitionen in der Erdgasimportinfrastruktur, IASS und VDW-Kongress „Erdgasinfrastrukturen im postfossilen Europa“, Potsdam, 2018

[5] Schneidewind, U.: Die große Transformation – eine Einführung in die Kunst des gesellschaftlichen Wandels, Berlin 2018.

[6] Wuppertal Institut: Klimaschutzzszenarien für die Hafenregion Rotterdam, Wuppertal 2016.

[7] Deng, Y. Y.; Haigh, M.; Pouwels, W.; Ramaekers, L.; Brandsma, R.; Schimschar, S.; Grözinger, J.; de Jager, D. (2015): Quantifying a realistic, worldwide wind and solar electricity supply. *Global Environmental Change* 31239–252. doi: 10.1016/j.gloenvcha.2015.01.005.

[8] International Energy Agency (IEA): World Energy Outlook 2016. Paris: OECD/IEA.

Weitere Literatur

Bundesverband der deutschen Industrie (BDI), Gerbert, P. et al.: Klimapfade für Deutschland, 2018. http://image-src.bcg.com/Images/Klimapfade-fuer-Deutschland_tcm108-181356.pdf

Bundesministerium für Umwelt (BMU), Repenning, J. et al.: Klimaschutzzszenario 2050 – 2. Endbericht, Berlin, 2015. <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>

Deutsche Energieagentur (dena): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, Berlin, 2018.

Vasilov, R.: Bioenergy in Russia – resources, technologies and development priorities, National research Centre Moscow, 2013.

*Prof. Dr. M. Fischedick, Vizepräsident,
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt,
Energie gGmbH
manfred.fischedick@wupperinst.org*