

Global Energy Perspectives

gefördert aus Kapitel 2302, Titel 687 01

BMZ-Abschlussreport / Basisdokument

Global Energy Solutions e.V.

Teil 1: Grundelemente zur Vermeidung von Treibhausgasen und Herstellung klimaneutraler Energieträger (technischer Werkzeugkasten)

Stand 08. August 2023

Kapitel 2-14

Autorenteam:	
Siddhant Bane	Joern Becker
Ulrich Begemann	Leon Berks
Christof von Branconi	Simon Göss
Prof. Dr. Estelle Herlyn	Dr. Wilfried Lyhs
Dr. Tobias Orthen	Dr. Ludolf Plass
Dr. Hans-Peter Sollinger	Dr. Jens Wagner
Dr. Hans Jürgen Wernicke	

Erklärung zum Urheberrecht

Das nachfolgende Dokument ist grundsätzlich ausschließlich für den Empfänger bestimmt. Eine Weitergabe an Dritte oder die Nutzung für Dritte ist – auch auszugsweise – nicht gestattet.

Dem Empfänger des Dokuments wird eine einfache, nicht übertragbare, nicht unterlizenzierbare, eingeschränkte Lizenz gewährt, das Dokument für persönliche, nicht kommerzielle, private Zwecke zu nutzen.

Ulm, im Juni 2023

Global Energy Solutions e.V.

Lise-Meitnerstr. 9

89081 Ulm

Vorsitzender: Christof v. Branconi (Christof.Branconi@Global-Energy-Solutions.org)

2.14 Infrastrukturen zum Energietransport

2.14.1 Abstract

Energie kann in verschiedenen Formen transportiert werden. Ob über Elektronen und damit über das Stromnetz oder in Molekülform und damit in Pipelines oder Tanker-Schiffen. In jedem Fall sind Infrastrukturen nötig, um die Energie vom Erzeugungs- zum Verbrauchsort zu bringen. Die Art der verwendeten Infrastruktur hängt dabei stark von lokalen, nationalen oder regionalen Gegebenheiten ab, wie z.B. Struktur der Energieverbraucher, Distanz des Energietransports, Bestand von Energie(transport)infrastruktur, Endverbrauchstechnologien, etc.

Der Ausbau der Stromnetzinfrastuktur ist in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern eine vorrangige Aufgabe um Verbraucher mit dem sicheren, sauberen und vielseitig einsetzbaren Energieträger Strom zu versorgen. In einem klimaneutralen Energiesystem wird ein höherer Anteil des Endenergieverbrauchs über Strom gedeckt, da die Effizienz strombasierter Verbraucher in den meisten Anwendungsfällen höher ist als die von Verbrauchern auf Basis von Verbrennungsprozessen. Jedoch werden nicht alle Verbraucher elektrifizierbar sein und molekülbasierte Energieträger sind vorteilhaft für den Energietransport über lange Distanzen und deren Speicherung, vor allem über längere Zeiträume. Daher wird auch in einem klimaneutralen Energiesystem Energie in Form von Molekülen transportiert und verbraucht werden.

Besonders relevant werden Energieträger in Form von Molekülen bei überregionalem und interkontinentalem Transport. Dieser erlaubt die Verbindung von Regionen mit kostengünstiger Erzeugung erneuerbarer Energien mit den Regionen der Welt, in welchen hohe Energieverbräuche oder weniger Potenzial für erneuerbare Energien vorhanden sind. Der Erzeugung und dem Transport von Wasserstoff und seinen Derivaten wird dabei ein besonderer Stellenwert eingeräumt. Die Transportmöglichkeiten von Wasserstoff unterliegen unterschiedlichen technisch-ökonomischen Randbedingungen, insbesondere bezüglich Transportdistanz, Projektgröße/ Transportmenge, bestehender Infrastruktur und anschließender Verwendung. Bis zu einer Entfernung von etwa 4.000 km ist der gasförmige Transport über Pipelines wirtschaftlicher als über verflüssigte Wasserstoffderivate über den Seeweg. Bei Entfernungen über 4.000 km wird der Transport von Wasserstoff gebunden in Ammoniak oder Methanol über Schiffe ökonomisch sinnvoll.

Jedoch gibt es keinen klaren Favoriten für den Transport von Energie in Molekülform über weite Distanzen. Je nach Bedingungen im Export- und Importland und Anwendungszweck des Energieträgers werden sich voraussichtlich unterschiedliche Transportmodalitäten entwickeln.

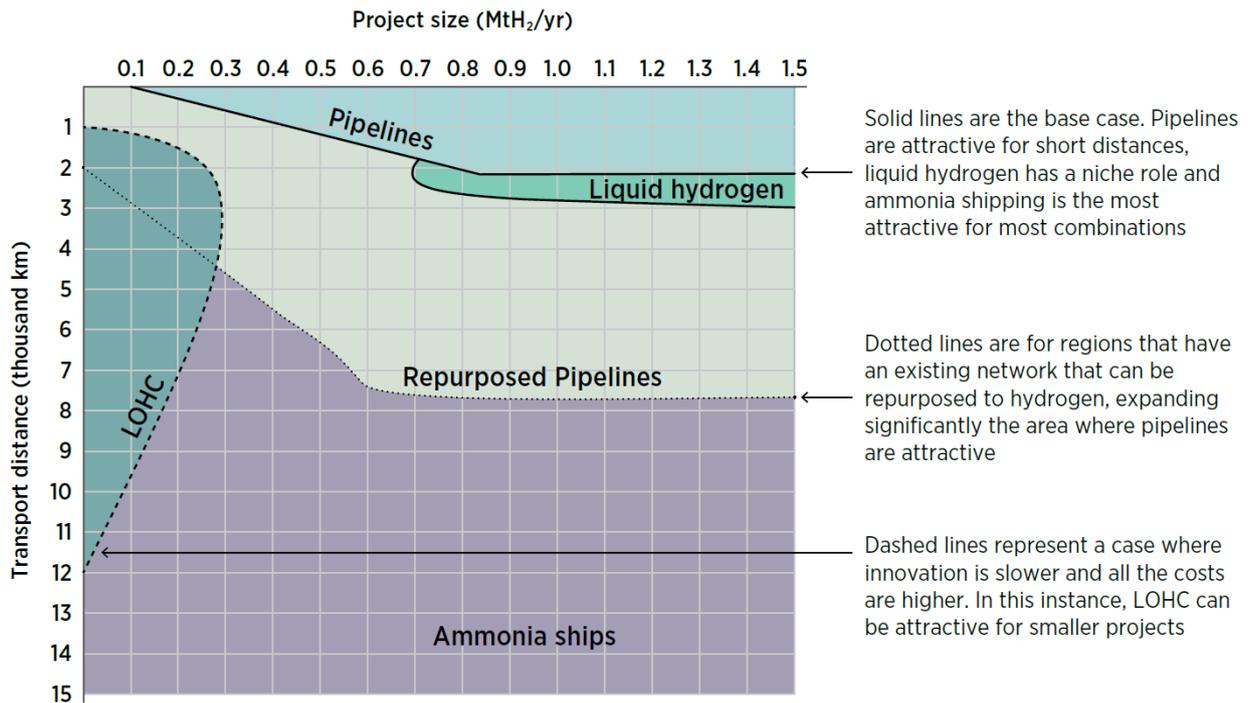


Abbildung 278: Kosteneffektive Wasserstoff-Transportwege in 2050 in Abhängigkeit von Entfernung sowie Projekt- und Transportmenge.⁷¹⁸

Quelle: IRENA, (2022a).

Energietransportinfrastrukturen müssen für ein klimaneutrales Energiesystem stark skaliert werden. Sollte sich der internationale Handel und Transport klimaneutraler Moleküle in großem Maßstab etablieren und auch die Verpressung von CO₂ als wichtiger Bestandteil eines klimaneutralen Energiesystems entwickeln, wird eine Skalierung der bestehenden Transportinfrastruktur um ein Vielfaches der heutigen Kapazitäten nötig. Der Transport von CO₂ kommt in einem solchen Energiesystem zusätzlich zu den Energieträgern hinzu. Auch der Umbau bestehender Transport- und Speicherinfrastrukturen für Erdgas nimmt auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem eine wichtige Rolle ein, da die Transformationskosten dadurch erheblich gesenkt werden können.

⁷¹⁸ Diese IRENA-Studie schließt Methanol und andere kohlenstoffhaltige Wasserstoffträger aus, da nur nachhaltig erzeugtes CO₂ (biogen oder direkt aus der Luft) als erneuerbar angesehen werden kann. Laut IRENA wiegen die Kostenvorteile für den Transport von Wasserstoff über kohlenstoffhaltige Träger diesen Nachteil nicht auf. Wäre eine klimaneutrale Herstellung und Nutzung von Methanol allerdings möglich, so ist der interkontinentale Transport von Methanol über bestehende Infrastrukturen, insbesondere angelehnt an den Transport von flüssigen Chemikalien und Öl, vergleichbar attraktiv wie über Ammoniak.

Tabelle 63: Skalierung von Energieinfrastrukturen und wichtige Randbedingungen

Energietransportinfrastruktur	Nötige Skalierung	Randbedingungen
Stromnetz	Faktor 2-5	Auf- und Ausbau generell nötig in Schwellen- und Entwicklungsländern, abhängig vom Grad der Elektrifizierung und Region
Gasnetz und -speicher	Nicht eindeutig, vor allem Umrüstung bestehender Infrastruktur	Abhängig von nationalen Bedingungen und Grad der Elektrifizierung, mögliche Weiternutzung für klimaneutrale Energieträger nach Umbau
Flüssiger Wasserstoff	Vollständiger Aufbau	Stark abhängig von Anwendung und Kostenentwicklung anderer Wasserstoffderivate
LOHCs	Vollständiger Aufbau	Stark abhängig von Anwendung und Kostenentwicklung anderer Wasserstoffderivate
Ammoniak	Faktor 50	Erfahrung und Anwendungen existieren, abhängig von Kostenentwicklung anderer Wasserstoffderivate
Methanol	Faktor 50	Erfahrung und Anwendungen existieren, abhängig von Kostenentwicklung anderer Wasserstoffderivate
CO₂ für CCS	Faktor 150	Regional starke Unterschiede bzgl. Aufkommen und Abscheidungspotenzialen von CO ₂ , stark abhängig von Kosten und lokaler Akzeptanz

Für den Aufbau eines klimaneutralen Energiesystems müssen die jährlichen Investitionen in den Energiesektor im Vergleich zu heute auf drei bis sechs Milliarden USD verdoppelt bis verdreifacht werden. Der Investitionsbedarf für Energietransportinfrastrukturen für ein klimaneutrales Energiesystem macht in vielen Modellen und Szenarien etwa 30 % der Gesamtinvestitionen aus. Der Abzug und die *Umleitung* von Kapital, welches heute in die Förderung fossiler Energieträger geht, ist dabei essenziell und kann etwa 20 % des gesamten Finanzierungsbedarfs decken.

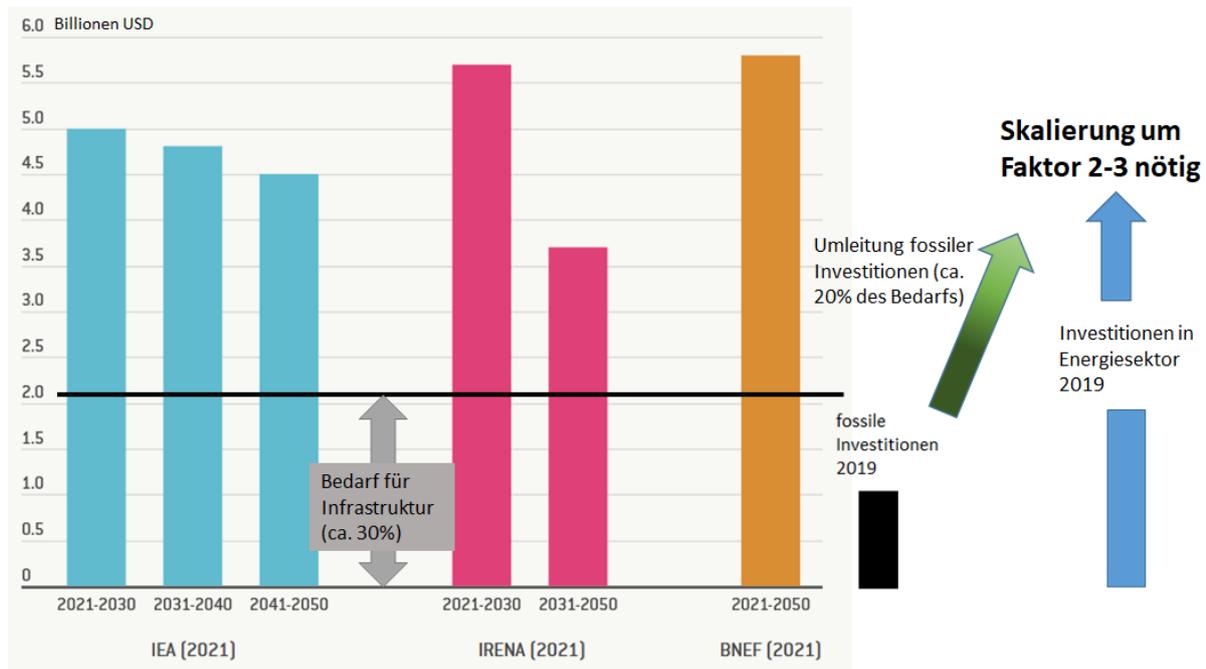


Abbildung 279: Weltweit jährlich benötigte Investitionen für ein klimaneutrales Energiesystem (angepasst durch Autor).
Quelle: Bruegel, (2021).

Die erfolgreiche Umsetzung der Finanzierung bedarf der verstärkten Einbindung privaten Kapitals aus dem Bereich institutioneller Investoren als auch der Verbesserung von Finanzierungsbedingungen durch multilaterale Entwicklungsbanken und spezielle Finanzierungsfazilitäten. Wichtige Akteure bei Umsetzung von Projekten im Bereich Energietransportinfrastrukturen sind staatliche Unternehmen (state owned enterprises – SOEs) im Energiesektor. Die Aktivitäten von SOEs müssen im Zuge der Transformation des globalen Energiesystems stärker Beachtung finden und am Ziel der Klimaneutralität ausgerichtet werden.

2.14.2 Einführung und Relevanz

Energie wird nicht notwendigerweise dort produziert, wo sie gebraucht wird. Daher ist die Infrastruktur ein wesentliches Element eines jeden Energiesystems, um Energie in geeigneter Form über teils weite Strecken zu transportieren und an die Endnutzer zu verteilen. In unserem aktuellen fossilen Energiesystem sind die Hauptenergiequellen Kohle, Gas und Öl. Diese werden aus ihren Quellen, z. B. den Öl- und Gasfeldern extrahiert und dorthin transportiert, wo sie eingesetzt werden sollen. Dies geschieht in ihrer Reinform, z. B. in Gasheizungen, oder in Form von Zwischenprodukten: Aus Öl wird Benzin oder Diesel hergestellt, welches ebenfalls zum Endnutzer transportiert werden kann.

Außerdem wird aus den fossilen Energieträgern Strom hergestellt, der dann transportiert und verteilt wird. Meist wird jedoch nicht Strom, sondern Kohle oder Gas über größere Strecken (inter-kontinental) transportiert, da dies im aktuellen System weniger Energieverluste und damit geringere Kosten bedeutet.

Für den Umstieg auf ein klimaneutrales Energiesystem werden sukzessive große Anteile der fossilen Energieträger durch erneuerbare Energien, wie Sonne und Wind ersetzt. Da diese Energiequellen nicht automatisch dort vorhanden sind, wo die aktuell vorherrschenden Energiequellen in Form von Öl-, Gas- und Kohlevorkommen sind, muss der Transport über teils andere Routen organisiert werden. Zusätzlich zum Transport kommt bei erneuerbaren Energieträgern hinzu, dass sie nicht immer dann in entsprechender Menge verfügbar sind, wenn Energie benötigt wird. Dieses Problem der Volatilität kann durch die Wahl eines geeigneten Standorts (mehr und konstantere Wind- bzw. Sonnenstunden) zur Produktion erneuerbarer Energieträger verringert aber nicht eliminiert werden.

Diese Herausforderungen müssen bewältigt werden vor dem Hintergrund, dass ein großer Teil der Endenergienutzer seinen Standort nicht an die neuen Erzeugungsquellen erneuerbarer Energie verlegen wird bzw. kann. Zusätzlich kommen weitere große Energienutzer hinzu. Dies vor allem im globalen Süden, insbesondere auf dem afrikanischen Kontinent und dem indischen Subkontinent, durch den Aufbau größerer Wirtschaftsleistung, den angestrebten Anstieg des Lebensstandards und das weiter anhaltende Bevölkerungswachstum.

Die Organisation des Energietransports in einem klimaneutralen Energiesystem ist auch deswegen eine Herausforderung, weil erneuerbare Energien bislang vor allem in Form von elektrischer Energie und nicht in Form von Molekülen eingespeist und genutzt werden. Vorhandene Infrastruktur muss daher an diese neuen Bedingungen, insbesondere dem größeren Fokus auf Strom angepasst werden. Neu zu bauende Infrastruktur muss von vorneherein anders gedacht werden als die bereits existierende, die vorrangig auf der Einspeisung von Molekülen beruht. In diesem Zusammenhang kommt der Speicherung von Energie eine wichtige Rolle zu, da bisherige fossile Energieträger in gewisser Weise gleichzeitig ebenfalls Speicher darstellen. Die Speicherung von Strom in großen Mengen (was auch dessen Konversion in molekülbasierte Energieträger bedeuten kann), um auf die Variabilität in der Energienutzung reagieren zu können, ist eine weitere Herausforderung, die im Rahmen eines klimaneutralen Energiesystems gelöst werden muss.

In dem vorliegenden Kapitel werden einzelne Bausteine zu einem Referenzszenario für ein klimaneutrales Energiesystem behandelt, geeignet miteinander kombiniert und mit den Anwendungsfeldern einzelner Industrie- und Wirtschaftssektoren in Beziehung gesetzt.

Die Infrastrukturentwicklung zum Transport und zur Verteilung der Energie, aber auch des CO₂, das über CCUS abgefangen wird, steht dabei vor zwei Herausforderungen: Einerseits wird die Energienachfrage im Zuge wachsenden Wohlstands zunehmen, vor allem in Ländern mit geringen und mittleren Einkommen, was bereits den Ausbau, vielfach aber sogar überhaupt den Aufbau geeigneter Infrastruktur erfordert. Andererseits stehen die Länder mit hohem Einkommen vor einem Umbau ihrer Infrastruktur, um den Anforderungen an Klimaneutralität gerecht zu werden. Aufbau und Umbau sind natürlich mit Kosten verbunden stellen aber auch

organisatorische Herausforderungen dar, weil ein hohes Maß an Kooperation zwischen den Staaten erforderlich ist, um Kosteneffizienz bei gleichzeitig ausreichender Versorgung sicherzustellen, wie z.B. die europäischen Strom- und Gasverbundnetze). Die jährlichen Investitionskosten im Net-Zero-Szenario der Internationalen Energie Agentur (IEA) sind in Abbildung 280 dargestellt.

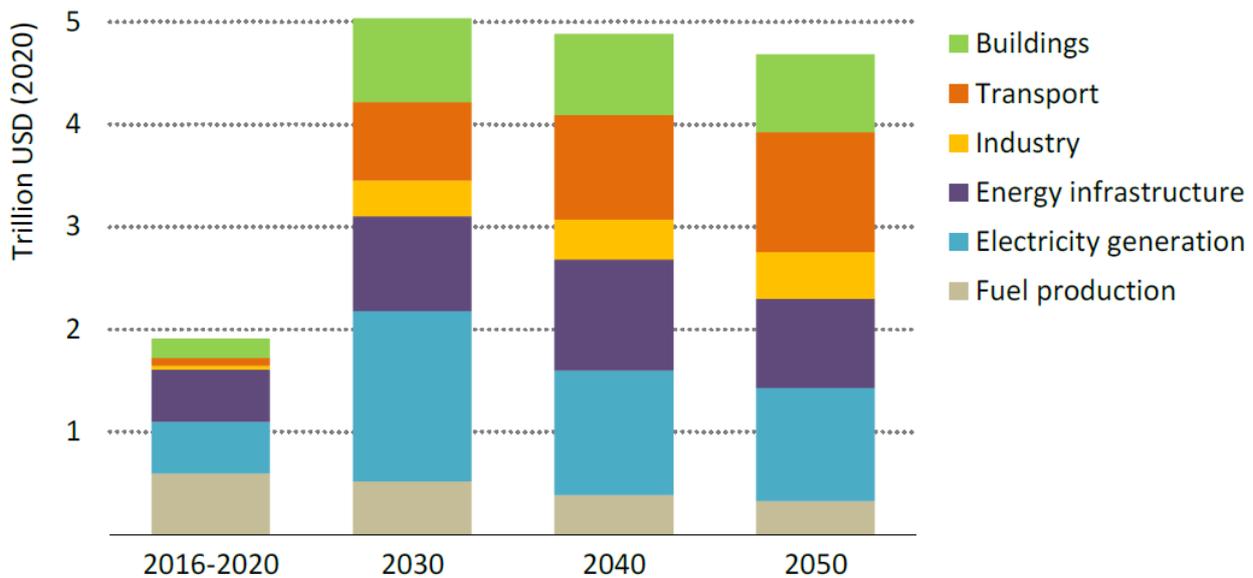
Infrastruktur konkurriert außerdem um Fläche, die andernfalls z. B. für neue Siedlungsgebiete, vorrangig in Regionen hoher Bevölkerungsdichte, genutzt werden könnte. Da es zu den existierenden Infrastrukturen außerdem neuer Transportwege aber auch anderer Arten des Transports bedarf, sind Interessenskonflikte mit Parteien zu erwarten, die sich durch die neue Infrastruktur beeinträchtigt fühlen, weil eine neue Stromleitung oder Pipeline für Wasserstoff im besten Fall über oder in unmittelbarer Nähe zu ihrem Grundstück verlaufen sollte.

Da global die großen Potenziale für Sonnen- und Windenergie in Staaten des globalen Südens liegen, eine große Energienachfrage aber weiterhin in den bereits sehr reichen Staaten existieren wird, kann der Aufbau geeigneter globaler Transportwege für Energie ein guter Ansatzpunkt für Wohlstandsaufbau im globalen Süden bedeuten. Ähnlich wie Länder, die über reichlich Öl- und Gasvorkommen verfügen, können sonnen- bzw. windreiche Staaten weitreichende Wohlstandspotenziale über die lokale Nutzung dieser Energiequellen aber auch über den Transport der Energie in die aktuell reichen und dadurch zahlungskräftigen Staaten für sich heben.

Auf diesem Feld besteht ein großes Potenzial internationaler Kooperation, da weiterhin die führenden Technologien dafür bei den Staaten des globalen Nordens liegen.

Darüber hinaus ist die globale (Energie-) Infrastruktur, wie auch der restliche Teil der Infrastruktur durch die physikalischen Auswirkungen des Klimawandels gefährdet. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt in diesem Zusammenhang, dass ein Viertel der weltweiten Transport- und Verteilungswege für Elektrizität durch Zyklone beeinträchtigt sein werden, weswegen Infrastrukturen insgesamt resilienter gebaut werden müssen, um unter solchen Bedingungen bestehen zu können.⁷¹⁹

⁷¹⁹ Vgl. IEA, (2021e).



IEA. All rights reserved.

Abbildung 280: Durchschnittliche globale jährlich notwendige Energieinvestitionen nach Sektor und Technologie für das NZE-Szenario.

Quelle: IEA, (2021e).

2.14.3 Strom: Bestandsaufnahme und Perspektiven

“Electricity networks are the foundation of reliable and affordable electricity systems, making them critical infrastructure in all modern economies.”⁷²⁰

Elektrische Energie spielt in einem klimaneutralen Energiesystem eine größere Rolle als sie im aktuell vorherrschenden fossilen Energiesystem spielt. Das liegt daran, dass erneuerbare Energie primär als elektrische Energie aus Wasserkraft, Sonne oder Wind gewonnen wird. Energie aus Wasserkraft, Sonne und Wind müssen vor allem gewonnen werden, wo sie vorkommen, und können nicht als solche transportiert werden. Ausnahmen bestehen bei der Wasserkraft, deren Nutzungsort durch großtechnische Infrastrukturmaßnahmen teilweise geographisch beeinflusst werden können. Dies ist ein Unterschied zu fossiler Energie, die als Kohle, Gas oder Öl gewonnen und dann als solche transportiert werden können. Eine Ausnahmerolle kommt der Energie aus Biomasse zu, die vor ihrer energetischen Nutzung durchaus transportiert werden kann, aber als Ersatz für fossile Energiequellen beispielsweise in industriellen Prozessen nur bedingt eingesetzt werden kann. Ein klimaneutrales Energiesystem muss daher in viel größerem Umfang mit Energie in Form von Strom umgehen können. Dies betrifft vor allem den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Strom als zentrale Aufgaben einer Infrastruktur.

Bei der Debatte um die Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energiequellen wird sehr häufig vorrangig über die Energieerzeugung gesprochen. Dabei ist es unbedingt notwendig auch an die entsprechende Infrastruktur zu denken, was anhand eines Beispiels

⁷²⁰ IEA, 2021e, S. 207.

aus Indien deutlich wird: Obwohl das Potenzial für Offshore-Windenergie auf 10-20 GW beziffert wird, werden diese derzeit nicht realisiert. Das liegt an den hohen Kapitalkosten sowie daran, dass die fehlende Strominfrastruktur des Landes der Flaschenhals ist.⁷²¹ Daher ist es wichtig, dass nicht nur der Wert der Energie an sich verstanden wird, sondern auch der Wert des Gesamtsystems, diese Energie bereitzustellen, wenn sie gebraucht wird.⁷²² Daher kommt der Speicherung der Energie eine große Bedeutung zu, denn in jedem Land existieren Spitzen und Täler in der Nachfrage nach Energie, die mit Spitzen und Tälern in der Energiebereitstellung zusammengebracht werden müssen. Das ist der oben erwähnte Wert eines Gesamtsystems, der über den Wert der eigentlichen Energie hinaus geht. In einem System, in dem der Anteil elektrischer Energie höher ist oder steigt, muss das Problem gelöst werden, dass Strom nicht so einfach zu speichern ist, wie Energie in Form von Molekülen. Aktuell übernehmen Gasspeicher in kälteren Ländern wie denen Mittel- und Nordeuropas die Aufgabe, die hohe Energienachfrage während der kälteren Jahreszeit abzudecken. Flexible Gaskraftwerke bedienen die Nachfragespitzen im Strombereich.

2.14.3.1 Bestandsaufnahme Strominfrastruktur

Weltweit existieren etwa 4,7 Mio. km an Übertragungsnetzen und 96 Mio. km an Verteilungsnetzen für elektrische Energie. Dabei bewegen sich die Spannungen bei den Übertragungsnetzen zwischen 100 kV bis über 750 kV. Der Großteil der Leitungen besteht aus oberirdischen Stromtrassen. Während Übertragungsnetze für den Transport elektrischer Energie über größere Distanzen verwendet werden, sind Verteilungsnetze für den regionalen Transport hin zu den Konsumenten verantwortlich. Diese haben Spannungen von unter 100 kV bis hin zu weniger als 1 kV auf der untersten Ebene. Je nach Region variieren die Kilometer-Längen der verfügbaren Spannungsebenen, wobei der überwiegende Teil der Leitungen Strom mit einer Spannung bis 400 kV transportiert (Abbildung 281). Für die Vermittlung zwischen den einzelnen Spannungsebenen werden Transformatoren benötigt. Diese haben weltweit eine Gesamtkapazität von etwa 40.600 Gigavolt-Ampere (GVA).⁷²³ Aktuell werden jährlich weltweit rund 100 Milliarden USD in die Übertragungsnetze und rund 200 Milliarden USD in die Verteilungsnetze investiert.⁷²⁴

Ein höheres Wohlstandsniveau geht generell mit erhöhtem Materialverbrauch für die elektrische Infrastruktur einher.⁷²⁵ Einflussfaktoren auf die Ausgestaltung der Stromnetze sind die Fläche der Staaten, die Topographie, die Bevölkerungsdichte, die Verteilung von energetisch

⁷²¹ Vgl. IEA, (2021e), S. 39.

⁷²² Vgl. IEA, (2021e), S. 71.

⁷²³ Vgl. Kalt et al., (2021a).

⁷²⁴ Vgl. Abbildung 280, S.469

⁷²⁵ Vgl. Kalt et al., (2021b).

genutzten Ressourcen über die Landfläche, aber auch die Art und Weise, wie ein Staat besiedelt ist: existieren vermehrt Ballungszentren, ist die Landfläche eher gleichmäßig besiedelt oder in Teilen gar nicht besiedelt.

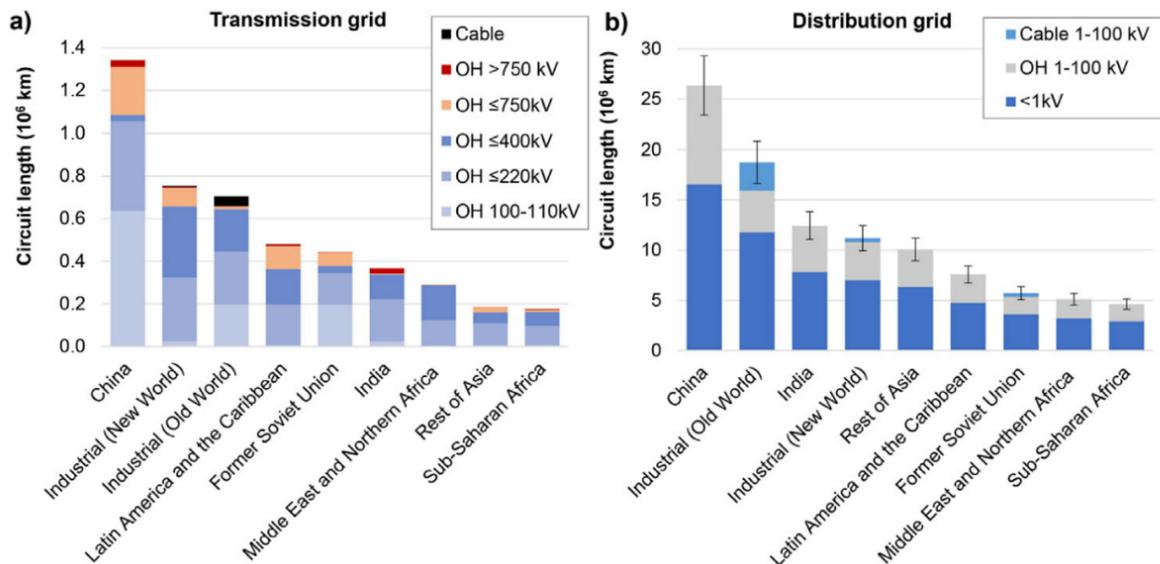


Fig. 4. Global circuit lengths of (a) transmission grids and (b) distribution grids in 2017 broken down by world regions, of infrastructure (OH = overhead line; underground cable) and voltage levels. Error bars to distribution grid lengths aggregated uncertainties for all categories.

Abbildung 281: Längen der Übertragungs- sowie der Verteilungsnetze für unterschiedliche Weltregionen.

Quelle: in Anlehnung an Kalt et al., (2021a).

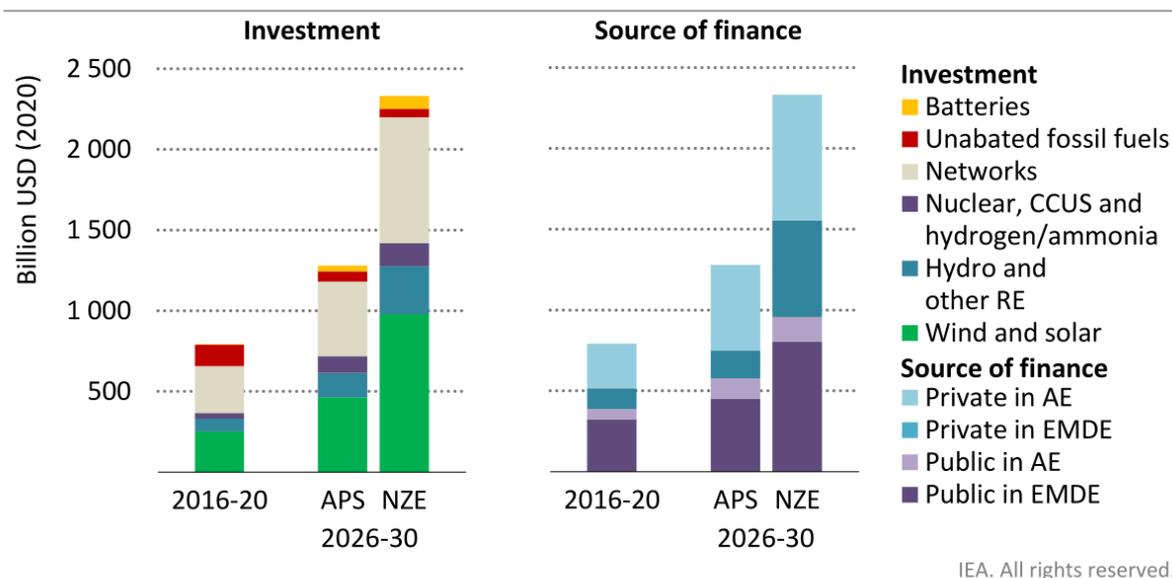
2.14.3.2 Perspektiven für die Strominfrastruktur

Auch wenn unterschiedliche Ansätze diskutiert werden, wie das Energiesystem der Zukunft aussehen könnte, so wird in jedem Fall ein signifikanter Anteil erneuerbarer Energien benötigt. Allgemein sind Projekte im Bereich der Strominfrastruktur zeitaufwändiger zu realisieren als die meisten Projekte zur Bereitstellung erneuerbarer Energie. Deswegen ist es wichtig, diesen Bereich frühzeitig mitzudenken, um zu verhindern, dass Strominfrastruktur zum Flaschenhals der globalen Energiewende wird.⁷²⁶

Abbildung 282 zeigt, dass man als Faustregel annehmen kann, dass für die notwendige Strominfrastruktur etwa die Hälfte der Investitionen veranschlagt werden sollte, die für die Stromproduktion anfallen. Zwischen den Jahren 2016 und 2020 lag die Verteilung der Investitionsmittel noch zu etwa gleichen Teilen beim Privatsektor bzw. der öffentlichen Hand, sowohl in Industriestaaten wie in Entwicklungs-/Schwellenländern. Im Net-Zero-Szenario der IEA vergrößert sich der Anteil der Investitionen des Privatsektors in Entwicklungs-/Schwellenländern zwischen den Jahren 2026 und 2030 jedoch stark im Vergleich zu den Industriestaaten. Um den Anforderungen des Szenarios gerecht zu werden, erhöhen sich auch die öffentlichen

⁷²⁶ Vgl. IEA, 2021e, S. 208.

Investitionen in den Entwicklungs-/Schwellenländern im Vergleich zu den Industriestaaten (siehe Abbildung 281).



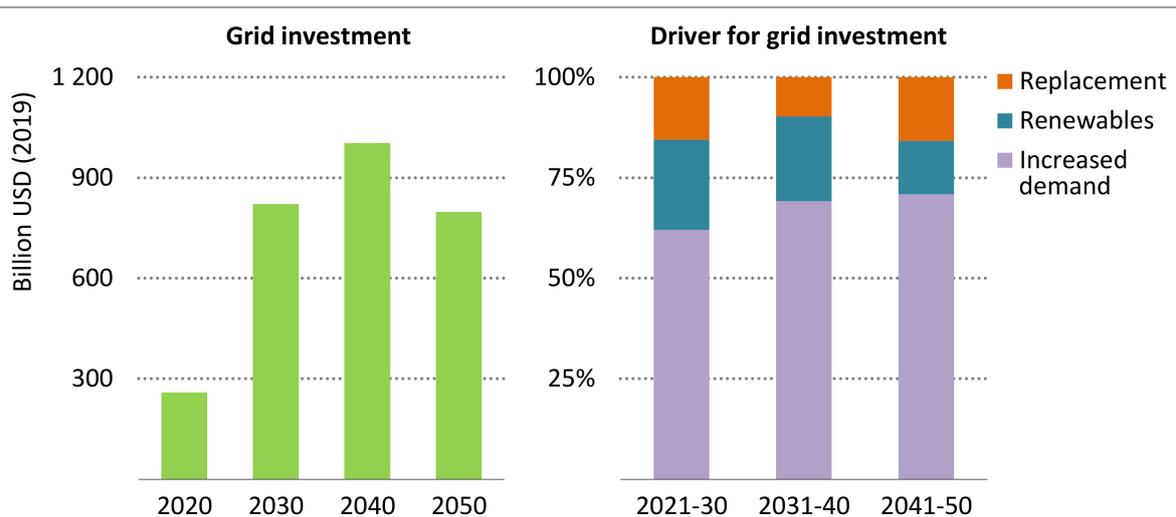
Investment in renewables and networks increases to fulfil announced pledges, but much more is needed to achieve the net zero emissions pathway, most of it from private capital

Notes: AE = advanced economies; EMDE = emerging market and developing economies; Other RE = other renewables. Investment values represent annual averages for the indicated time periods.

Abbildung 282: Durchschnittliche jährliche Investitionen nach Typ und Quelle im Energiesektor, 2016-2020, und nach Szenario, 2026-2030.

Quelle: IEA, 2021e, S. 131.

Das Net-Zero Szenario der IEA geht davon aus, dass sich die Länge der Stromnetze bis zum Jahr 2040 verdoppeln dürfte und bis zum Jahr 2050 noch einmal ein Ausbau um 25 % stattfinden wird. In einem solchen Szenario würden die jährlichen Investitionen von knapp unter 300 Milliarden USD auf 820 Milliarden USD im Jahr 2030 steigen und ihren Höhepunkt von rund 1 Billionen USD im Jahr 2040 erreichen bevor sie wieder auf etwa 800 Milliarden USD im Jahr 2050 sinken würden (siehe Abbildung 283).⁷²⁷ Dabei geht die IEA davon aus, dass konstant mehr als 60 % dieser Investitionen durch die steigende Nachfrage nach Strom entstehen. Ein über die Jahre variierender Anteil von etwa 10 - 20 % der Investitionen dient der Integration eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien in das Stromnetz und der restliche Teil entfällt auf die Erneuerung der in die Jahre gekommenen Bestandteile. Eine erhöhte Nachfrage entwickelt sich vorrangig in den Entwicklungs- und Schwellenländern, weswegen die Investitionen dort höher ausfallen werden als in den Industriestaaten. Dennoch wird auch in Industriestaaten eine steigende Nachfrage erwartet.



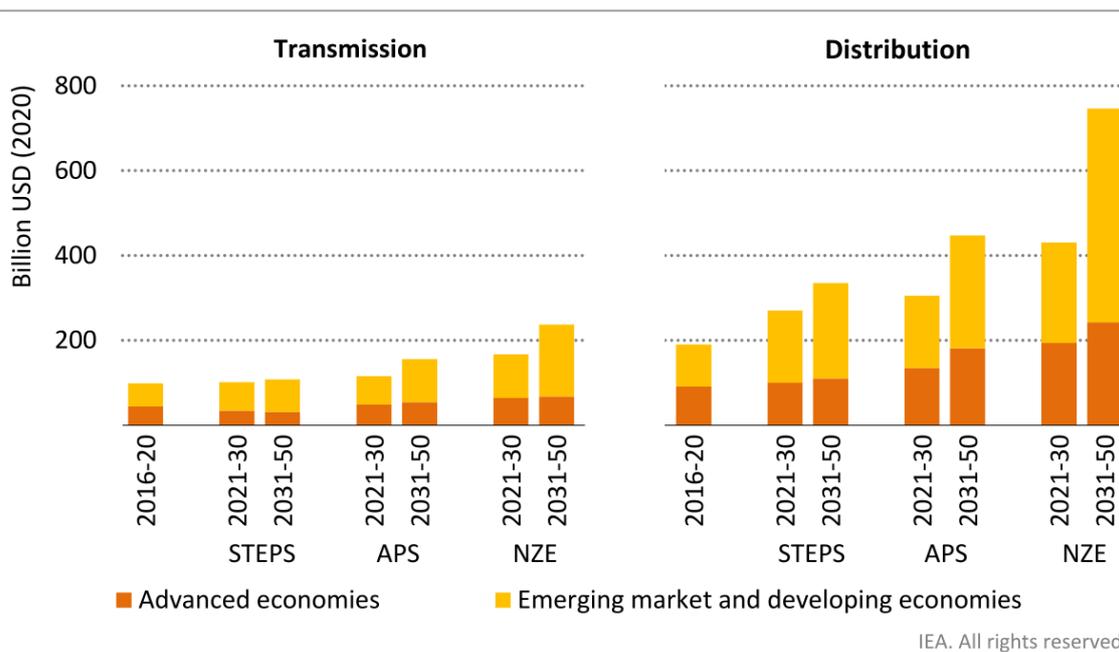
IEA. All rights reserved.

Electricity network investment triples to 2030 and remains elevated to 2050, meeting new demand, replacing ageing infrastructure and integrating more renewables

Abbildung 283: Globale Investitionen in Stromnetze im Net-Zero-Szenario.

Quelle: Bouckaert et al., 2021, S. 118.

Im Net-Zero-Szenario der IEA liegen die Investitionsvolumen für das Übertragungsnetz zwischen 2021-2030 weltweit bei jährlich knapp unter 200 Mrd. USD und steigen zwischen 2031-2050 auf jährlich knapp über 200 Mrd. USD (Abbildung 284). Ein Drittel bis ein Viertel dieser Volumina entfallen auf Industriestaaten, zwei Drittel bis drei Viertel auf Entwicklungs- und Schwellenländer. Im Bereich der Verteilernetze ist das Investitionsvolumen mit rund 400 Mrd. USD (2021 - 2030) und rund 750 Mrd. USD (2031 - 2050) signifikant höher. Auch hier liegt der Anteil bei den Entwicklungs- und Schwellenländern höher als in den Industriestaaten (siehe Abbildung 280). Weltweit werden dann im Jahr 2050 etwa 10 Mio. km an Übertragungsnetzen und etwa 200 Mio. km an Verteilungsnetzen installiert (etwa eine Verdopplung gegenüber dem heutigen Stand).



Grid investment needs to scale up as electricity demand and variable renewables increase, making long-term visions for grids essential for energy transitions

Abbildung 284: Durchschnittliche jährliche Investitionen in Stromnetze nach Szenario.

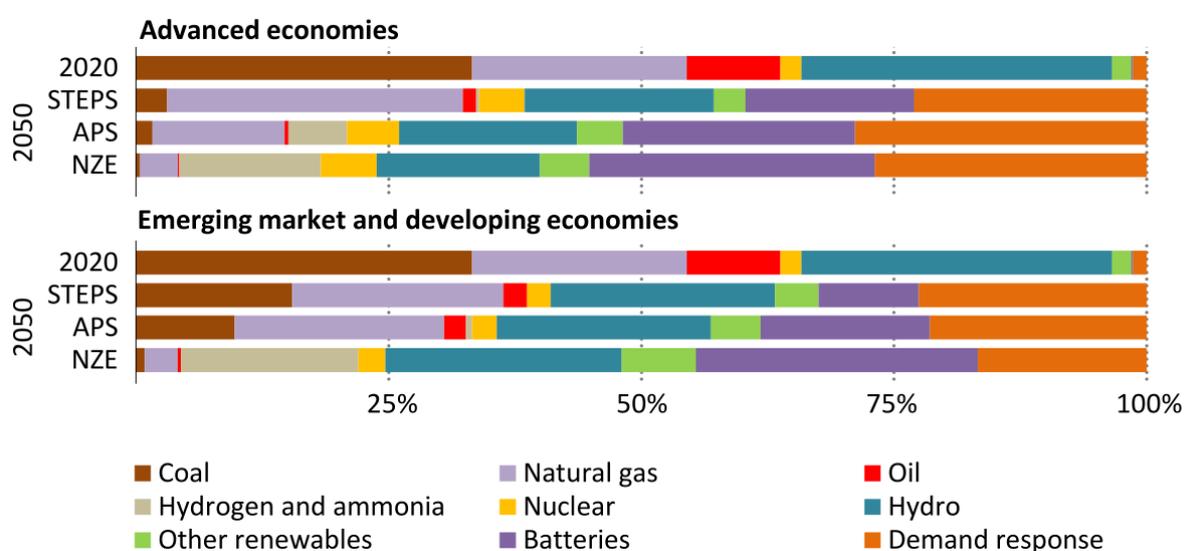
Quelle: IEA, 2021e, S. 208.

Eine zentrale Herausforderung ist die Frage nach dem Umgang mit der fluktuierenden Erzeugung erneuerbarer Energien (insbesondere Solar und Wind). Bei steigendem Anteil der Stromerzeugung durch erneuerbare Quellen wie Wind oder Sonne erhöhen sich die Anforderungen an die Flexibilität des Stromsystems. Traditionelle Stromsysteme verfügen über einen großen Anteil Grundlastkraftwerke (z. B. Atom-, Kohle- oder Gaskraftwerke) die kontinuierlich laufen und Strom produzieren, der konstant abgenommen wird. Spitzen der Nachfrage werden durch das Zuschalten flexiblerer Erzeugungsquellen wie Kohle- (mäßig flexibel) und Gaskraftwerke (sehr flexibel) abgedeckt. Erneuerbare Energiequellen hingegen speisen Strom dann ein, wenn Wind oder Sonne verfügbar ist. Dadurch entstehen Spitzen und Flauten in der Stromerzeugung. Zusätzlich zum Fokus auf die Flexibilisierung der Nachfrage (nicht Teil dieser Untersuchung) und des Ausbaus von Speichern mit unterschiedlichen Kapazitäten muss das Stromsystem so organisiert werden, dass auch auf die Erzeugungsseite Flexibilität gewährleisten kann. Im Jahr 2020 wurde die notwendige Flexibilität des Stromnetzes in Industriestaaten zu etwa 30 % durch Kohlekraftwerke, zu etwa 20 % durch Gaskraftwerke, zu knapp 30 % über Wasserkraft und zu geringen Anteilen über Öl und zu noch geringeren Teilen über Nuklearenergie, andere neue Erneuerbare sowie Nachfragemanagement bereitgestellt. In Entwicklungs- und Schwellenländern sind die Verhältnisse identisch.⁷²⁸

Für das Jahr 2050 des Net-Zero-Szenario der IEA stellt sich die Situation entsprechend anders dar (Abbildung 285): In Industriestaaten stellen das Nachfragemanagement sowie

⁷²⁸ Vgl. Abbildung 282

Batteriespeicher mit jeweils knapp über 25 % die größten Anteile für Flexibilität bereit. Als weiterer neuer Bestandteil findet sich Wasserstoff in Kombination mit Ammoniak und Wasserkraft mit jeweils rund 15 % im Szenario wieder. Da eine annähernd komplette Defossilisierung angestrebt wird, fallen Beiträge durch Kohle, Gas und Öl in der Summe auf etwa 5 %, wobei davon der Großteil auf Gas entfällt. Nuklearenergie und Erneuerbare tragen weiterhin geringe aber gestiegene Anteile von rund 5 % zur Gesamtflexibilität bei. Ähnlich sieht das Bild für Entwicklungs- und Schwellenländern aus, wobei hier das Nachfragemanagement eine vergleichsweise geringere Rolle spielt, die durch Wasserstoff und Ammoniak sowie Wasserkraft kompensiert wird.



IEA. All rights reserved.

Coal and natural gas remain cornerstones of electricity flexibility in the STEPS, but the mix of flexibility sources shifts dramatically on the path to net zero emissions by 2050

Abbildung 285: Flexibilität des Elektrizitätssystems abhängig von Quelle und nach Szenario 2020 und 2050.
Quelle: IEA, 2021e, S. 206.

Da ein klimaneutrales Energiesystem zunehmend und letztlich überwiegend auf der Basis erneuerbarer Energie operieren muss, dreht sich das Bild um: Sonnen- und Windenergie stehen dem Energiesystem in Form von Elektrizität zur Verfügung. Es existieren jedoch auch Anwendungen, die nur schwer oder in absehbarer Zeit gar nicht elektrifizierbar sein werden (z. B. der Flug- und Schiffsverkehr, gewisse Anwendungen der Industrie), stellt sich die Frage der Umwandlung elektrischer Energie in molekulartige Energieformen.

Das Stromsystem muss folglich über unterschiedliche Sektoren der Energienutzung hinaus gedacht und durch eine Kopplung mit anderen energieverbrauchenden Sektoren verbunden werden: Sektorenkopplung. Dazu zählen die Bereitstellung von Wärme/Kälte für die Industrie aber auch für das Heizen von Gebäuden sowie der Transportsektor, wenn über elektrische Mobilität gesprochen wird. Während im Bereich der Mobilität über das ganze Jahr eine relativ konstante Energiemenge verwendet wird, gibt es im Bereich Wärme/Kälte regional starke

saisonale Schwankungen: In nördlichen Breitengraden muss im Winter viel geheizt werden, während in südlich liegenden Gebieten im Sommer stark gekühlt wird. Gleichzeitig sind die verfügbaren Speichermöglichkeiten für Strom, wie z. B. Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke auf Wasserbasis, nur für kurze und nicht für längere Zeiträume wie mehrere Wochen ausgelegt, da ihre Speicherkapazität zu gering ist.

Für eine Studie wurden die Staaten Schweden, Dänemark, Deutschland, Tschechische Republik, Niederlande, Belgien, Schweiz und Frankreich gemeinsam betrachtet.⁷²⁹ Das Volumen der Stromspeicher umfasst insgesamt etwa 0,06 TWh im Vergleich zu einem Speichervolumen in Form von Gasspeichern von rund 550 TWh, welches um knapp einem Faktor 1.000 größer ist.

Die Autoren folgern daraus, dass für die Versorgung des Wärme-/Kältebereichs auf vermehrt elektrischer Basis ebenfalls Gasspeicher benötigt werden. Strom muss in gasförmige Energieträger wie Wasserstoff oder Methan umgewandelt werden, um die Energie saisonal speichern zu können. Auch andere Studien unterstützen diese Einschätzung.⁷³⁰ Im Anschluss wird untersucht, ob lediglich die Gasspeicher mit dem Stromnetz gekoppelt werden sollen und der Energietransport nach Rückverstromung des Gases wieder über die Stromleitungen stattfinden soll oder ob Energie auch gasförmig über die existierenden Gaspipelines und -netze transportiert und als solches eingesetzt werden soll, z. B. in existierenden Gasheizungen. Im einzelnen Anwendungsfall kann entschieden werden, ob Wasserstoff oder Methan verwendet werden soll. Daher ist auch eine Betrachtung von Energieträgern in Form von Molekülen sowie den notwendigen Infrastrukturen unerlässlich und findet nachfolgend statt.

2.14.4 Energie in Form von Molekülen

Unser aktuelles Energiesystem und viele seiner Infrastrukturen fußen auf fossiler Energie, die als chemische Energie innerhalb von Molekülen gespeichert ist. Der Aggregatzustand solcher Energieträger kann fest (Kohle, Methanhydrat/Methaneis), flüssig (Öl) oder gasförmig (Erdgas, Methan) sein. Aus diesen Primärenergieträgern wird teilweise Strom produziert. Für Anwendungen, bei denen eine Umwandlung in Strom nicht sinnvoll ist, wird das Gas oder der Feststoff direkt genutzt (z. B. in der Zementproduktion) oder in nicht-elektrischer Form weiterverarbeitet (z. B. von Öl zu Kerosin, Benzin oder Dieselkraftstoff). Je nach vorherrschenden Umweltbedingungen (Temperatur und Druck) kann derselbe Stoff in anderen Aggregatzuständen vorliegen, sodass es auch technisch möglich ist, zwischen diesen zu wechseln, um z. B. bessere Bedingungen für den Transport des Energieträgers zu erreichen. Außerdem kann durch chemisch-technische Prozesse ein Energie-träger in einen anderen überführt werden. Das

⁷²⁹ Vgl. frontier economics, 2019, S. 23.

⁷³⁰ Vgl. z. B. Enervis, 2017; Energy Brainpool, (2017).

bekannteste Beispiel sind sicherlich die Raffinerien, die Erdöl in Benzin, Diesel oder Kerosin „veredeln“, welches dann z. B. im Transportsektor eingesetzt wird.

Für ein erneuerbares Energiesystem sind Energieträger auf Molekülbasis deswegen wichtig, weil- bereits sehr viel technische und operationelle Erfahrung im Umgang mit diesen Stoffen sowie entsprechende Infrastruktur vorhanden sind. Außerdem erlauben es molekülbasierte Energieträger viel Energie pro Volumen zu speichern, da die Energiedichte höher ist. Energiespeicher sind notwendig, um Phasen hohen Energieverbrauchs zu überbrücken bzw. um Schwankungen im Energieverbrauch aber auch in der Produktion auszugleichen. Abhängig vom Anwendungsfall können diese Phasen von Bruchteilen von Sekunden (z. B. in der Elektronik) bis hin zu Monaten lang sein, wenn es sich um saisonale Schwankungen des Energiebedarfs handelt, z. B. bei Versorgung europäischer Haushalte mit Wärme im Winter. Auch wenn sich die Batterietechnologie konstant verbessert, ist nicht abzusehen, dass solche langen Perioden hoher Nachfrage über strombasierte Speicher abgedeckt werden können. Da dennoch ein großflächiger Ausbau der erneuerbaren Erzeugung ein wesentliches Element eines klimaneutralen Energiesystems ist, wird es darauf ankommen, die Strominfrastruktur mit der für molekülbasierte Energieträger zu koppeln. Eine Überführung von Strom in molekülbasierte Energieträger zu Speicherzwecken sowie die (Rück-)verstromung wird damit ermöglicht. Bei den molekülbasierten Energieträgern spielt Erdgas eine besondere Rolle, weil es unter den fossilen Energieträgern die geringsten Treibhausgasemissionen pro Energieeinheit erzeugt (CO₂-Intensität). Außerdem sind Wasserstoff aber auch Methan und Ammoniak relevant, weil diese Stoffe durch chemische Verfahren aus elektrischer Energie hergestellt werden können.⁷³¹

Zusätzlich zur Speicherthematik sind molekülbasierte Energieträger im Vergleich zu Strom als Energieträger auch für den Energietransport über weite Strecken oft von Vorteil. Dies ist insbesondere der Fall bei interkontinentalem Transport oder wenn nur rudimentäre Stromnetzinfrastrukturen vorhanden sind. Tabelle 64 stellt die Transportkosten von Energie an Land über unterschiedliche Modi nach einer Studie für die USA dar. Die hohen Unterschiede für die Übertragung von Strom über große Distanzen kommt durch unterschiedliche Annahmen für Kapitalkosten, Leitungsverlusten und Einbezug der Transformatoren zustande.

Die Umwandlungsverluste gasförmiger oder flüssiger Energieträger sind hierbei allerdings nicht bedacht und es müsste etwa die vier- bis fünffache Menge an Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, um nutzbare Energie in gleicher Menge für den Endverbrauch zu erhalten. Dies hat wiederum großen Einfluss auf die Gesamtkosten der Energieversorgung aufgrund höherer benötigter erneuerbarer Erzeugungskapazitäten und Flächenverbrauch.

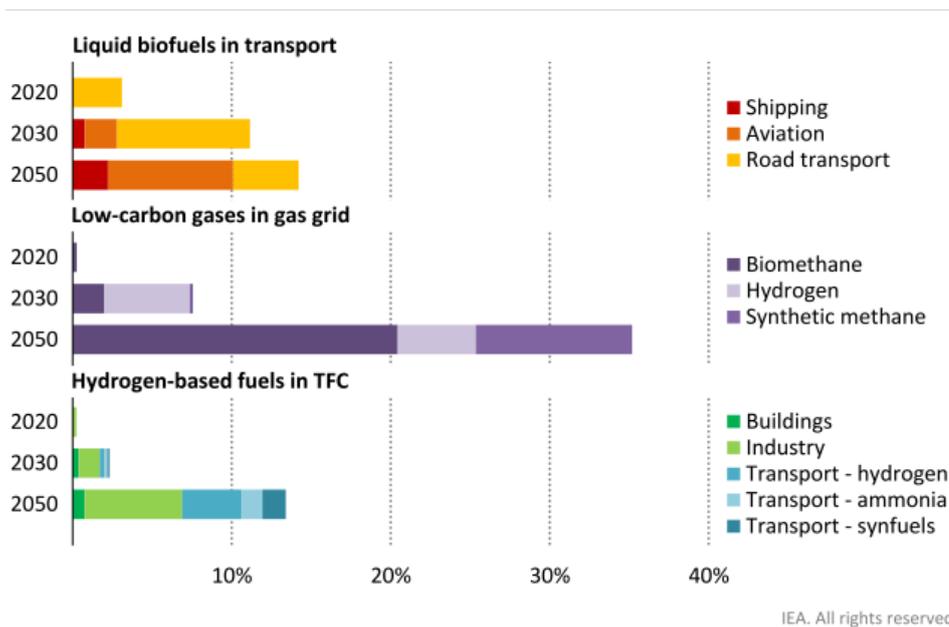
⁷³¹ Wasserstoff über die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff (Elektrolyse), Methan über die Verbindung von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid und Ammoniak über die Verbindung von Wasserstoff mit Stickstoff.

Tabelle 64: Transportkosten für Energie nach Transportmodus.
 Datenquelle: DeSantis, et al., 2021; Saadi et al., (2018).

Transportmodi	HVDC (high voltage DC)		Flüssig (Pipeline)			Gasförmig (Pipeline)	
	Strom	Strom	Erdöl	Methanol	Ethanol	Erdgas	Wasserstoff
Energieträger							
Amortisierte Kosten in USD/MWh /1000 Meilen	41,5*	4,4**	0,8	2,2	1,7	3,7	5

Des Weiteren benötigen bestimmte industrielle Prozesse molekülbasierte Energieträger als Rohstoff. Die Stahlproduktion benötigt beispielsweise ein chemisches Reduktionsmittel, um den Sauerstoff aus dem Eisenerz zu entfernen. Hier wird der Einsatz von Erdgas und Wasserstoff schon heute erprobt und umgesetzt, um den CO₂-intensiven Prozess über Koks und Kohle zu ersetzen, der aktuell das Standardverfahren darstellt.

So geht die IEA in ihrem Net-Zero-Szenario auch im Jahr 2050 von hohen Mengen und Anteilen CO₂-armer oder klimaneutraler flüssiger und gasförmiger Energieträger aus, um bestimmte Anwendungen zu versorgen (siehe Abbildung 286).



Low-emissions fuels in the form of liquid biofuels, biomethane, hydrogen-based fuels help to decarbonise sectors where direct electrification is challenging

Notes: TFC = total final consumption. Low-carbon gases in the gas grid refers to the blending of biomethane, hydrogen and synthetic methane with natural gas in a gas network for use in buildings, industry, transport and electricity generation. Synfuels refer to synthetic hydrocarbon fuels produced from hydrogen and CO₂. Final energy consumption of hydrogen includes, in addition to the final energy consumption of hydrogen, ammonia and synthetic hydrocarbon fuels, the on-site hydrogen production in the industry sector.

Abbildung 286: Globales Angebot treibhausgasarmer Energieträger je Sektor im Net Zero-Emissions-Szenario der IEA.

Quelle: IEA, 2021b, S. 106.

2.14.4.1 Wasserstoff

Transport von Erdgas⁷³²

Aufgrund seiner vergleichsweise geringen CO₂-Intensität stellt die vermehrte Verwendung von Erdgas in vielen Ländern eine Brückentechnologie für den Wechsel hin zu einem klimaneutralen Energiesystem dar. Allerdings wurde Erdgas für lange Zeit vorrangig lokal oder regional eingesetzt, weil seine volumetrische Energiedichte im Vergleich zu Erdöl etwa 1000-mal geringer und der Transport pro Energieeinheit dadurch aufwendiger und teurer ist. International gehandeltes Gas machte im Jahr 2018 nur etwa ein Fünftel der insgesamt nachgefragten Gasmenge aus. Im Vergleich dazu wurde etwa die Hälfte des produzierten Erdöls international gehandelt.⁷³³ Erdgas wird regional hauptsächlich in gasförmigem Zustand über Pipelines transportiert, im internationalen Handel jedoch auch vermehrt in verflüssigter Form als Liquefied Natural Gas (LNG) auf dem Schiffsweg (Abbildung 287). Bis zu 50 % der Gesamtkosten von international gehandeltem Gas (Pipeline und LNG) stammen aus der Transportkette.⁷³⁴

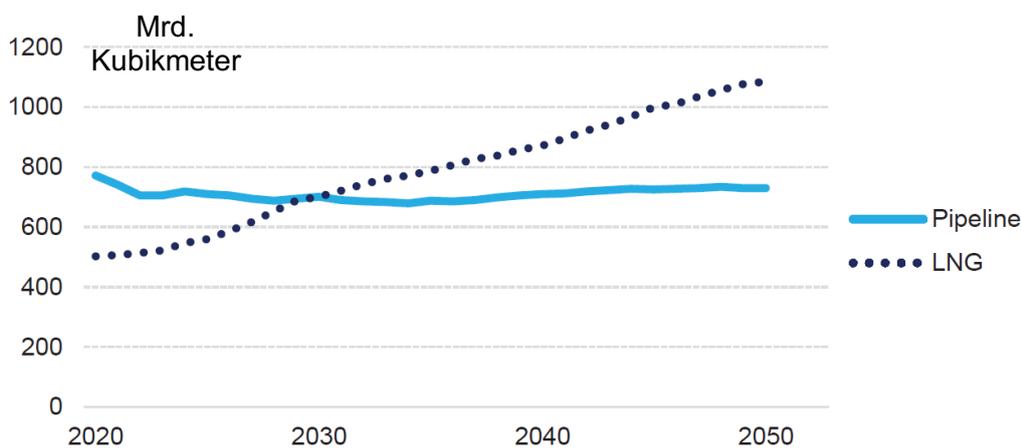


Abbildung 287: Internationaler Erdgashandel nach Transportweg.
Quelle: Gas Exporting Countries Forum, (2022).

Der Global Gas Outlook 2050 des Gas Exporting Countries Forum rechnet mit stark steigendem internationalem Handel von LNG. So wird bei international gehandeltem Gas der Transport mit LNG-Tankern im Jahr 2030 den Transport über Pipelines überholen und im Jahr 2050 sogar 60 % der Menge ausmachen. Insgesamt würden im Jahr 2050 mit 1.800 Mt oder 1.100 Mrd. Kubikmeter fast die vierfache Menge an LNG im Vergleich zum Jahr 2021 verschifft werden (siehe Abbildung 287). Prinzipiell kann Gas auch als Compressed Natural Gas (CNG) in kleineren Tanks auf LKWs oder über den Schienenverkehr transportiert werden. CNG kommt jedoch vorrangig für die Versorgung von lokalen Märkten zum Einsatz, wo der Ausbau

⁷³² Weitere Informationen zum Transport von Methan finden sich im Kapitel 2.12.2, zum Transport von Wasserstoff im Kapitel 2.5.1 oder zum Transport von CO₂ im Kapitel 2.8.4.

⁷³³ Vgl. Hafner & Luciani, 2022, S. 23.

⁷³⁴ Vgl. Hafner & Luciani, (2022).

entsprechender Gasnetze noch nicht weit fortgeschritten ist, und ist nicht Teil dieser Untersuchung.

Transport via Pipeline

Weltweit sind über 1.600 große Erdgas-Pipelines mit einer Gesamtlänge von etwa 1 Mio. km in Betrieb. Weitere 400 Pipeline-Projekte mit einer Länge von fast 0,2 Mio. km sind derzeit im Bau oder in Planung (siehe Abbildung 288).

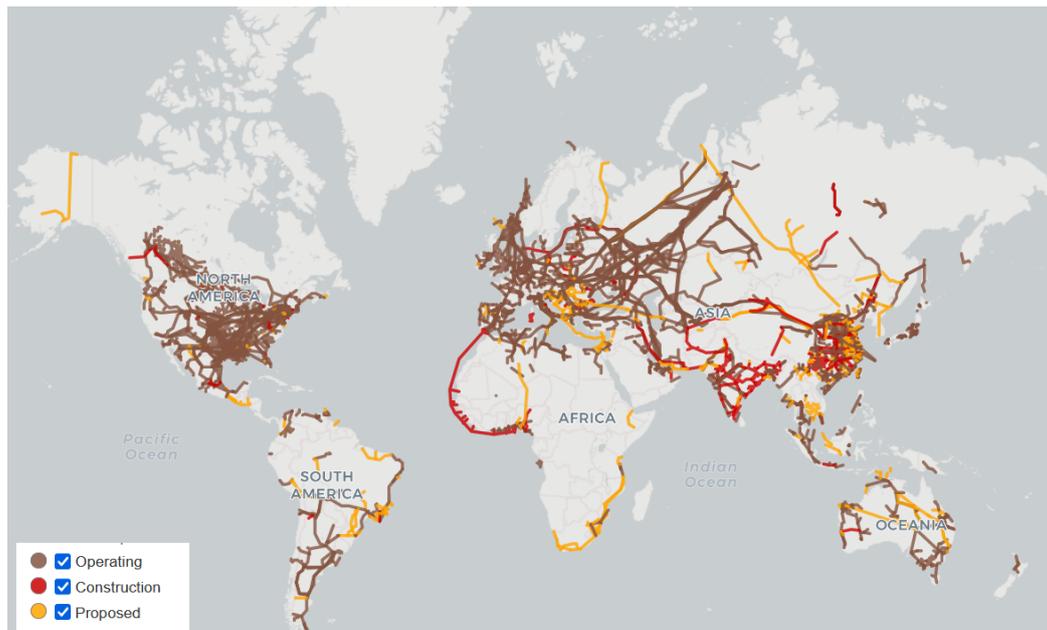


Abbildung 288: Weltweite Erdgaspipeline-Infrastruktur in (2022).

Quelle: Global Energy Monitor, (2022).

Während die USA über das längste Pipelinenetz verfügen, liegt über 60 % der grenzüberschreitenden Erdgaspipelinekapazität in Europa, insbesondere für den Import aus den ehemaligen Staaten der Sowjetunion und Nordafrika.⁷³⁵ Eine Darstellung der sich im Betrieb, Bau und Planung befindlichen Erdgaspipelines nach Regionen ist in Abbildung 289 zu sehen.

⁷³⁵ Vgl. snam, (2022).

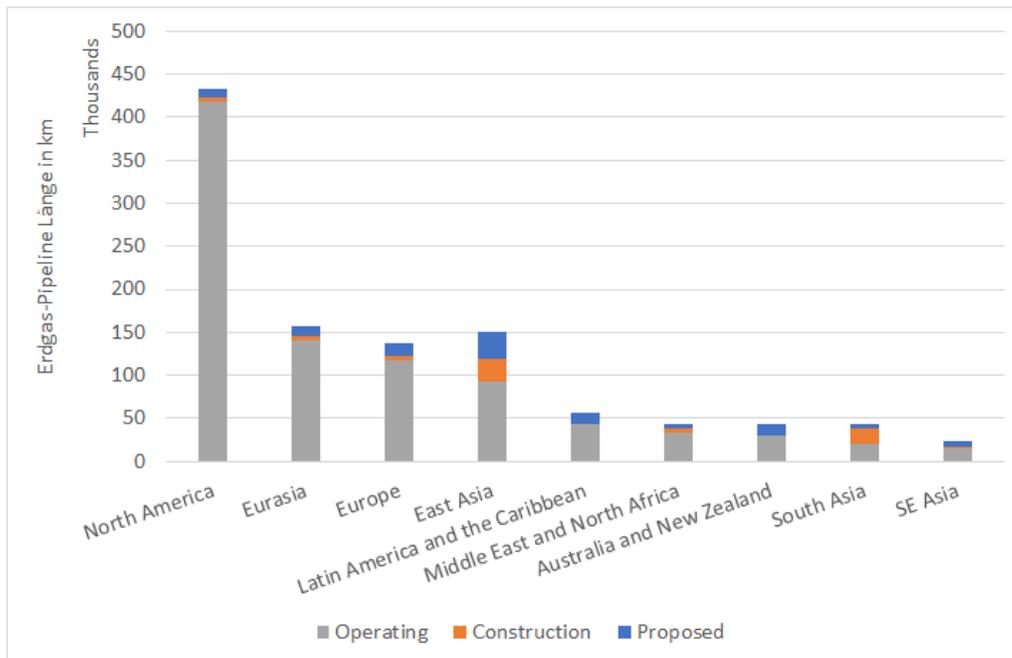


Abbildung 289: Länge von Erdgaspipelines nach Weltregion in (2022).
 Datenquelle: Global Energy Monitor, (2022).

Im Folgenden werden einige techno-ökonomische Eckdaten für den Transport von Gas über Pipelines zusammengefasst. Wie beim Stromnetz kann auch das Pipeline-Netz in unterschiedliche Hierarchiestufen unterteilt werden. Tabelle 65 gibt eine Übersicht über die Eigenschaften der unterschiedlichen Pipeline-Typen. Diese bilden zusammen das Gasnetz: von der Gasquelle über den Transport über weite Strecken bis zur Verteilung innerhalb von Städten und die Bereitstellung für den Endverbraucher.

Tabelle 65: Eigenschaften unterschiedlicher Pipelines im Gasnetz.
 Quelle: Hafner & Luciani, 2022, S. 26.

Pipeline	Verwendung/Transport	Durchmesser / cm	Druck / bar
Sammlung	Quelle zur Aufbereitungsanlage	10-30	Gering
Transport	Über weite Strecken	40-140	15-120
Verteilung	Innerhalb von Städten	5 - 65	< 14
Versorgung	Zum Endverbraucher	< 5	~ 5

Der Gastransport wird über Druckdifferenzen innerhalb des Netzes realisiert. Da der Druck durch Reibung der Moleküle untereinander und mit der Pipeline-Wand während des Transports abnimmt, sorgen Kompressoren bei den Transport-Pipelines alle 100 - 200 km dafür, den Druck aufrecht zu erhalten. Dazu kommen Messstellen, um Daten wie Durchflussmenge, Druck und Temperatur zu erheben und an die Netzbetreiber weiterzuleiten, die den Transportprozess kontrollieren.

Die Kosten für eine Transport-Pipeline verteilen sich zu rund 90 % auf die Investitionen (CAPEX) und etwa 10 % auf den Betrieb (OPEX). Die typische Lebensdauer beträgt etwa 40

Jahre. Wesentliche Einflussfaktoren auf die Kosten sind die Länge, die Kapazität (die durch den Durchmesser und den Druck gemeinsam definiert wird) und projektspezifische Rahmenbedingungen. Dazu zählen vor allem die Geografie und die klimatischen Bedingungen des Transportweges aber auch gesetzliche Vorgaben, z. B. zu den einzuhaltenden Umweltstandards aber auch der Aufwand der notwendigen Genehmigungsverfahren. Die Kostenschwankungen sind daher sehr breit.

Den Großteil der Investitionskosten (CAPEX) für Gas-Pipelines macht mit 70-85 % die Pipeline selbst aus, während 15 - 30 % der Investitionen in Kompressor- und Messstationen fließen. Die Kosten von Kompressorstationen liegen zwischen 2 - 4 Mio. USD/MW. Die Transporttarife für Gas-Pipelines unterscheiden sich ebenfalls je nach Projekt und liegen zwischen 1 und 20 USD/mcm/100 km (siehe Abbildung 290).

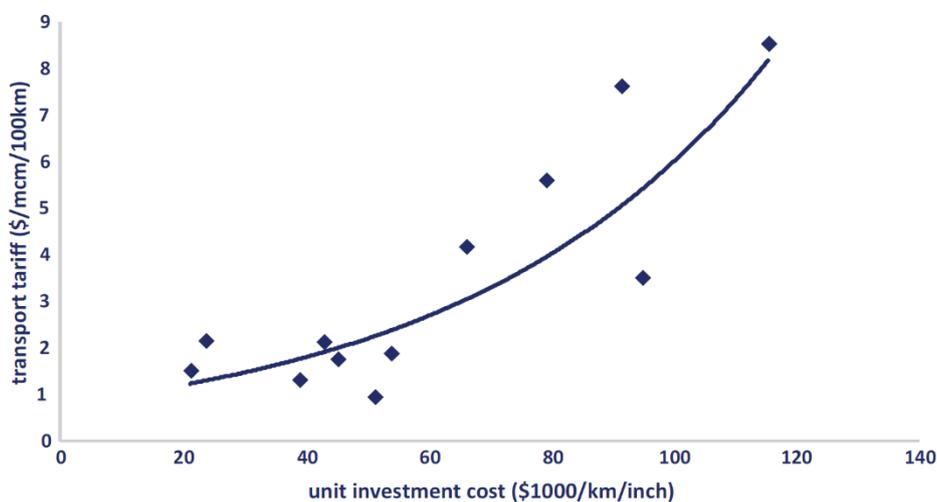


Abbildung 290: Investitionskosten und Transporttarife für große internationale Erdgas-Pipeline-Projekte (2000-2020).

Quelle: Hafner & Luciani, (2022).

Abbildung 291 fasst einige Faktoren zusammen, die die Schwierigkeit bei der Umsetzung eines Pipeline-Projekts erhöhen. Ein erwartbarer Kostenaufschlag ist prozentual angegeben. Zu den größten Preisaufschlägen führen Offshore-Projekte in großen Meerestiefen, sehr harter Stein im Untergrund, Gebirgslandschaften sowie Verläufe durch urbane Regionen.

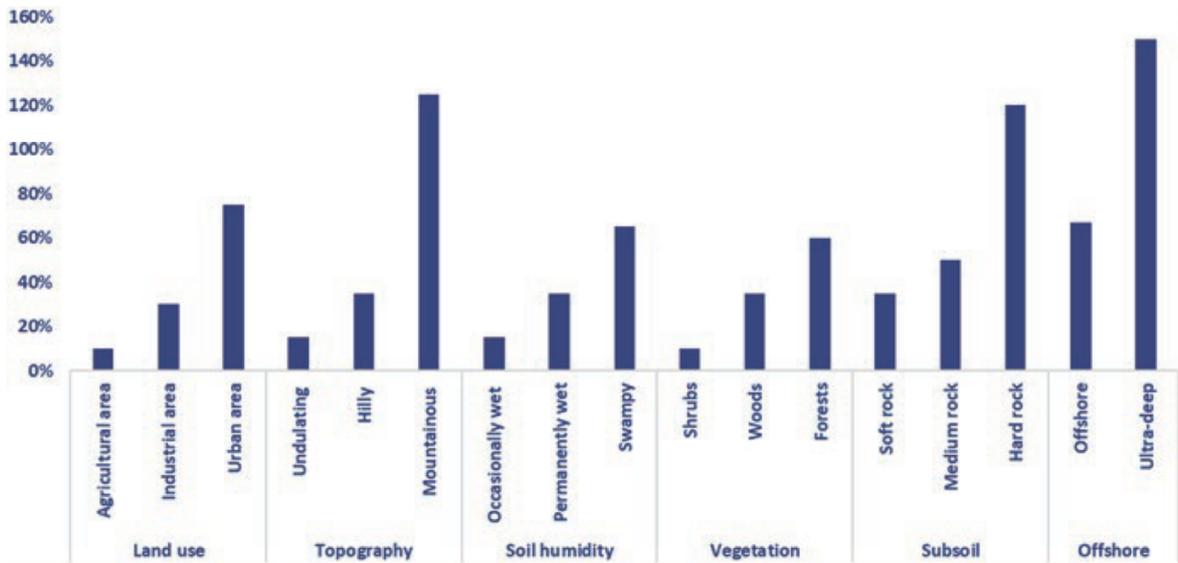


Abbildung 291: Einflussfaktoren auf die Kosten eines Pipeline-Projekts und deren prozentualer Zuschlag.
 Quelle: Hafner & Luciani, 2022, S. 29.

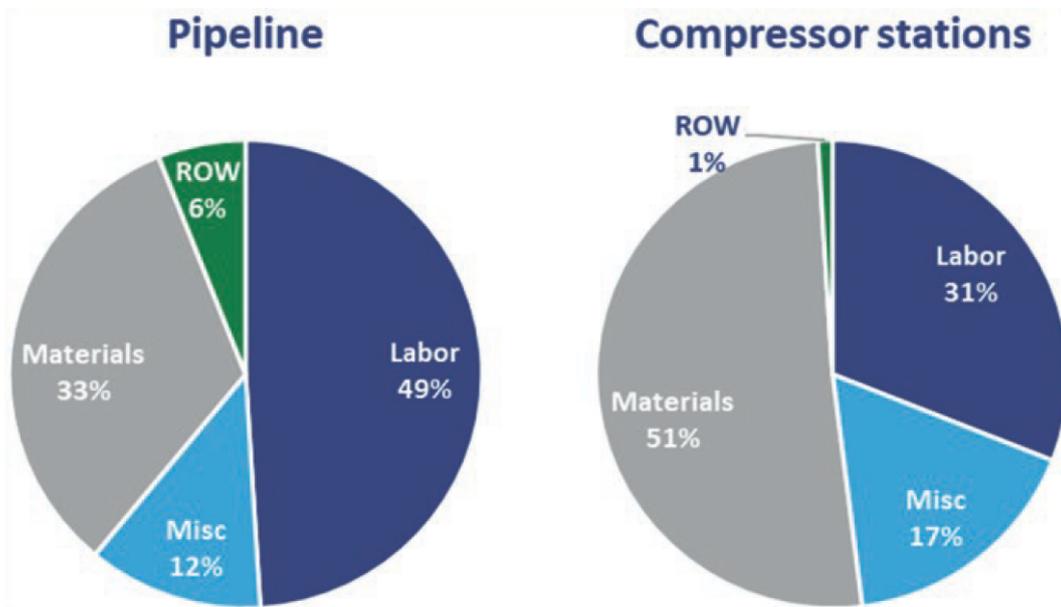


Abbildung 292: Anteilige durchschnittliche Investitionskosten für den Gastransport für die Pipeline und die Kompressorstationen.
 Quelle: Hafner & Luciani, 2022, S. 28.

Weiterhin lässt sich festhalten, dass die Investitionskosten pro transportierter Einheit Gas sinken, wenn die Pipeline größere Mengen transportiert (Economies of Scale). Trotz großer Unterschiede bei den Gesamtkosten einzelner Pipeline-Projekt lassen sich doch einzelne Kostenpunkte ins Verhältnis zueinander setzen (siehe Abbildung 292).

Die wichtigsten Kostenpunkte sind Personal (Pipeline: 49 %, Kompressorstation: 31 %) und Material (Pipeline: 33 %, Kompressorstation: 51 %). Sonstige Kosten umfassen beispielsweise die Projektadministration, anfallende Gebühren, Transport unterschiedlicher

Ausstattungsgegenstände etc. ROW bedeutet „Right-of-way“ und bezieht sich auf Kosten in Verbindung mit der Nutzung der notwendigen Fläche und die Entstehung etwaiger Schäden.

Transport als Liquefied Natural Gas (LNG)

Über den Transport von LNG wurde bereits im Kapitel 2.12.2. berichtet.

Speicher für Erdgas

Der wohl größte Unterschied zwischen Energieinfrastrukturen von Strom und Molekülen besteht in der besseren Speichermöglichkeit für gasförmige und flüssige Energieträger. In Regionen, in denen Gas vor allem für die Bereitstellung von Wärme verwendet wird, existieren beträchtliche Speicherkapazitäten für Erdgas. Damit wird der saisonal stark schwankende Bedarf ausgeglichen, denn ohne Gasspeicher müssten die Transportinfrastrukturen auf die maximale Nachfrage ausgelegt werden und wären in den meisten Stunden eines Jahres nur zum Teil ausgelastet. Außerdem ergeben sich unter diesen Bedingungen große Herausforderungen bei der Netzstabilität. Die Nutzung von Erdgasspeichern ist dabei ökonomischer als überdimensionierte Transportkapazitäten für Erdgas.

Gasspeicheranlagen gibt es in oberirdischen und unterirdischen Ausführungen. Da oberirdische Anlagen nur ein sehr kleines Volumen aufweisen werden sie hauptsächlich zum lokalen, kurzzeitigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage verwendet. Den schwankenden Verbrauch über einen Tag oder gar zwischen Sommer und Winter können sie nicht ausgleichen und werden daher hier nicht weiter betrachtet. Auch zum Ausgleich von Anlandung, Regasifizierung und Verbrauch bestehen neben den Regasifizierungsterminals LNG-Speicher am gleichen Standort. Deren weltweite Kapazität beläuft sich auf über 70 Mio. Kubikmeter. Sie liegt damit um Größenordnungen unter den existierenden Speicherkapazitäten der Erdgasinfrastruktur und ist vor allem für die kurzfristigen Betriebsabläufe an den Importterminals relevant.⁷³⁶ Unterirdische Speicher hingegen können für die Kompensation großer Lastspitzen und auch jahreszeitbedingter Schwankungen im Verbrauch genutzt werden. Die unterirdische Lagerung von Erdgas ist seit Jahrzehnten etablierte Praxis. Grundsätzlich wird zwischen zwei Arten unterirdischer Speicher unterschieden: Kavernenspeicher und Porenspeicher (siehe Abbildung 293).

⁷³⁶ Vgl. IGU, 2022b.

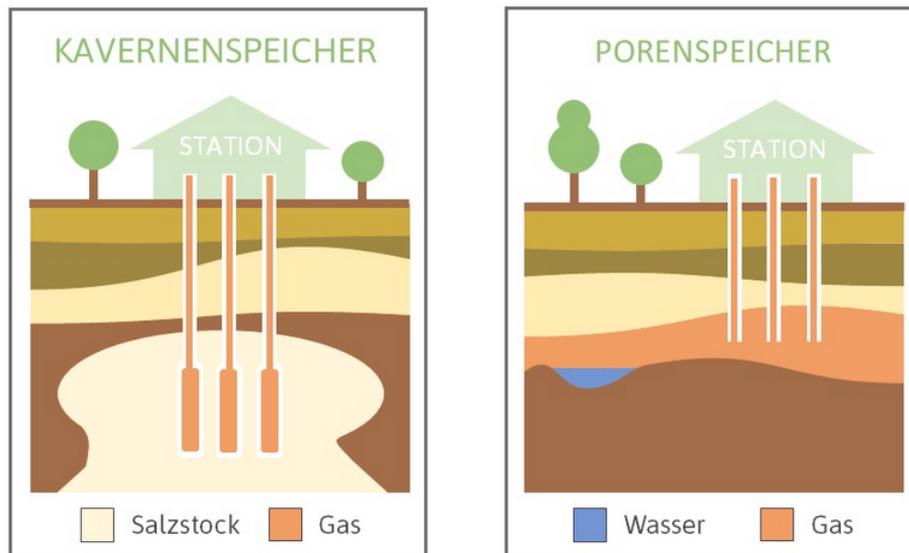


Abbildung 293: Schematischer Vergleich von Kavernen- und Porenspeicher.
Quelle: INES, (2022).

Kavernenspeicher sind große (künstlich) ausgeschwemmte Salzstöcke mit großen Hohlräumen und können Volumina von bis zu 1 Mio. Kubikmeter erreichen. Um eine (künstliche) Salzkaverne anzulegen, werden Bohrlöcher in einer Salzsteinschicht mit Wasser gefüllt und im erforderlichen Volumen ausgewaschen. Das Gas kann dann mit Drücken von bis zu 200 bar im Untergrund gespeichert und aufgrund der physikalisch-chemischen Eigenschaften der Steinsalzkavernen ohne zusätzliche Abdichtung im Untergrund gehalten werden. Bei Porenspeicher hingegen wird das Gas in tiefe wasserführende Gesteinsschichten (Aquifere) oder ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten gepresst. Auch in diesen Speichern befindet sich aufgrund geologischer Bedingung oft eine natürliche gasundurchlässige Decksschicht, die den Speicher dichthält.

Ein wesentlicher Vorteil von Salzkavernen gegenüber der Nutzung von etwa Aquiferen oder geleerten Öl- und Gasfeldern ist der verminderte Anteil benötigten Puffergases (engl. cushion gas) von unter 20 %. Dieser Puffer ist nötig um den Druck (75 - 200 bar) und damit die Stabilität des Gasspeichers aufrecht zu erhalten. Je nach geologischen Voraussetzungen und der Auslegung der Gasnetzinfrastruktur werden beide Gasspeicherarten verwendet. Die Speicherkapazität in Deutschland teilt sich beispielsweise in etwa 36 % Porenspeicher und 64 % Kavernenspeicher auf. Ein Viertel des jährlichen deutschen Erdgasverbrauchs (230 TWh) oder etwa zwei Monate des Winterverbrauchs können unterirdisch gespeichert werden.

Weltweit sind Gasspeicherkapazitäten vor allem in Länder mit großem Erdgasverbrauch zu finden. Etwa 700 Untergrundspeicher mit einer Gesamtkapazität von über 470 Mrd. m³ Erdgas (entspricht etwa dem fünffachen Jahresverbrauch von Erdgas in Deutschland) waren 2021 in Betrieb. Abbildung 294 stellt die geographische Verteilung der unterirdischen Erdgasspeicherkapazitäten dar.

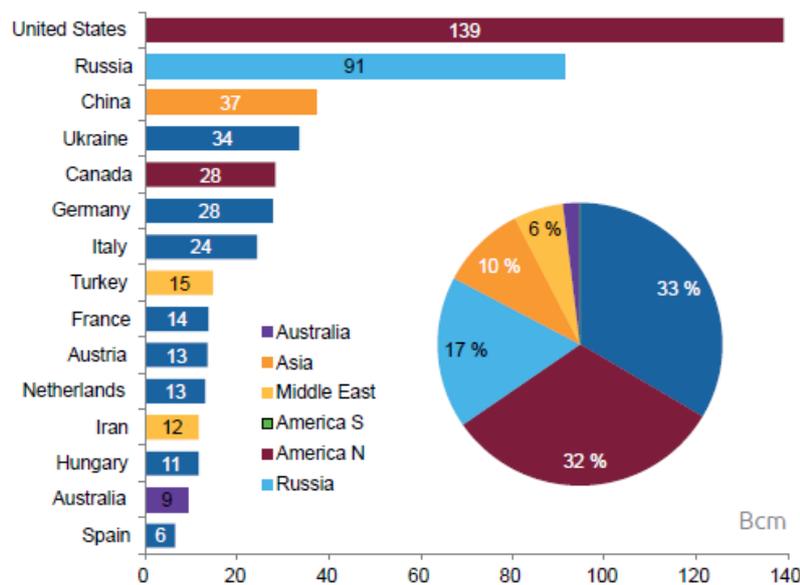


Abbildung 294: Unterirdische Erdgasspeicherkapazitäten der größten 15 Speichernationen in Mrd. Kubikmeter. Quelle: IGU, (2022a).

Die Investitionskosten für unterirdische Gasspeicher unterscheiden sich stark je nach Art, Kapazität und geologischen Bedingungen und lagen in den Jahren von 2000 bis 2014 in Europa zwischen 0,2 bis 2,9 EUR/m³ Speicherkapazität.⁷³⁷ Ausgeförderte Lager von Öl und Gas und Aquifere sind aufgrund der geologischen Bedingungen und teilweise bestehenden Infrastrukturen etwas kostengünstiger.⁷³⁸

Zusammenfassend steht mit den vorhandenen Gasspeichern in vielen industrialisierten Ländern große Kapazität zur Verfügung. Vor dem Hintergrund fortschreitender Elektrifizierung von Teilen des heutigen Erdgasverbrauchs könnte in Zukunft sogar weniger Speicherkapazität notwendig sein. Die heutigen Kapazitäten zur unterirdischen Speicherung von Erdgas können ebenfalls für die Speicherung von Wasserstoff verwendet werden (siehe unten). Die Möglichkeit des Baus, Ausbaus oder gar Rückbaus von unterirdischen Erdgasspeichern in einzelnen Ländern hängt stark von der geologischen Situation, der bestehenden Erdgasinfrastruktur und dem sich entwickelnden Energiesystem als Ganzem ab. Eine Übersicht und Einordnung der weltweiten oder landespezifischen Möglichkeiten übersteigen den Rahmen dieses Papiers.

2.14.4.2 Ammoniak

Wie schon im Kapitel 2.6.1 dargestellt, ist eine Möglichkeit Wasserstoff zu transportieren oder zu lagern, ihn in seinen chemischen Verbindungen wie z.B. Ammoniak zu speichern. Ammoniak ist das wichtigste Wasserstoffderivat und entsteht aus der Synthese von Stickstoff und Wasserstoff (NH₃) und wird größtenteils mit dem schon seit dem frühen 20. Jahrhundert

⁷³⁷ Vgl. ACER, 2015.

⁷³⁸ Vgl. Osieczko et al., (2019).

bekanntem Haber-Bosch-Prozess hergestellt. Ammoniak wird weltweit in der Industrie als Grundstoff für Düngemittel sowie zur Produktion von Kunststoffen und Synthefasern nachgefragt.

De facto kann auf einem Kubikmeter Ammoniak als Wasserstoffträger also mehr Wasserstoff transportiert werden als in flüssiger Reinform. Hinzu kommt, dass der Haber-Bosch Prozess, durch den das Synthesegas hergestellt wird, einen vergleichsweise geringen Konversionsaufwand mit sich bringt (2 - 4 kWh/kg oder 10 % des HHV). Dafür ist die Rückkonversion von Ammoniak in Wasserstoff energieintensiv (sog. Cracking-Prozess). Der energetische Aufwand wird hier auf 10 – 12 kWh/kg Wasserstoff geschätzt (ca. 25 - 30 % des HHV von Wasserstoff).⁷³⁹ Trotz einiger Projekte in der Pilotphase, gibt noch keinen ausgereiften großtechnischen Prozess für die Rückspaltung von Ammoniak in Wasserstoff, bzw. dieser wird heute noch nicht kommerziell betrieben. Die „energy penalty“ beim Transport von Ammoniak liegt demnach anders als beim Transport von reinem Wasserstoff nicht am Anfang, sondern am Ende der Wertschöpfungskette. Die hohen Rückkonversionskosten führen also dazu, dass zusätzlich Ammoniak produziert werden muss, um netto die eingangs transportierte Energiemenge bereitstellen zu können.

In der Literatur wird der Transport von Ammoniak als Träger von Wasserstoff über lange Distanzen dennoch als überlegen gegenüber flüssigem Wasserstoff bewertet. Dies liegt an seinen vorteilhaften Eigenschaften (relativ niedrige Siedetemperatur und hoher Anteil transportierbaren Wasserstoffs) und dem gut etablierten Herstellungsprozess sowie der vielerorts bereits vorhandenen Infrastruktur und notwendigen Technik. Mit einer Produktion von 183 Mt (entspricht 32,4 Mt Wasserstoff) im Jahr 2020 ist Ammoniak eine der meistproduzierten Chemikalien, wobei etwa 10 % der globalen Erzeugungsmengen international über Pipelines oder Tanker transportiert werden. Weltweit existieren derzeit 170 Tankschiffe, die Ammoniak transportieren können, 70 davon sind im durchgehenden Betrieb. Europa ist der größte Ammoniakimporteure mit 4,4 Mt pro Jahr. Weltweit gibt es 38 Export-, und 88 Importhäfen (siehe Abbildung 295).⁷⁴⁰

Angeschlossen an Export- und Importhäfen befinden sich vor allem große Abnehmer von Ammoniak aus der Chemieindustrie. Bei großtechnischer Verwendung von Ammoniak als Energieträger müssten Speicherkapazitäten für Ammoniak an den Ex- und Importhäfen sowie auch

⁷³⁹ Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019). Der Cracking-Prozess ist die Umkehrreaktion des Ammonia-Syntheseprozesses. Ammoniak fängt bei Temperaturen über 200°C an zu zerfallen, jedoch müssen normalerweise Temperaturen bis 650°C angewandt werden, um die komplette Zersetzung der Chemikalie in seine Bestandteile zu erreichen. Als Katalysator wird noch Ruthenium eingesetzt, ein sehr teures Edelmetall. Um die Kosten zu reduzieren und auch die Verfügbarkeit sicherzustellen, werden weniger seltene Edelmetalle für die Verwendung untersucht (Nickel, Kobalt, Eisen), was jedoch aufgrund der schlechteren Leitfähigkeit zu benötigten Temperaturen bis 900°C führen könnte.

⁷⁴⁰ Vgl. IRENA, (2022a).

die Cracking-Anlagen zur Rückumwandlung in Wasserstoff stark ausgebaut werden. Derzeit wird Ammoniak nur in Tanks von kleinerer Kapazität bis zu 90.000 t gespeichert.⁷⁴¹

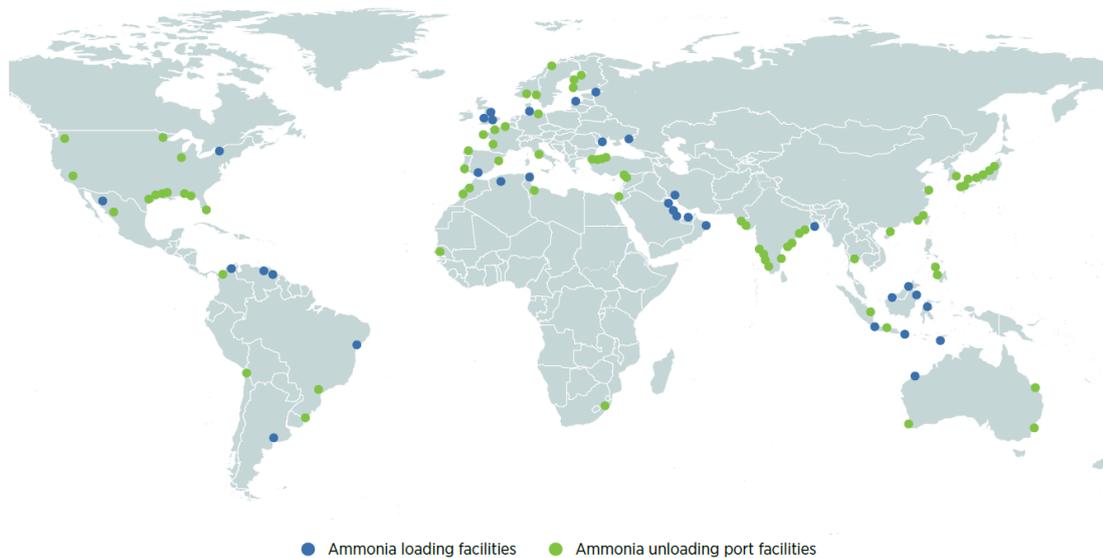


Abbildung 295: Weltweit bestehende Häfen mit Export- und Importmöglichkeiten von Ammoniak.
Quelle: IRENA, 2022a, S. 27.

Der größte Anteil der CAPEX liegt beim Importterminal (57 %), bedingt durch die hohen Kosten für Rückkonversionsanlagen, während das Exportterminal nur 36 % ausmacht. Dies liegt daran, dass Anlagen für den Haber-Bosch Prozess bereits durch langjährige Implementierung am Markt ihre CAPEX durch Skalierung senken konnten. KBR geht von Wasserstofftransportkosten via Ammoniak in Höhe von 4,5 USD/kg aus (CAPEX 3 USD und OPEX 1,5 USD),⁷⁴² IRENA für 2050 von 0,7-1 USD/kgH₂.⁷⁴³

Neben dem interkontinentalen Transport über Schiffe, befinden sich über 5.500 km Ammoniak-Pipelines in Betrieb (3.000 km in den USA und eine 2.400 km lange Pipeline zwischen Russland und Ukraine).⁷⁴⁴

2.14.4.3 Methanol

Ein weiteres energiedichtes Wasserstoffderivat ist Methanol (CH₃OH), das bereits im Kapitel 2.6.4 behandelt wurde. Der einfachste Vertreter aus der Stoffgruppe der Alkohole besitzt eine gravimetrische Wasserstoffspeicherkapazität von 12,5 % und volumetrisch von 99 kg/m³, vergleichbar zu Ammoniak. Die am weitesten verbreitete Route zur Produktion von Methanol verläuft über die Synthese von Wasserstoff und CO₂. Dieser Prozess ist technisch ausgereift, wenn auch weniger etabliert als die „traditionelle“ erdgasbasierte Produktionsweise. Der

⁷⁴¹ Vgl. IRENA, (2022a).

⁷⁴² Vgl. KBR Advisory Consulting, (2021).

⁷⁴³ Vgl. IRENA, (2022a).

⁷⁴⁴ Vgl. KBR Advisory Consulting, (2021).

energetische Aufwand beträgt etwa 1,3 - 1,8 kWh/kg H₂ für die Hydrierung von CO₂, 4,5 % des HHV von Methanol.

Ein zusätzlicher Aspekt der Nutzung von Methanol als Wasserstoffträger ist die Herkunft des verwendeten CO₂. Methanol kann nur klimaneutral sein, wenn durch dessen Produktion (und direkter Nutzung) kein zusätzliches CO₂ in die Atmosphäre gerät. Hier bietet sich etwa CO₂ zur Synthese mit Wasserstoff an, das in der Industrie abgefangen wurde, dann z.B. nach Europa transportiert und nach der Abspaltung von Wasserstoff wiederverwendet wird (CO₂-Kreislauf). Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung von CO₂ aus Direct Air Capture (DAC), das jedoch momentan noch sehr teuer ist (siehe Kapitel 2.8.).⁷⁴⁵ Ein wichtiger Aspekt in dieser Hinsicht ist die Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Derivaten, die in Kapitel 2.4 aufgegriffen wird.

Zusammenfassend betrachtet bietet Methanol also im Vergleich zu flüssigem Wasserstoff und auch Ammoniak den Vorteil, ohne Kühlungsaufwand transportiert werden zu können und dass durch bereits bestehende Infrastruktur Kosten gespart werden können. Insbesondere im Vergleich zu Ammoniak besitzt Methanol jedoch eine geringere Wasserstoffspeicherkapazität, was die Wirtschaftlichkeit dieses Transportmediums beeinflusst, wenn das Ziel die Rückgewinnung des Wasserstoffs selbst ist. Hinzu kommt die Problematik der Sicherstellung der CO₂-Neutralität. Als Wasserstoffträger für den Transport wird Ammoniak deshalb in vielen Studien zum Thema favorisiert.

⁷⁴⁵ Vgl. IRENA, (2021a).

2.14.5 Aufbau, Umstellung und Umbau von Infrastruktur

2.14.5.1 Neue Wasserstoff-Pipelines

Pipelines, die für die Lieferung von 100 % Wasserstoff ausgelegt sind, unterscheiden sich von Erdgaspipelines vor allem in ihrem Material und den benötigten Kompressoren. Die Internationale Energie Agentur (IEA) schätzt, dass die Kosten für eine neue Wasserstoff-Pipeline (CAPEX) etwa 10 -50 % über denen konventioneller Gaspipelines liegen, aufgrund der gesteigerten Materialkosten für die verstärkten Außenwände und gegebenenfalls den größeren Durchmesser, um mehr Energie transportieren zu können.⁷⁴⁶ In Tabelle 66 sind Randbedingungen für eine neue, 1.500 km lange Wasserstoffpipeline aufgeführt.

*Tabelle 66: Beispielkosten einer neuen Wasserstoffpipeline.
Quelle: Khan et al., (2021).*

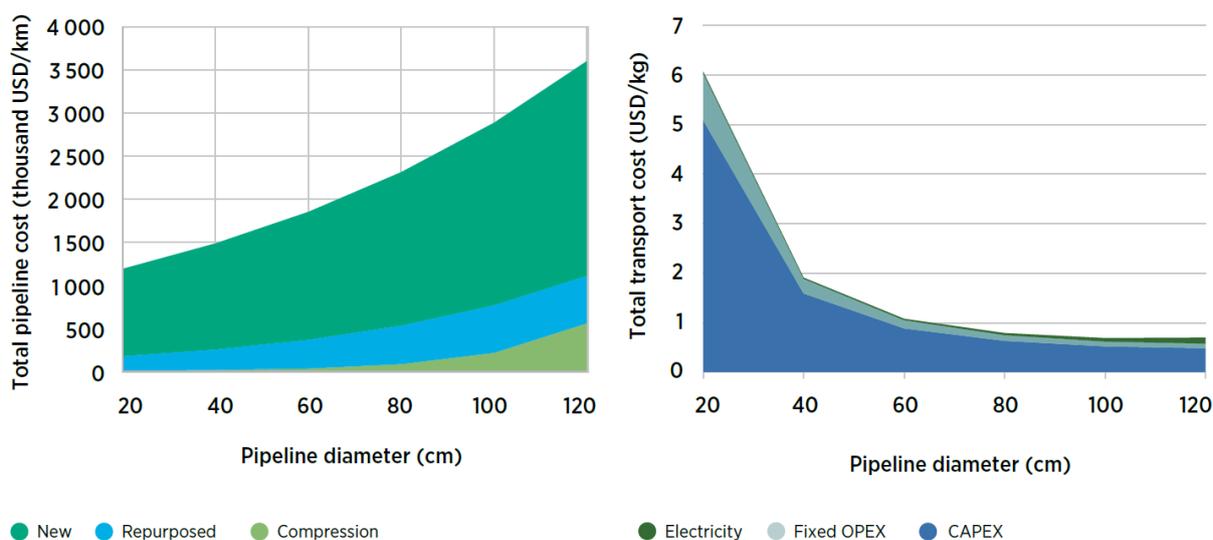
Länge	1.500 km
Druckniveau	70 bar
Abstand zwischen Kompressoren	500 km
Kapazität	4.280 t/Tag
Verfügbarkeit	90 %
CAPEX (gesamt)	4,57 Mrd. USD
OPEX (gesamt pro Jahr)	166,2 Mio. USD (ca. 3,6 %)
Inlet Kompressionsaufwand	0.63 kWh/kg H ₂
Enroute Kompressionsaufwand	0.45 kWh/kg H ₂

In diesem Beispiel betragen die „Transportkosten“ für den Wasserstoff insgesamt 0,69 USD/kg H₂. Dieser Preis ist vor allem durch die hohen initialen und irreversiblen Investitionskosten für die Pipeline getrieben. Die versunkenen Kosten von Pipeline-Systemen stellen ein Investitionsrisiko dar und setzen voraus, dass der Bedarf von Wasserstoff über die Lebenszeit der Pipeline gegeben bleibt. Um die Kosten für den Ferntransport großer Mengen Wasserstoffs über ein Pipeline System zu verringern, bieten sich noch zwei weitere Möglichkeiten: Die Umfunktionierung bestehender Erdgaspipelines oder die Beimischung von Wasserstoff in bestehende Erdgasnetze.

⁷⁴⁶ Vgl. IEA 2021d.

2.14.5.2 Umfunktionieren bestehender Erdgaspipelines

Weltweit sind Erdgasnetze mit einer Gesamtlänge von 1 Mio. km installiert. Bei der Umfunktionierung sollen wenig ausgelastete – oder durch den potenziellen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zukünftig weniger ausgelastete – Pipelines für den Wasserstofftransport angepasst werden. Die Investitionskosten von umfunktionierten Pipelines können um 65-94 % billiger sein als die einer neuen Wasserstoffpipeline.⁷⁴⁷ Abbildung 296 zeigt den Kostenunterschied zwischen neuen und bestehenden umfunktionierten Pipelines. Voraussetzung für die Umfunktionierung ist, dass das Material der Pipeline der Gefahr vor Versprödung und dem nötigen Druck für den Wasserstofftransport standhalten kann. Deshalb müssen ggf. Kosten für die Verstärkung der Außenwände kalkuliert werden. Zusätzlich müssen Kompressoren, die nicht für den Betrieb mit Wasserstoff ausgelegt sind (höhere Impeller-Geschwindigkeit und Versprödungs-Probleme), aber auch Ventile, Messgeräte, Leckagen-Detektoren und Gasflusskontrollsysteme ausgetauscht werden. Projekte mit dem Ziel der Pipeline-Umfunktionierung wurden bereits erfolgreich durchgeführt. Beispielsweise erwarb Air Liquide in Texas, USA zwei Pipelines und baute sie für den Betrieb mit Wasserstoff aus. Ähnliche Projekte sind etwa zwischen Deutschland und Dänemark geplant.



Notes: Right figure is for 5 000 km.

Abbildung 296: Investitionskosten für Wasserstoff-Pipelines (links) und Gesamttransportkosten (rechts).

Quelle IRENA, 2022a, S. 113.

2.14.5.3 Case Study European Hydrogen Backbone

In Europa gibt es im speziellen eine weitreichende Vision einiger Erdgasnetzbetreiber für ein gut ausgebautes europäisches Wasserstofftransportnetz bis 2040, dem European Hydrogen Backbone (siehe Abbildung 297). Sollte Wasserstoff eine größere Rolle für ein klimaneutrales Energiesystem in Europa spielen, so könnte laut European Hydrogen Backbone Initiative

⁷⁴⁷ Vgl. IRENA 2022a.

schon im Jahr 2030 ein Startnetz mit einer Länge von 6.800 km existieren, welches Wasserstoff-Cluster miteinander verbindet. Bis zum Jahr 2040 könnte die gesamte Pipeline-Infrastruktur auf fast 23.000 km anwachsen. Von den Gesamtinvestitionskosten würden 60 % auf umfunktionierte und neue Wasserstoff-Pipelines entfallen, während die Kompressionsanlagen 40 % der Kosten ausmachen würden. Gleichzeitig würden umfunktionierte Erdgas-Pipelines dabei 75 % der Gesamtlänge des Netzes ausmachen. Die Aufteilung der Gesamtkosten auf Umrüstung bestehender Infrastruktur und auf Bau neuer Wasserstoff-Pipelines entspräche jeweils 50 %.⁷⁴⁸ Dies zeigt die hohe Wertigkeit der bestehenden Infrastruktur für ein europaweites Wasserstoff-Transportnetz.

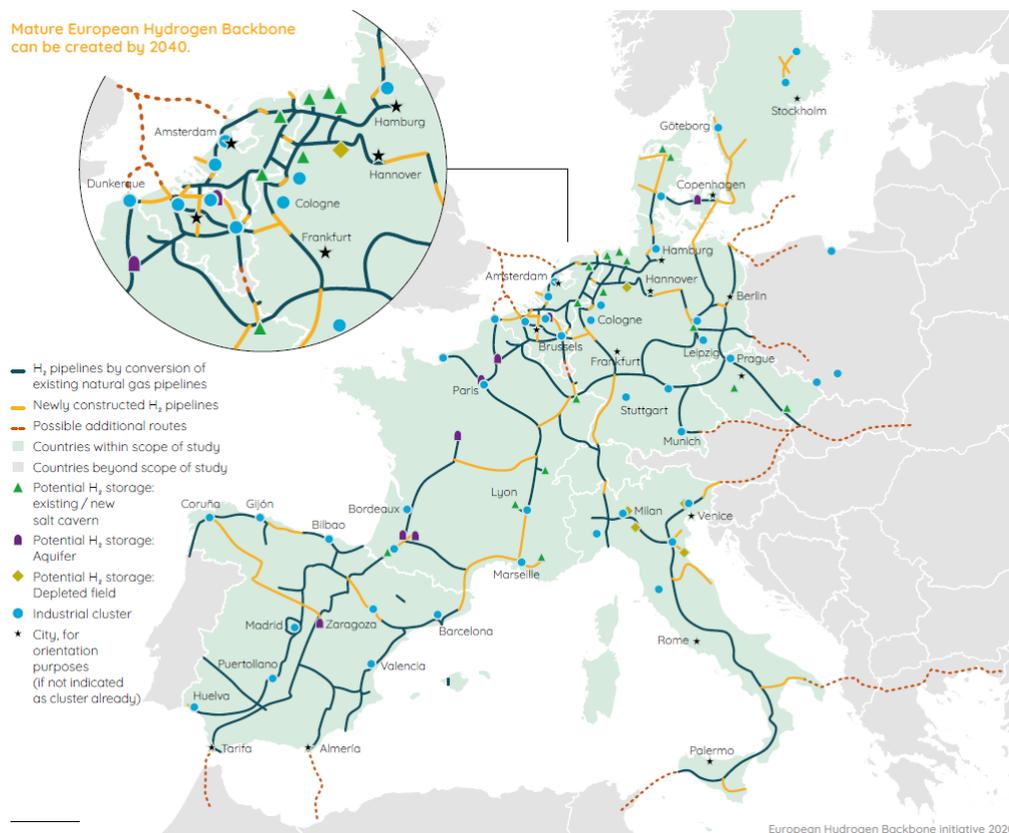


Abbildung 297: Das European Hydrogen Backbone in 2040.

Quelle: European Hydrogen Backbone Initiative, (2020).

2.14.5.4 Aufbau, Umstellung und Umbau

Die Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem benötigt Infrastrukturen zum Transport von Energie in Form von Elektronen und Molekülen sowie von CO₂. Allerdings ist nicht der Aufbau von Energieinfrastrukturen nicht nur durch die Klimatransformation getrieben. Besonders der Aufbau von Strominfrastrukturen in Entwicklungs- und Schwellenländer ist unerlässlich, um den dort lebenden Menschen höheren Wohlstand zu ermöglichen.⁷⁴⁹ Eine direkte Abgrenzung zwischen benötigter Infrastruktur für die Erhöhung des Wohlstands auf der

⁷⁴⁸ Vgl. European Hydrogen Backbone Initiative, (2020).

⁷⁴⁹ Vgl. IEA, (2021e).

einen Seite und für die Schaffung eines klimaneutralen Energiesystems auf der anderen Seite, kann nur durch Detailanalysen in den entsprechenden Ländern eruiert werden. Jedoch soll in diesem Kapitel eine mögliche Kategorisierung und Einordnung von Ländern mit unterschiedlichen Voraussetzungen erfolgen, um Infrastrukturerfordernisse besser einschätzen zu können. Wie oben erläutert, wird der Aufbau der Strominfrastruktur in vielen Ländern etwa die Hälfte der Gesamtinvestitionen ausmachen und um viele Millionen km ansteigen. Weiterhin wurde ersichtlich, dass Gaspipelines und -netze sowie unterirdische Gasspeicher in vielen Industrie- aber auch Schwellenländern in großer Transportkapazität und geografischen Verteilung vorhanden sind. Diese Infrastruktur kann auch für den Landtransport und lokalen Speicherung klimaneutraler Moleküle verwendet werden. Für die Entwicklung einer globalen Transportinfrastruktur für klimaneutrale Energieträger wird hingegen der Ausbau von Infrastruktur für den Seetransport notwendig. Hierbei muss Infrastruktur (Exportterminals-Tankerschiffe-Importterminals) je nach Transportform von Wasserstoff entweder komplett neu (flüssiger Wasserstoff und LOHCs) entstehen oder zumindest um einen Faktor 50 basierend auf der bestehenden Infrastruktur (Ammoniak und Methanol) ausgebaut werden. Der großtechnische Einsatz von CCS kann nur gelingen, wenn die entsprechende Transport- und Speicherinfrastruktur um einen Faktor 150 skaliert wird (siehe Tabelle 67).

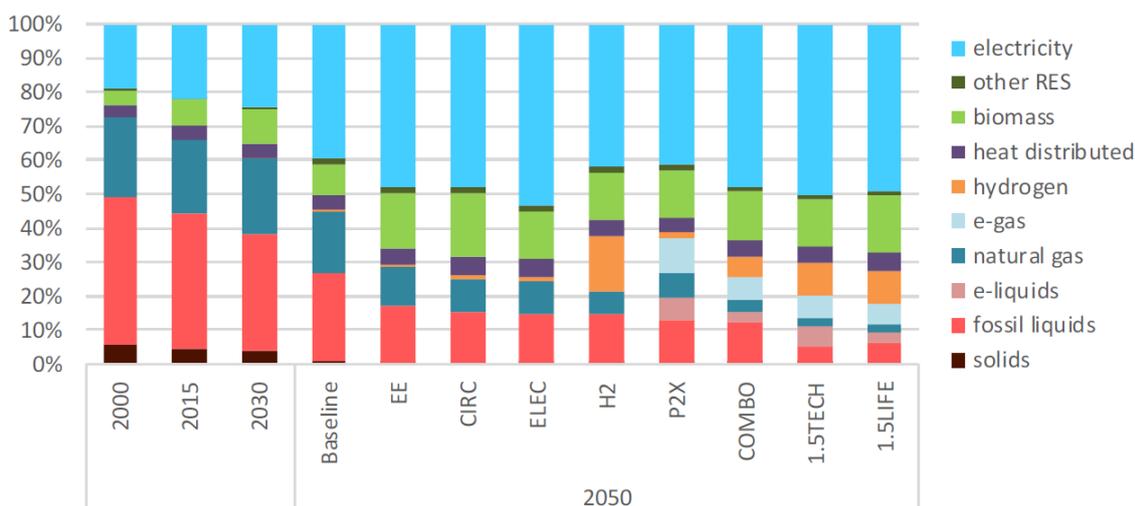
Tabelle 67: Skalierung von Energieinfrastrukturen und wichtige Randbedingungen

Energietransportinfrastruktur	Nötige Skalierung	Randbedingungen
Stromnetz	Faktor 2 - 5	Auf- und Ausbau sowieso nötig in Schwellen- und Entwicklungsländern, abhängig vom Grad der Elektrifizierung und Region
Gasnetz und -speicher	Nicht eindeutig, vor allem Umrüstung bestehender Infrastruktur	Abhängig von nationalen Bedingungen und Grad der Elektrifizierung, mögliche Weiternutzung für klimaneutrale Energieträger nach Umbau
Flüssiger Wasserstoff	Vollständiger Aufbau	Stark abhängig von Anwendung und Kostenentwicklung anderer Wasserstoffderivate
LOHCs	Vollständiger Aufbau	Stark abhängig von Anwendung und Kostenentwicklung anderer Wasserstoffderivate
Ammoniak	Faktor 50	Erfahrung und Anwendungen existieren, abhängig von Kostenentwicklung anderer Wasserstoffderivate
Methanol	Faktor 50	Erfahrung und Anwendungen existieren, abhängig von Kostenentwicklung anderer Wasserstoffderivate
CO₂ für CCS	Faktor 150	Regional starke Unterschiede bzgl. Aufkommen und Abscheidungspotenzialen von CO ₂ , stark abhängig von Kosten und lokaler Akzeptanz

2.14.5.5 Die Rolle bestehender Infrastruktur – Case Study EU

Neben dem notwendigen Aufbau von Energietransportinfrastruktur kann bestehende Infrastruktur eine wichtige Rolle einnehmen. Insbesondere für Europa ist die Datenlage ausreichend, um Aussagen über die weitere Nutzung bestehender Infrastruktur zu treffen. Für viele andere Regionen der Welt liegen nicht genügend Informationen und Analysen vor. Eine weltweite Analyse der Relevanz bestehender Infrastruktur übersteigt den Rahmen dieses Papiers. Daher wird im Folgenden die Relevanz und die Rolle der bestehenden Gasinfrastruktur in Europa in einer Case Study aufgearbeitet.

Eine wichtige Randbedingung bei der Betrachtung der Relevanz der bestehenden Gasinfrastruktur (Netze und Speicher) ist der Grad der Elektrifizierung des Endverbrauchs. Je nach Annahmen und Modellierung kann der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch stark variieren. Eine komplette Elektrifizierung des Endverbrauchs wird sowohl auf politischer Ebene als auch in der Wissenschaft als unrealistisch eingeschätzt. Jedoch lässt sich bei Betrachtung über viele Studien hinweg feststellen, dass für ein klimaneutrales Energiesystem in der EU ein höherer Grad der Elektrifizierung ökonomisch sinnvoll und technisch machbar ist, also eine no-regret Maßnahme darstellt. Stand heute liegt der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch bei knapp 25 %. Dieser Anteil steigt in verschiedenen Studien bis 2050 auf über 50 %. Jedoch liegen nur wenige Szenarien bei einem Elektrifizierungsgrad von über 60 %. Ein Anstieg des Anteils von Strom am Endenergieverbrauch in der EU auf 40 - 50 % wird gemeinhin als realistisch eingeschätzt (siehe Abbildung 298).⁷⁵⁰



Source: Eurostat (2000, 2015), PRIMES.

Abbildung 298: Anteil von Energieträgern am Endenergieverbrauch.

Quelle: European Commission, (2018).

Die Nutzung von Strom für die Herstellung von klimaneutralen molekülbasierten Energieträgern innerhalb der EU ist hierbei schon mit abgedeckt und macht je nach Modell und Szenario 10 - 40 %

⁷⁵⁰ Vgl. Lebelhuber & Steinmüller, 2019; Capros et al., 2019; Arduin et al., 2022; European Commission, (2018).

des Stromverbrauchs aus. Dies bedeutet, dass neben der Nutzung von Strom gasförmige Energieträger noch eine wichtige Rolle spielen werden (siehe Abbildung 299).

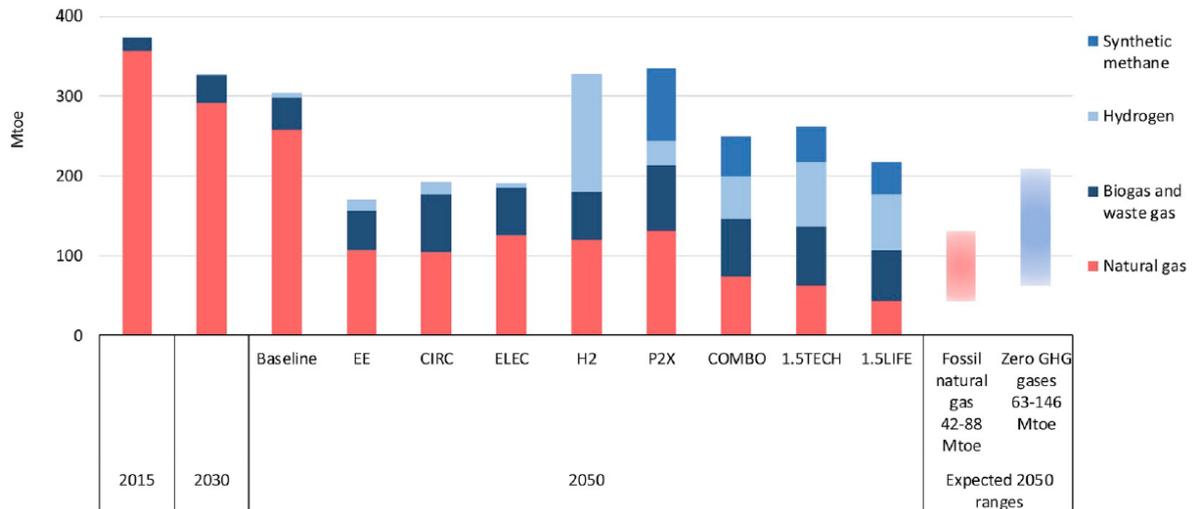


Abbildung 299: Verbrauch gasförmiger Energieträger nach Typ und Szenario. Quelle: Capros et al., (2019).

Tabelle 68: Verwendungszwecke und Relevanz der bestehenden Gasinfrastruktur für ein zukünftiges klimaneutrales Energiesystem in der EU

Saisonale Speicherung von erneuerbarer Energie Gasspeicher und -netze spielen besonders für langfristige Speicherung von Energie eine Rolle und sind einfacher im Ausgleich zu halten als Stromnetze.

Nutzung der Gasinfrastruktur kann benötigten Stromnetzausbau reduzieren Der Ausbau von Stromnetzen ist komplex und kann durch die Nutzung der bestehenden und umgestellten Gasinfrastruktur kostenoptimiert werden.

Erlaubt die Verwendung klimaneutraler Gase Klimaneutrale Gas haben das Potenzial, verschiedene Endverbrauchssektoren zu dekarbonisieren unter Nutzung bestehender und umgebauter Gasinfrastruktur zu defossilieren.

Die Gasinfrastruktur ist verfügbar und kosteneffektiv Vergleichsweise geringe Investitionen nötig, um bestehende Gastransportinfrastruktur in der EU auf erneuerbare Gase umzustellen.

Mögliche Beschleunigung der Energie- und Klimatransformation Bestimmte Sektoren liegen hinter Transformationszielen (Gebäuderenovierung) oder können kaum oder nur schwer elektrifiziert oder klimaneutral werden.

Lösung von Akzeptanzproblematik Infrastrukturausbau Bestehende Gasinfrastruktur ist größtenteils unterirdisch und besteht schon. Akzeptanzprobleme hinsichtlich der weiteren Nutzung sind damit voraussichtlich gering.

Energiesicherheit kann erhöht werden Die Nutzung der Gasinfrastruktur sowie erneuerbarer Gase unterschiedlicher Herkunft ermöglicht eine Diversifizierung von Energieträgern und kann damit die Versorgungssicherheit unterstützen.

Je nach Szenario wird also eine Nutzung gasförmiger Energieträger zwischen knapp unter 50 % und etwa dem Stand von 2015 ausgegangen. Dies bedeutet auch, dass die bestehende

Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Methan auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen kann.⁷⁵¹

Die Einsparung von Kosten durch Nutzung und Umstellung der bestehenden Gasinfrastruktur auf dem Weg zu einer klimaneutralen EU könnte jährlich zwischen 30 - 49 Mrd. EUR betragen.⁷⁵² Je nach Produktionsstandort von klimaneutralen Gasen innerhalb der EU, dem Importanteil klimaneutraler Moleküle, deren geografischer Anlandung und Einspeisung in das EU-Gasnetz sowie dem Verwendungsort müsste jedoch die bestehende Infrastruktur für Gas ausgebaut und ertüchtigt werden. Als besonders wichtig wird hierbei der Erhalt und mögliche Ausbau von Gasinterkonnektoren zwischen den EU-Ländern angesehen. Dem Neubau von Gasinfrastruktur, die nur dem Transport von Methan dient, jedoch keine technische Möglichkeit des Wasserstofftransports hat, wird in den Studien eine Absage erteilt.⁷⁵³

Bestehende Gasinfrastruktur kann in einer industrialisierten Region wie der EU also eine große Rolle in einem klimaneutralen Energiesystem spielen. Dies bedeutet allerdings nicht, dass der Bau neuer Gasversorgungsnetze in Ländern ohne hohen Anteil von Gas am Endenergieverbrauch einen in jedem Fall sinnvollen Pfad zu einem klimaneutralen Energiesystem darstellt. Den unterschiedlichen Bedingungen in verschiedenen Ländern und möglichen Ansätzen der Infrastrukturentwicklung wird im folgenden Kapitel Rechnung getragen.

2.14.6 Realisierung und Betrieb von Energieinfrastruktur

2.14.6.1 Beimischung von Wasserstoff in bestehende Erdgasnetze

Der Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze wird eine Übergangsrolle für den Transport zugeschrieben, solange eine dezidierte Wasserstoffinfrastruktur, die für den reinen Transport des Elements ausgelegt wurde, noch nicht ausgebaut ist. Bevor Wasserstoff in das bestehende Gasnetz beigemischt werden kann, muss dennoch zuerst sichergestellt sein, dass die verwendeten Infrastrukturen dem angestrebten Mischverhältnis standhalten können. Angesichts der Heterogenität des Netzes könnte dies zu Problemen führen. Abbildung 300 zeigt die technischen Grenzen der Beimischung für verschiedene Bestandteile der bestehenden Erdgasinfrastruktur.

⁷⁵¹ Vgl. Lebelhuber & Steinmüller, 2019; frontier economics, 2019; Gas Infrastructure Europe, (2021).

⁷⁵² Vgl. frontier economics, (2019).

⁷⁵³ Vgl. Arduin et al., 2022; Capros et al., (2019).

		[%]→	2	5	10	20	25	30	40	50	60	70	80	90	100
TS	Pipeline (steel, >16 bar)	10%													
TS	Compressors	5%													
ST	Storage (cavern)	100%													
ST	Storage (porous)														
ST	Dryer	5%													
TS/DS	Valves	10%													
TS/DS	Process gas chromatographs														
TS/DS	Volume converters	10%													
TS/DS	Volume measurement	10%													
DS	Pipeline (plastics, <16 bar)	100%													
DS	Pipeline (steel, <16 bar)	25%													
DS	House installation	30%													
U	Gas engines	10%													
U	Gas cooker	10%													
U	Atmospheric gas burner	10%													
U	Condensing boiler	10%													
U	CNG-vehicles	2%													
U	Gas turbines	1%													
U	Feedstock														

Abbildung 300: Limitationen für die Beimischung von Wasserstoff in ausgewählten Komponenten der Erdgasinfrastruktur (dunkelgrün: nach heutigem Stand ohne Umrüstung möglich, hellgrün: Umrüstungen notwendig, gelb: unklare Datenlage oder weitere Untersuchungen nötig, rot: technisch nicht möglich).

Quelle: Fraunhofer IEE, (2022).

Wasserstoff kann demnach zu Anteilen von 2 - 10 % in Erdgasnetze eingespeist werden, bevor größere Anpassungen an den Pipelines vorgenommen werden müssen, und stellt aus technischen Gesichtspunkten keine große Herausforderung dar. Auch einige Beispielprojekte sind weltweit schon in Betrieb (siehe Tabelle 69).

Tabelle 69: Beispielprojekte für die Beimischung von Wasserstoff in Gasnetze.

Quelle: IEA, 2021d.

Projektname	Status
Avacon + DVGW (Deutschland)	Pilotprojekt (20 % Beimischung)
GRHYD (Capelle la Grand, Frankreich)	Pilotprojekt (20 % Beimischung)
Snam (Italien)	Pilotprojekt (10 % Beimischung)
HyDeploy (UK)	Pilotprojekt (20 % Beimischung)
Hyp SA (Australien)	Pilotprojekt (5-10 % Beimischung)

2.14.6.2 Transport von flüssigem Wasserstoff

Ein weiterer Weg, reinen Wasserstoff zu transportieren, ist, ihn in flüssiger Form (LH₂) zu transportieren. Siehe hierzu auch Kapitel 2.5.3. Der Vorteil von flüssigem gegenüber gasförmigem Wasserstoff ist die erhöhte Dichte. Die Kondensation von Wasserstoff tritt bei atmosphärischem Druck des Gases jedoch erst bei sehr niedrigen Temperaturen ein (-246,0°C). Bei Methan tritt die Kondensation bei gleichem Druck bereits bei -161,5°C ein,

weshalb für die Verflüssigung von Methan weniger Energie benötigt wird. Der benötigte Energiebedarf für die Verflüssigung wird auf 25-35 % des Brennwertes von Wasserstoff beziffert und ist damit signifikant.⁷⁵⁴ Je mehr Tonnen flüssigen Wasserstoffs eine Anlage pro Tag produzieren kann, desto weniger Energie muss pro Kilogramm aufgewendet werden. Zusätzlich determiniert der Auslastungsfaktor der Anlage den Energieaufwand, wobei 100 % Auslastung weniger Stromverbrauch pro Kilogramm Wasserstoff bedeutet als etwa 25 %, da zum Beispiel der zusätzliche Verbrauch für das Hoch- und Runterfahren eingespart wird. Große Anlagen mit hohem Auslastungsfaktor sind also für den Prozess der Verflüssigung zu präferieren. Vor allem der Prozessschritt der Kryo-Kühlung ist sehr energieintensiv und bedarf etwa drei Viertel der gesamten Prozessenergie. Die Infrastruktur für flüssigen Wasserstoff ist derzeit nicht für einen massenhaften Transport ausgebaut ist: Weltweit besteht eine Verflüssigungskapazität von lediglich 0,22 Mt/a (0,4 Promille der LNG-Verflüssigungskapazitäten).⁷⁵⁵

Wann sich der Transport von LH₂ ökonomisch und energetisch lohnen kann, wird im nächsten Abschnitt betrachtet. Durch die höhere volumetrische Energiedichte von flüssigem Wasserstoff sind zwei Formen des Transports von LH₂ denkbar: Der Transport mit Lastkraftwagen sowie der Transport mit Schiffen.

2.14.6.3 Flüssiger Wasserstofftransport via LKW

Ein LKW kann rund 4.000 kg flüssigen Wasserstoff befördern, während bei dem gleichen Volumen (ca. 56 m³) nur etwa 1.100 kg gasförmiger Wasserstoff transportiert werden könnte (bei 350 bar = 21 kg/m³). Trotz einer äußeren Isolierung der Flüssigwasserstofftanks, kann jedoch nicht verhindert werden, dass Wärme in die Tanks gelangen. Dies führt zu einer leichten Verdampfung des Wasserstoffs und es entsteht das sogenannte „boil-off“ Gas im Tank. Wird dieses nicht entfernt, erhöht sich der Druck. Daher wird das überschüssige Gas meist ungenutzt aus dem Tank abgelassen. Diese als „vent-off“ bezeichneten Energieverluste, machen beim Wasserstofftransport mit LKW ca. 0,3 -0,6 % der im Tank enthaltenen Menge pro Tag aus.⁷⁵⁶ Von 4.000 kg blieben nach einem Tag noch 3.760 - 3.880 kg Wasserstoff. Dies entspricht einer signifikanten Verlustenergiemenge. Der Transport von LH₂ über Distanzen, die nur in mehreren Tagen mit dem LKW zurücklegbar sind, sind aufgrund dieser Einbußen aus ökonomischer und energetischer Sicht nicht sinnvoll. Der Transport von LH₂ ist damit nur für die Versorgung von Endverbrauchern auf der „letzten Meile“ relevant.

⁷⁵⁴ Vgl. IRENA, 2022a; Zemo Partnership, (2021).

⁷⁵⁵ Vgl. IRENA, (2022a).

⁷⁵⁶ Vgl. Zemo Partnership, (2021).

2.14.6.4 Flüssiger Wasserstofftransport via Schiff

Zu Beginn des Jahres 2022 wurde der erste Tanker für den Transport von LH₂ in Betrieb genommen und hat bisher eine Fahrt zwischen Australien und Japan zurückgelegt.⁷⁵⁷ Um die für ein klimaneutrales Energiesystem relevante Mengen flüssigen Wasserstoffs über große Distanzen auf den Weltmeeren zwischen Erzeuger und Abnehmer zu transportieren, müssten jedoch eine Flotte aufgebaut werden, die mindestens der heutigen LNG-Flotte mit mehr als 640 Tankern entspricht. Jedoch ist die benötigte (Hafen-)Infrastruktur deutlich komplexer und die Energieverluste höher als beim Transport von LNG.

Eine Studie der KBR Advisory Consulting hat die levelized costs of hydrogen (LCOH) für den Transport flüssigen Wasserstoffs per Schiff bei verschiedenen Exportvolumina im Jahr 2020 berechnet (ohne Produktionskosten von Wasserstoff aber mit Konversions- und Rückkonversionskosten).⁷⁵⁸ Mit steigendem Exportvolumen sinkt der Anteil des Transports an den LCOH (positiver Skaleneffekt). Größere Exportvolumina erlauben zum Beispiel die Standardisierung und Optimierung der Größe der Frachttanks. Bei einem Exportvolumen von 200.000 t/Jahr liegt der Anteil bei 7 USD/kg LH₂, während er bei 500.000 t/Jahr auf 5 USD/kg LH₂ fällt.

Von den 7 USD entfallen 4 USD auf die CAPEX der Infrastruktur und 3 USD auf die Betriebskosten. 50 % der CAPEX müssen für das Exportterminal aufgewendet werden, 39 % für das Importterminal und 11 % für die Tanker. Der hohe Anteil des Export-Terminals folgen aus den hohen Kosten für die Verflüssigungsanlage.

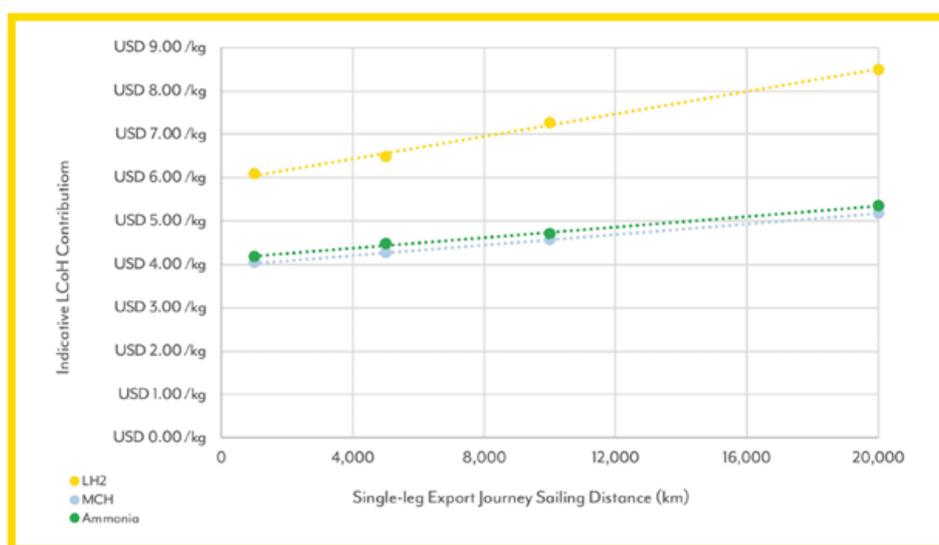


Abbildung 301: Steigende LCOH mit steigender Distanz wegen „boil-off“-Verlusten (250 kt/Jahr).
Quelle: KBR Advisory Consulting, (2021).

Auch der Transport via Schiff ist von „boil-off“-Verlusten betroffen. Je länger die zurückzulegende Distanz, desto höher die verlorene Menge Wasserstoff. Das bedeutet, dass zusätzlich

⁷⁵⁷ Vgl. IGU, 2022b.

⁷⁵⁸ Vgl. KBR Advisory Consulting, (2021).

Wasserstoff hergestellt werden muss, um dieselbe Menge zu transportieren. Dies wirkt sich negativ auf die LCOH aus. Abbildung 301 zeigt, wie sich die LCOH mit zunehmender Distanz erhöhen. Insgesamt ist der Transport von flüssigem Wasserstoff vor allem durch den hohen Energieaufwand für dessen Verflüssigung, die zusätzlichen Energiekosten für die Kühlung und die Kosten für die spezifische Infrastruktur beeinträchtigt. Bei der Speicherung von flüssigem Wasserstoff sind zudem „boil-off“-Verluste zu beachten, die die langfristige Lagerung beeinflussen können. Chemische Wasserstoffspeicher (Wasserstoffderivate) bieten aufgrund ihrer Stoffeigenschaften Vorteile, die die Handhabbarkeit, Transport und die Speicherung von Wasserstoff effizienter machen können (Kapitel 2.7.5 ff).

2.14.6.5 Wasserstoffspeicher

LH₂ könnte dank seiner hohen Dichte in kryo-gekühlten Tanks vor der endgültigen Verschiffung oder Verbrauch unter Energieverlusten zwischengelagert werden. Für Spezialanwendungen bestehen schon heute Tanks (NASA: 227 und 334 Tonnen). Jedoch muss auch bei fortschreitender Entwicklung von „boil-off“-Verlusten in Höhe von 0,1 % pro Tag gerechnet werden. Die Speicherung von signifikanten Mengen unter Annahme einer voraussichtlichen Saisonalität des Verbrauchs (zumindest in nördlichen Breiten) lässt die Speicherung von LH₂ in notwendigen Mengen für die Energieversorgung eines Landes unwahrscheinlich erscheinen.⁷⁵⁹

Deshalb und auch in Anbetracht der Kostenvorteile der Nutzung von Wasserstoff-Pipelines für regionalen und nationalen Transport stellt sich vor allem die Frage der großtechnischen Speicherung von gasförmigem Wasserstoff. Durch seine Flüchtigkeit und geringe Dichte, selbst bei hoher Kompression (40 kg/m³ bei 700 bar) werden große Mengen, wie sie etwa für die avisierte deutsche Energiewende benötigt werden könnten, nicht in Tanks speicherbar sein. Es würden schlicht zu viele Drucktanks gebraucht. Jedoch muss die geringe Dichte von Wasserstoff beachtet werden, wenn existierende Erdgasspeicher für die Speicherung von Wasserstoff verwendet werden sollen. Bei Umwandlung eines unterirdischen Erdgas- zu einem Wasserstoffspeicher kann **nur ein Viertel der vorherigen Energiemenge** gelagert werden.⁷⁶⁰

Nicht alle geologischen Erdgasspeicher sind gleich gut für die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff geeignet. Die Verwendung von Aquiferspeichern und ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten wirft hinsichtlich der Flüchtigkeit und möglicher Reaktion des Wasserstoffs im Untergrund Fragen auf. Als vielversprechendste Anlagen gelten Salzkavernenspeicher, da es zu keinen Speicherverlusten und kaum Verunreinigungen kommt. Es bedarf dennoch der

⁷⁵⁹ Vgl. IRENA, (2022a).

⁷⁶⁰ Vgl. IRENA, (2022a).

Verwendung anderer Materialien, vor allem bei Stahlkomponenten wie den Kavernenköpfen und benötigten Leitungen, aufgrund der genannten Versprödungsproblematik.⁷⁶¹

In vielen Ländern finden Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Speicherung von Wasserstoff in Untergrundspeichern statt (siehe Tabelle 70). Derzeit existieren weltweit jedoch nur vier kommerzielle Wasserstoffspeicher mit Speicherkapazität von insgesamt 512 GWh in Salzkavernen, davon drei in den USA und eine im Vereinten Königreich.

Zum Vergleich: Die weltweite Erdgasspeicherkapazität beträgt etwa 4.500 TWh und ist somit fast 10.000-mal größer. Potenzial zur Umrüstung von Erdgasspeicher auf Wasserstoff in den bestehenden Kavernenspeichern für Erdgas besteht. Der Vorteil einer Umrüstung dieser Anlagen wäre, dass eine saisonale Speicherung zu relativ niedrigen Kosten von 0,2-0,3 USD/kgH₂ möglich wäre. Gleichzeitig müssten je nach jährlichem und saisonalem Wasserstoffbedarf auch neue unterirdische Speicher erschlossen werden. Die theoretische Verfügbarkeit an noch nicht genutztem Speicherpotenzial ist etwa in Europa mit fast 85 PWh sehr hoch (siehe Abbildung 302), bedarf jedoch auch umfangreicher Investitionen.

Tabelle 70: Operationale Salzkavernenprojekte für die Speicherung von Wasserstoff.

Quelle: IEA, 2021d.

Projektname	Land	Fassungsvermögen
Teeside	United Kingdom	27 GWh
Clemens Dome	United States	82 GWh
Moss Bluff	United States	125 GWh
Spindletop	United States	278 GWh

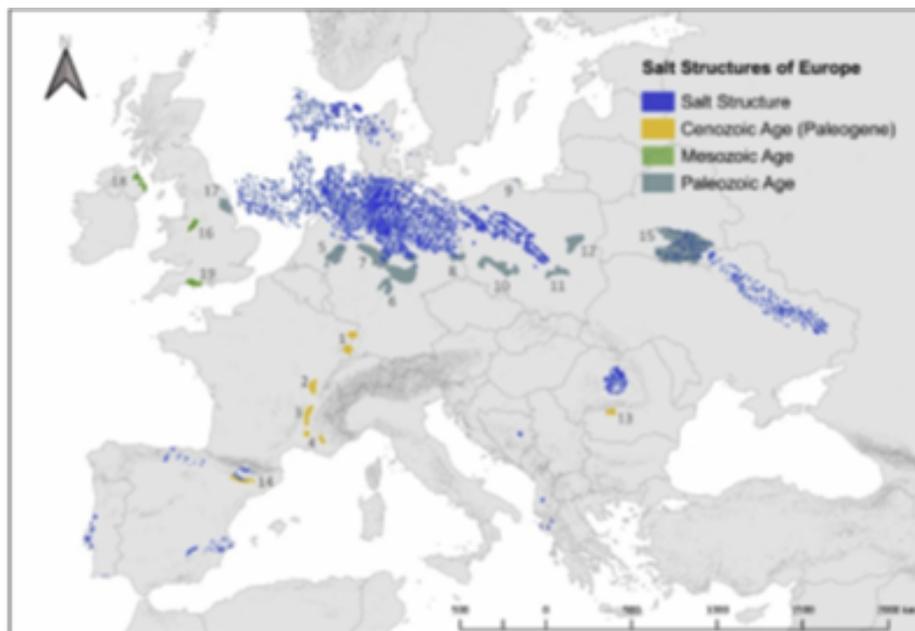


Abbildung 302: Verteilung von Salzkavernen über Europa.

Quelle: Caglayan et al., (2020).

⁷⁶¹ Vgl. Caglayan et al., (2020).

Der Ausbau von Infrastrukturen, vor allem von Wasserstoffpipelines, die an dem Vorkommen von Salzkavernen ausgerichtet sind, werden nötig sein, um etwa eine intereuropäische Wasserstoffversorgung in großer Breite sicherstellen zu können (vergleiche European Hydrogen Backbone in Abbildung 297). In Ländern ohne bestehende oder mit nur rudimentär ausgebauter Infrastruktur stellt sich vor allem die Frage, wie Infrastrukturen für Wasserstoff in einer Gesamtplanung volkswirtschaftlich am sinnvollsten integriert oder aufgebaut werden können. Hierzu bedarf es genauerer Analysen des erwarteten Stromnetzausbaus und des Grads der Elektrifizierung, der potenziellen Wasserstoffverbräuche und -abnehmer sowie geologischer Voraussetzungen.

2.14.6.6 Liquid Organic Hydrogen Carriers

Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) dienen als Träger für Wasserstoff und werden durch die Hydrierung (oder Beladung) eines LOHC Moleküls (H_0LOHC) produziert und anschließend zur Nutzung des Wasserstoffs dehydriert (entladen).⁷⁶² Das LOHC als Wasserstoffspeicher liegt in seiner dehydrierten Form im flüssigen Aggregatzustand vor (anders als etwa Stickstoff bei Ammoniak oder CO_2 bei Methanol). Dies hat den Vorteil, dass das LOHC zu dem Hydrierungsreaktor gepumpt werden kann, statt dass ein zusätzlicher Kompressionsaufwand nötig ist, wie bei der Synthese von N_2 und H_2 .⁷⁶³ Der Hydrierungsprozess ist wie der Haber-Bosch Prozess exotherm. Somit können signifikante Energieeinsparungen bei der Hydrierung erzielt werden und LOHCs haben unter den chemischen Hydriden den niedrigsten Konversionsaufwand ($0,7 \text{ kWh}_{el}/\text{kg H}_2$).⁷⁶⁴ Für den Hydrierungsprozess wird komprimierter Wasserstoff in einem Druckbereich zwischen 10 und 50 bar bei einer Temperatur zwischen 130 und 200°C genutzt.⁷⁶⁵

Zu den am besten untersuchten und ökonomisch rentabelsten LOHCs zählen Toluene-Methylcyclohexan (T-MCH) und Dibenzyltoluene (DBT). Die gravimetrische Wasserstoffspeicherkapazität bei ersterem liegt bei 6,1 % und die volumetrische bei $47 \text{ kg}/\text{m}^3$ (siehe Tabelle 71).

Bei Dibenzyltoluene liegen diese Werte bei 6,2 % und $64 \text{ kg}/\text{m}^3$ (Tabelle 72). Noch einmal zum Vergleich: Pro Kubikmeter können mit Ammoniak als Trägermedium 122 kg Wasserstoff transportiert werden, also ca. 2,6- bzw. 1,9-mal so viel. Verbraucht der Hydrierungsprozess der LOHCs relativ zu Ammoniak wenig Energie, so ist der Dehydrierungsprozess (endotherm) energieintensiver. Für T-MCH werden Temperaturen bis 350°C und ein Energieaufwand von ca. $11,2 \text{ kWh}/\text{kg H}_2$ benötigt, für DBT $270\text{-}290^\circ\text{C}$ und $9 \text{ kWh}/\text{kg H}_2$ (in Form von Wärme).⁷⁶⁶

⁷⁶² Vgl. Niermann et al., (2019).

⁷⁶³ Vgl. ebenda

⁷⁶⁴ Vgl. Andersson & Grönkvist, (2019).

⁷⁶⁵ Vgl. ebenda

⁷⁶⁶ Vgl. Niermann et al., (2019).

Tabelle 71: Wichtige Eigenschaften für den Transport von Wasserstoff über T-MCH

Dichte	770 kg/m ³
Wasserstoffspeicherkapazität	6.1 % (gravimetrisch); 47 kg/m ³ (volumetrisch)
Konversionsaufwand	0,7 kWh/kg H ₂ (Strom)
Rückkonversionsaufwand	11,2 kWh/kg H ₂ (Wärme)
Energy Penalty	12 kWh/kg H ₂ (30 % HHV)

LOHCs wie T-MCH und DBT bieten einige Vorteile für den Transport von Wasserstoff. Zum ersten sind sie bei Raumtemperatur flüssig und haben ähnliche Eigenschaften wie die auf Rohöl basierenden Energieträger Benzin oder Diesel. Theoretisch ist es deshalb möglich bereits existierende Infrastrukturen wie Pipelines, Schifftransport oder auch Schienenverkehr auch für den Transport von Wasserstoff über LOHCs zu nutzen und damit Kosten zu sparen.⁷⁶⁷ Zudem müssen nicht zusätzlich, wie bei Ammoniak und Methanol, weitere Gase neben Wasserstoff energieaufwendig produziert, aufgefangen und gelagert werden.⁷⁶⁸ Zuletzt bedingt die Reversibilität der Stoffe, dass die LOHCs nach der Dehydrierung wieder an den Ort der Wasserstoffproduktion zurück verschifft werden, hydriert und damit wiederverwendet werden könnten. Theoretisch kann somit ein zirkulares Wirtschaftsmodell geschaffen werden. In der Praxis zeigt sich jedoch, dass LOHCs bei der Lagerung und dem Transport durch Nebenreaktionen deteriorieren und ausgetauscht werden müssen.⁷⁶⁹ Dies schafft zusätzlichen Abfall.

Tabelle 72: Wichtige Eigenschaften für den Transport von Wasserstoff über DBT

Dichte	1.032 kg/m ³
Wasserstoffspeicherkapazität	6.2 % (gravimetrisch); 64 kg/m ³ (volumetrisch)
Konversionsaufwand	0,7 kWh/kg H ₂ (Strom)
Rückkonversionsaufwand	9,0 kWh/kg H ₂ (Wärme)
Energy Penalty	10 kWh/kg H ₂ (24,6 % HHV)

Die Speicherung von Wasserstoff in LOHCs findet derzeit nur in vereinzelt Anlagen statt. So soll die größte derzeit im Bau befindliche Anlage (Chempark Dormagen) eine Kapazität von 5 t/Tag haben (eine normale Ammoniakanlage hat eine Kapazität von 3.000 t/Tag). Auch der Transport von Wasserstoff in LOHCs findet nur in Pilotprojekten statt und soll bis zum Jahr 2030 skaliert werden.⁷⁷⁰

⁷⁶⁷ Vgl. Niermann et al., (2019).

⁷⁶⁸ Vgl. Andersson & Grönkvist, 2019

⁷⁶⁹ Vgl. Niermann et al., (2019).

⁷⁷⁰ Vgl. IRENA, (2022a).

2.14.6.7 Vergleich der H₂-Transportmöglichkeiten

Gerade in der Hochlaufphase der Wasserstoffwirtschaft, in der sich die Nutzung CO₂-armen Wasserstoffs in der Industrie etabliert, kann das sogenannte „Blending“ von 2 - 20 % Wasserstoffgehalt in bestehende Erdgasnetze eine Rolle spielen, um kleinere Mengen zum Endkonsumenten zu transportieren. Hierbei stellt sich jedoch die Frage, ob eine derartige unspezifische Verteilung von Wasserstoff an alle Netznutzer ökonomisch sinnvoll gegenüber der spezifischen Verwendung zur Dekarbonisierung industrieller Prozesse ist. Sobald der Bedarf wächst, werden dezidierte Pipelinenetze für Wasserstoff unausweichlich, die die Anpassung bestehender Erdgasnetze (sofern Wasserstoff einen Teil des Erdgases aus dem Markt verdrängt) bzw. den kostspieligeren Neubau von Wasserstoffpipelines erfordert. Aufgrund der hohen CAPEX dieser Pipelines, muss ein konstanter Bedarf gesichert sein, um Investitionen anzuregen. Gleichzeitig steigt der Bedarf jedoch nur, wenn Wasserstoff günstig über den Seeweg transportiert und damit am Markt erstanden werden kann. Dieses „Chicken and Egg“-Dilemma (Kapitel 2.4.) kann nur durch geeignete Policy-Maßnahmen kompensiert werden. Eine Zusammenschau von Transportmöglichkeiten von Wasserstoff und deren Vor- und Nachteile sind in Tabelle 73 zu sehen.

Tabelle 73: Vor- und Nachteile verschiedener Transportmöglichkeiten von Wasserstoff

	H ₂ (gasförmig)	H ₂ (flüssig)	Ammoniak (NH ₃)	Methanol (CH ₃ OH)	LOHC
Pro	Geringer Energieverlust und bestehende Infrastruktur nutzbar	Relativ hohe Energiedichte	Hohe Energiedichte, gasförmig ab -33°C, Bestehende Infrastruktur	Flüssig bis 65°C, Existierende Infrastruktur nutzbar	Flüssig bei Raumtemperatur, existierende Ölinfrastruktur nutzbar
Contra	Hohe Kosten, Infrastruktur noch nicht ausgebaut, geringe Dichte	Sehr niedriger Siedepunkt, Infrastruktur nicht ausgebaut, Energieverluste	Hohe Energieverluste Rückkonversion noch nicht ausgeht	Hohe Energieverluste, CO ₂ entsteht bei Rückkonversion	Hohe Energieverluste und geringere Speicherdichte

Transport über mittlere Distanzen (1.000 – 4.000 km)

Zusammenfassend wird der Transport von Wasserstoff über Pipelinenetze dann eine Rolle spielen, wenn große Mengen über Strecken bis 4.000 Kilometer transportiert werden sollen. Abbildung 303 ordnet kosteneffektive Wasserstoff-Transportmodi nach Entfernung sowie Projekt- und Transportvolumen ein (1 Mt H₂/Jahr entspricht einer Wasserstoffmenge von etwa 33 TWh, also einer Produktion von Wasserstoff mit einer Elektrolyseleistung von 10 GW mit 60 % Auslastung im Jahr).

Umfunkionierte Erdgaspipelines für Wasserstoff können die potenzielle Transportdistanz für gasförmigen Wasserstoff signifikant erhöhen, weil Investitionskosten gesenkt werden können. Der gasförmige Transport von Wasserstoff auch bei neugebauten Pipelines ist bei entsprechender Transportmenge pro Jahr wirtschaftlicher als andere Transportformen. Relativ geringe Energiekosten des Transports und die hohe Fördermenge können hierbei die Investitionskosten bis zu dieser Distanz kompensieren können. Für Distanzen ab 4000 km ist der Neubau von Pipelines dann gegenüber anderen Transportformen unwirtschaftlich (je länger die Pipeline, desto höher die Investitions- und Betriebskosten). Der Transport mittels LOHC kann vor allem für kleinskalige Projekte eine Möglichkeit darstellen.

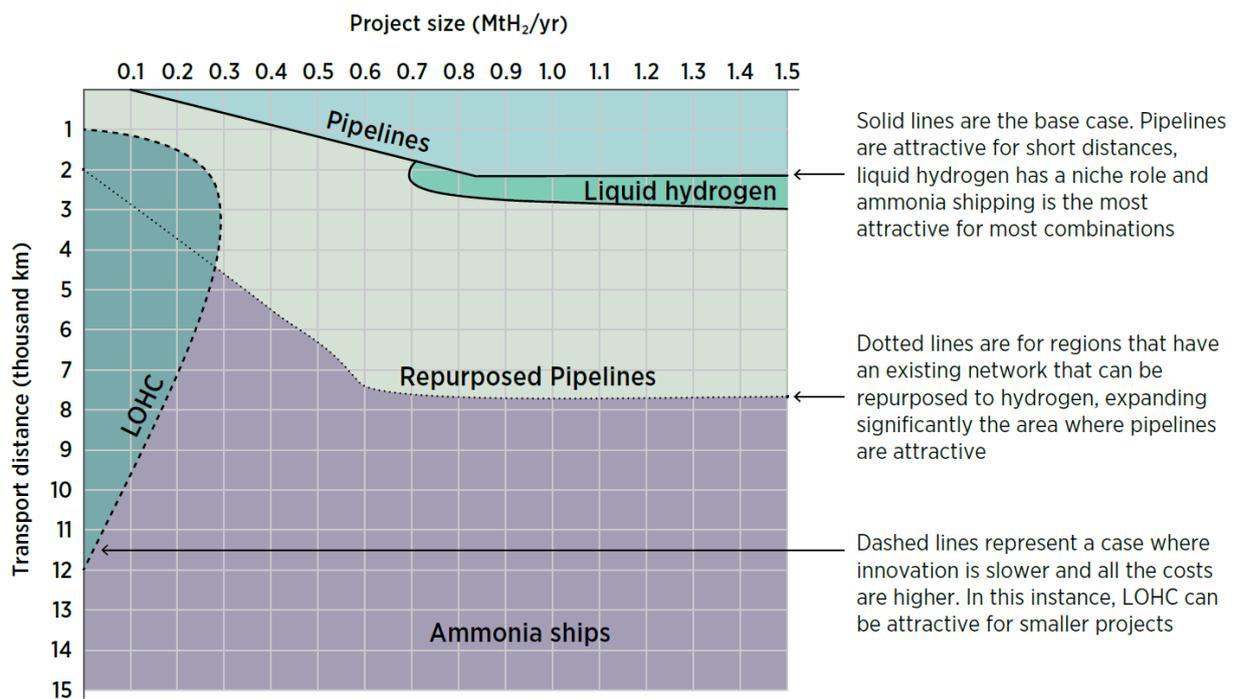


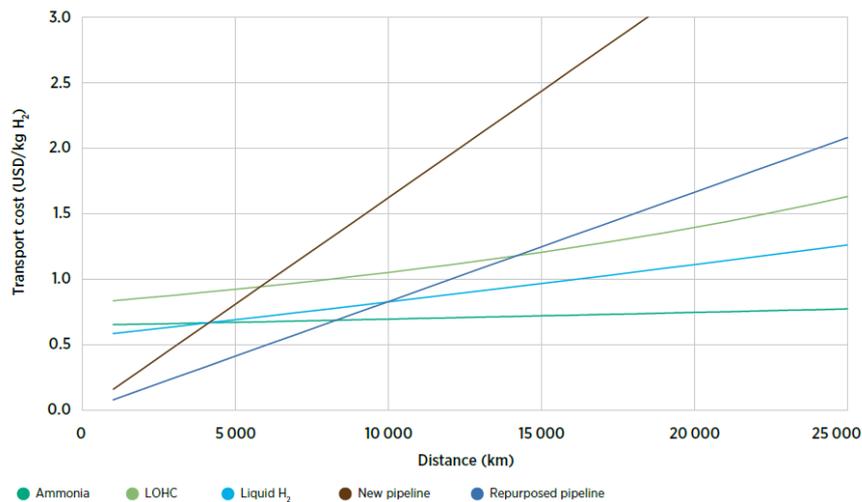
Abbildung 303: Kosteneffektive Wasserstoff-Transportwege im Jahr 2050 in Abhängigkeit von Entfernung sowie Projekt- und Transportmenge.

Quelle: IRENA, (2022a).771

Transport über große Distanzen (>4.000 km)

Sollte kein Pipelinenetz zur Verfügung stehen, oder die Distanz nicht durch Pipelines überbrückbar sein, bietet sich der Transport mit dem Schiff an (siehe Abbildung 303). Für den Schiffstransport sollte Wasserstoff aufgrund der höheren Dichte in flüssiger (Rein-)Form oder als flüssiges Wasserstoffderivat vorliegen, damit größere Mengen Wasserstoff bei der limitierten Schiffskapazität transportiert werden können.

⁷⁷¹ Diese IRENA-Studie schließt Methanol und andere kohlenstoffhaltige Wasserstoffträger aus, da nur nachhaltig erzeugtes CO₂ (biogen oder direkt aus der Luft) als erneuerbar angesehen werden kann. Laut IRENA wiegen die Kostenvorteile für den Transport von Wasserstoff über kohlenstoffhaltige Träger diesen Nachteil nicht auf. Ist eine klimaneutrale Herstellung und Nutzung von Methanol allerdings möglich, so ist der interkontinentale Transport von Methanol über bestehende Infrastrukturen, insbesondere angelehnt an den Transport von flüssigen Chemikalien und Öl, vergleichbar attraktiv wie über Ammoniak.



Note: Optimistic scenario for costs.

Abbildung 304: Transportkosten von Wasserstoff (1,5 MtH₂/Jahr) als Funktion der Distanz unter optimistischen Kostenannahmen im Jahr 2050.

Quelle: IRENA, 2022a, S. 126.

Andere Studien rechnen mit etwas höheren Transportkosten für den Seeweg von 2 - 3 USD/kg H₂.⁷⁷² Soll Wasserstoff als Endprodukt verbraucht werden, kann der Transport flüssigen Wasserstoffs ökonomisch optimal sein, bedingt durch die wegfallenden Rückkonversionskosten. Die einzukalkulierenden Abgasungs-Verluste (die über längere Distanzen zunehmen) und die hohen initialen Konversionskosten beschränken die möglichen Anwendungsfälle jedoch und es muss sich anhand konkreter Fallbeispiele zeigen, inwiefern flüssiger Wasserstofftransport ökonomisch gegen Wasserstoffderivate, insbesondere Ammoniak, bestehen kann. Dieser wiederum eignet sich vor allem für große Distanzen. Erklärt werden kann dies durch die bereits gut ausgebaute Infrastruktur (geringer Investitionskosten) und die höhere Wasserstoff-Speicherdichte pro Kubikmeter auch gegenüber Methanol (71 kg/m³ vs. 122 kg/m³). Sollte Ammoniak direkt genutzt werden (abhängig von den Anforderungen und dem Equipment des Käufers) reduzieren sich die Kosten weiter durch die wegfallenden Rückkonversionskosten. Allerdings ist die bisherige Anwendung von Ammoniak vor allem auf die Nutzung in der chemischen Industrie zur Herstellung von Harnstoff beschränkt.

2.14.6.8 Skalierung des Wasserstoffbedarfs und der Infrastruktur

Verschiedene Studien gehen für einen 1,5 Grad-Pfad von einem weltweiten Wasserstoffbedarf von etwa 500 - 680 Mt/a im Jahr 2050 aus, wobei rund 25 % des Bedarfs durch internationalen Handel gedeckt werden könnte.⁷⁷³ Der Rest würde regional produziert und transportiert

⁷⁷³ Vgl. IRENA, 2022b; IEA, 2021d; IEA, 2021e; BCG, 2022; Worldbank, (2022).

werden. Für den regionalen Transport könnten das umfunktionierte Erdgasnetz oder auch neue Wasserstoff-Pipelines eine große Rolle spielen.

Der internationale Transport von Wasserstoff läge mit obigen Annahmen zwischen 100 und 170 Mt/a. Weitere Studien gehen auch von einem steigenden Bedarf an Ammoniak und Methanol an sich aus (Ammoniakbedarf im Jahr 2050: 250 Mt und Methanolbedarf im Jahr 2050: 500 Mt).⁷⁷⁴ Im Folgenden soll jedoch nur auf den internationalen Transport von Wasserstoff durch die unterschiedlichen Derivate eingegangen werden. Die Infrastruktur für den Transport von flüssigem Wasserstoff und LOHCs ist bislang nicht vorhanden und müsste komplett ausgebaut werden. Heute werden pro Jahr etwa 20 Mt Ammoniak (Wasserstoffgehalt von 3,5 Mt)⁷⁷⁵ und 25 Mt Methanol (Wasserstoffgehalt von 3,1 Mt)⁷⁷⁶ international transportiert. Auch bei der Nutzung von Ammoniak oder Methanol als Wasserstoffträger müsste die bestehende Hafeninfrastruktur um etwa den Faktor 50 ausgebaut werden. Der großtechnische Transport von Methanol würde aufgrund der bestehenden Öltankerflotte jedoch einfacher umsetzbar sein.

Je nach Verwendung des importierten Wasserstoffs (chemische Industrie vs. Brennstoff für Transport vs. Erdgasersatz in der Stromerzeugung) überwiegen die Vorteile bestimmter Wasserstoffderivate und somit auch die unterschiedlichen Transportmodi. Global betrachtet wird sich voraussichtlich nicht nur eine Lösung für den interkontinentalen Transport von Wasserstoff etablieren. Vielmehr werden in Abhängigkeit der existierenden Abnehmerstruktur in den Importländern, dem Umfang der bestehenden Erdgasnetze und der industriellen Entwicklung in den Exportländern bestimmte Infrastrukturen und Nutzungspfade überwiegen. Insbesondere die Möglichkeit der direkten Nutzung von klimaneutralem Ammoniak und Methanol in bestimmten industriellen Anwendungen oder als Treibstoff kann zur Entwicklung einer vielschichtigen Transportinfrastruktur für Wasserstoff und seine Derivate führen.⁷⁷⁷

2.14.6.9 Transport von CO₂

Die komplette Umformung industrieller Prozesse auf CO₂-freie Methoden ist ein langfristiger Prozess. Weiterhin wird bei einigen CO₂- oder Treibhausgasquellen auch langfristig eine Vermeidung von Emissionen nicht oder kaum möglich sein. Daher ist es von essenzieller Bedeutung, Verfahren und Techniken zur Entnahme von CO₂ aus Abgasströmen und auch direkt aus der Luft zur Verfügung zu haben und ihre Einsatzbereiche und die zu erwartenden Kosten zu kennen. Kapitel 2.8. enthält hierzu detaillierte Ausführungen. Daher wird im

⁷⁷⁴ Vgl. IEA, 2021a; IRENA, (2021a).

⁷⁷⁵ Vgl. IRENA, (2022a).

⁷⁷⁶ Berechnet aus dem globalen Importvolumen von 8 Mrd. USD in 2020 (vgl. OEC, o. J.) und dem Preis von 300 USD/Tonne (vgl. Methanol Institute, o. J.). Die global über den Seeweg transportierten Mengen sind zwangsläufig geringer.

⁷⁷⁷ Vgl. Hydrogen Import Coalition, 2021; Hydrogen Council/McKinsey & Company, (2021).

Folgenden auf die notwendigen Infrastrukturen zum Transport oder der langfristigen geologischen Speicherung von CO₂ eingegangen, auch wenn CO₂ als solches keinen Energieträger darstellt.

Für den Transport von kleineren Mengen CO₂ werden heute LKW, Züge, Schiffe oder Pipelines eingesetzt. Mit Blick auf den globalen Charakter dieser Analyse wird hier nur auf den regionalen Transport von CO₂ mit Pipelines und Tank-Schiffen eingegangen. Ein interkontinentaler Transport von CO₂ zur anschließenden Verpressung in weit entfernten Regionen ist Stand heute nicht absehbar.

Im Gegensatz zu Erdgas liegt CO₂ bei Atmosphärendruck nur als Feststoff oder Gas vor und muss daher unter Druck gesetzt werden, um in einen flüssigen Zustand versetzt zu werden (siehe Phasendiagramm in Abbildung 162, S. 276). Grundsätzlich kann CO₂ als Gas, Flüssigkeit oder Feststoff transportiert werden. Das Phasendiagramm von reinem CO₂ zeigt den zur Verflüssigung des CO₂ geeigneten Bereich im P-T-Diagramm oberhalb der Dampfdruckkurve im superkritischen Bereich.

Üblicherweise erfolgt der Transport von flüssigem CO₂ bei Drücken >75 bar. Erfahrungen aus dem Transport von verflüssigten Kohlenwasserstoffen (z.B. LNG, LPG) lassen sich auch auf den Transport von verflüssigtem CO₂ übertragen. Die Überführung von CO₂ in den festen Zustand für den Transport wird wegen des hohen Energiebedarfs als unvorteilhaft betrachtet.

Um die zukünftig zu erwartenden großen Mengen abgefangenen CO₂s transportieren zu können, bedarf es einer ausgebauten Infrastruktur und funktionierenden Logistik.

Transport von CO₂ via Pipelines

Mit dem kontinuierlichen Transport von großen CO₂-Mengen in Pipelines gibt es bereits seit den 1970er Jahren Erfahrungen und weltweit wird CO₂ in Pipeline von etwa 10.000 km Länge transportiert. In den USA existieren etwa 50 CO₂-Pipelines mit einer Länge von über 8.000 km Länge und einem Durchsatz von 68 Mt CO₂/Jahr vor allem für die Nutzung von CO₂ für die erhöhte Ausbeutung fossiler Lagerstätten durch Enhanced-Oil-Recovery.⁷⁷⁸ In Europa (vor allem in UK) sind etwa zehn Pipelines mit 1.300 km Länge in Betrieb, sodass diese Pipelines als Stand der Technik betrachtet werden können.⁷⁷⁹

Auf die Investitionskosten für den Bau einer Pipeline wurde bereits im Kapitel 2.8. eingegangen. Abhängig vom Durchmesser einer Leitung und davon, ob die Leitung auf Land oder im Wasser verlegt wird, liegen die Kosten zwischen 0,2 und 1,2 M€/km (siehe auch hier Abbildungen in Kapitel 2.8.).

⁷⁷⁸ Vgl. IEA, 2021c; Righetti, (2017).

⁷⁷⁹ Vgl. Markewitz, (2017).

Für den Betrieb einer Pipeline sind die Kosten der Abbildung 305 zu entnehmen. Die jährliche Transportkapazität hat hohen Einfluss auf die Transportkosten und die Kapazitäten heutiger Pipelines liegen zwischen 0,5 und 20 Mt CO₂/Jahr.

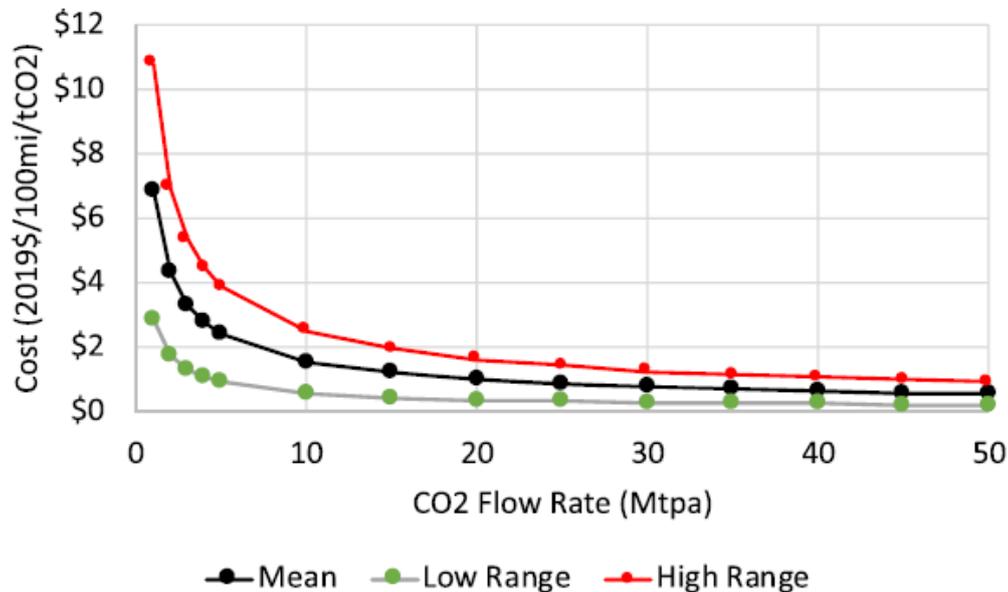


Abbildung 305: Bandbreite der Transportkosten bei Pipelines als Funktion von CO₂-Transportrate pro Jahr.
Quelle: Smith et al., (2021).

Die Betriebskosten einer Pipeline werden im Wesentlichen durch die Investitionskosten (CAPEX) bestimmt, die proportional zur Länge der Pipeline sind. Änderungen der Kosten treten auf, wenn die Pipeline auf Land durch schwieriges Gelände z.B. Berge oder Siedlung verläuft.

Transport von CO₂ via Schiff

Die Erfahrungen mit dem Transport von verflüssigtem CO₂ sind aktuell noch nicht so umfangreich wie beim Transport von LNG oder LPG (weltweit 2.000 tCO₂/Jahr).⁷⁸⁰ Die Infrastruktur von CO₂-Transport mit Schiffen besteht aus:

Verflüssigung: CO₂ wird durch eine Reihe von Kühl- und Verdichtungsschritten in den flüssigen Zustand gebracht

Zwischenspeicherung: Die Pufferspeicherung dient dazu, die Lücke zwischen der kontinuierlichen CO₂-Abscheidung und dem diskreten (chargenweisen) Transport per Schiff zu schließen

Be-/Entladeeinrichtungen: Die Be-/Entladeausrüstung besteht entweder aus konventionellen gelenkigen Verladearmen oder aus flexiblen kryogenen Schläuchen und Hilfsausrüstungen

⁷⁸⁰ Vgl. Orchard et al., (2021).

wie kryogenen Pumpen und Rohrleitungen für den Transfer vom Speicher zum Verladearm und einer Rückleitung für das Verdampfungsgas

Schiff: Es kann entweder ein speziell gebautes CO₂-Tankschiff oder ein umgebautes Schiff verwendet werden; die Umnutzung von Schiffen stellt jedoch eine Herausforderung dar, wenn das Schiff nicht ursprünglich für den Transport von CO₂ ausgelegt ist.

Konditionierung: CO₂ muss aus dem flüssigen Zustand in einen Zustand gebracht werden, in dem es nach der Verschiffung weiter transportiert oder injiziert werden kann, normalerweise durch Erhitzen und Pumpen,

Beim Transport per Schiff werden Bedingungen eingestellt, die CO₂ in der Nähe des Tripelpunktes im semi-gefrorenen Zustand halten.⁷⁸¹ Beim Transport von CO₂ ist mit einem Verlust von 3 -4 %/1.000 km zu rechnen der durch Abfangen und Wiederverflüssigen des CO₂ reduziert werden kann.⁷⁸²

Die vom IPCC (IPCC, 2005) angegebenen Transportkosten zeigen, dass der Transport per Schiff ab einer Transportstrecke von mehr als 1.800 km kostengünstiger ist als eine Pipeline. Die Kosten für den Schiffstransport hängen stark von der Größe der Schiffe mit der entsprechenden Ausrüstung und dem Vorhandensein von Stationen für das Be- und Entladen der Schiffe ab.

Speicherung/Endlagerung von CO₂

Grundsätzlich unterscheidet man bei der Einlagerung von CO₂ zwischen der Einlagerung in Kavernen, der Lösung in unterirdischen, wasserführenden Schichten (Aquiferen) und dem Karbonisieren von silikathaltigem Gestein. Details hierzu wurden bereits im Kapitel 2.8.5. ausgeführt und können dort nachgelesen werden.

2.14.6.10 Kosten von Abfangen, Transport und Verpressen von CO₂

Abbildung 306 vergleicht im Detail die unterschiedlichen Transportmodi von CO₂. So wird deutlich, dass der Transport von CO₂ über Pipelines vor allem bei großen und langfristigen Transportmengen eine Rolle spielen kann. Der interkontinentale Transport über Schiffe ist jedoch vergleichsweise teuer und wird in dem meisten Fällen auch nur bedingt notwendig sein, da das CO₂ eher regional wiederverwendet (Carbon Capture and Utilisation, CCU, siehe Kapitel 2.9.) oder verpresst (Carbon Capture and Storage, CCS, siehe Kapitel 2.8.) wird.

⁷⁸¹ Vgl. Kuckshinrich et al., (2010).

⁷⁸² Vgl. IPCC, 2005.

Transport method	Costs (USD/t)	Capacity (Mtpa)	Advantages	Disadvantages	Ideal application
Offshore pipeline (new)	3-25	1 - 20	Long lifetime, high capacity	High capex, long permitting times	Large-scale offshore storage projects
Offshore pipeline (refurbished)	3-25	1 - 10	Reduced permitting time and environmental impact	High opex, shorter lifetime, reduced capacity	Large-scale offshore storage projects
Onshore pipeline (new)	5-20	0.5 - 20	Long lifetime, high capacity	Long permitting times, potential planning issues	Connecting clusters to onshore storage projects and coastal terminals
Onshore pipeline (refurbished)	5-20	0.5 - 10	Reduced permitting time, environmental impact and planning issues	Shorter lifetime, reduced capacity	Connecting clusters to onshore storage projects and coastal terminals
New build ship	10-20	0.1 - 1	Flexible source and storage locations, cheap over long distances	Lack of experience, not all ports can accommodate CO2 vessels	Connecting coastal point sources to terminals and offshore storage/EOR projects
Truck	15-20	0.01-0.1	Established technology from food and drink industry	Expensive for high capacity	Connecting small emitters outside of clusters to onshore storage projects and coastal terminals
Rail	~10	0.1-1	Existing infrastructure reduces capex	Limited routes	Connecting small-to -medium-size emitters to storage sites and coastal terminals

Abbildung 306: Vergleich von CO₂-Transportmöglichkeiten.
Quelle: IGU, (2022a).

2.14.6.11 Skalierung der CO₂-Infrastruktur

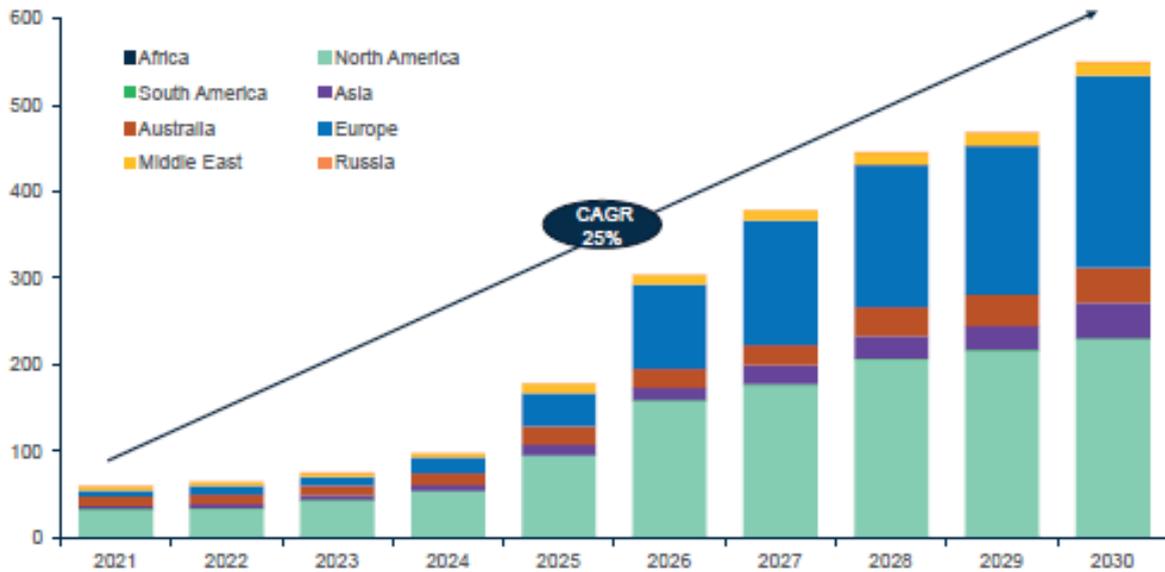
Die Abscheidung und Verpressung von CO₂ wird nach Abschätzungen bis zum Jahr 2030 deutlich an Fahrt aufnehmen und erreicht Mengen von über 500 Mt CO₂/Jahr (Abbildung 307). Dies bedeutet gegenüber heute eine Verzehnfachung der benötigten Infrastrukturen zum Transport und Speichern von CO₂.

Für eine Skalierung auf die nach IEA geschätzt notwendigen Mengen von 7,6 Gt CO₂/Jahr im Jahr 2050 bedarf es einer mehr als 150-mal größeren Infrastruktur als heute verfügbar.⁷⁸³

Nahezu alle Transportinfrastrukturen und Logistikketten hierfür müssten also erst noch aufgebaut werden. Dies betrifft insbesondere den „Abtransport von CO₂ von industriellen Emittenten zu den Standorten der Einlagerung.“

⁷⁸³ Vgl. IEA, 2021c; IEA, (2021b).

Figure 44: CO2 capture demand outlook by region (million tpa of CO2 capture)



Source: Rystad Energy

Figure 45: CO2 capture demand outlook by sector (million tpa of CO2 capture)

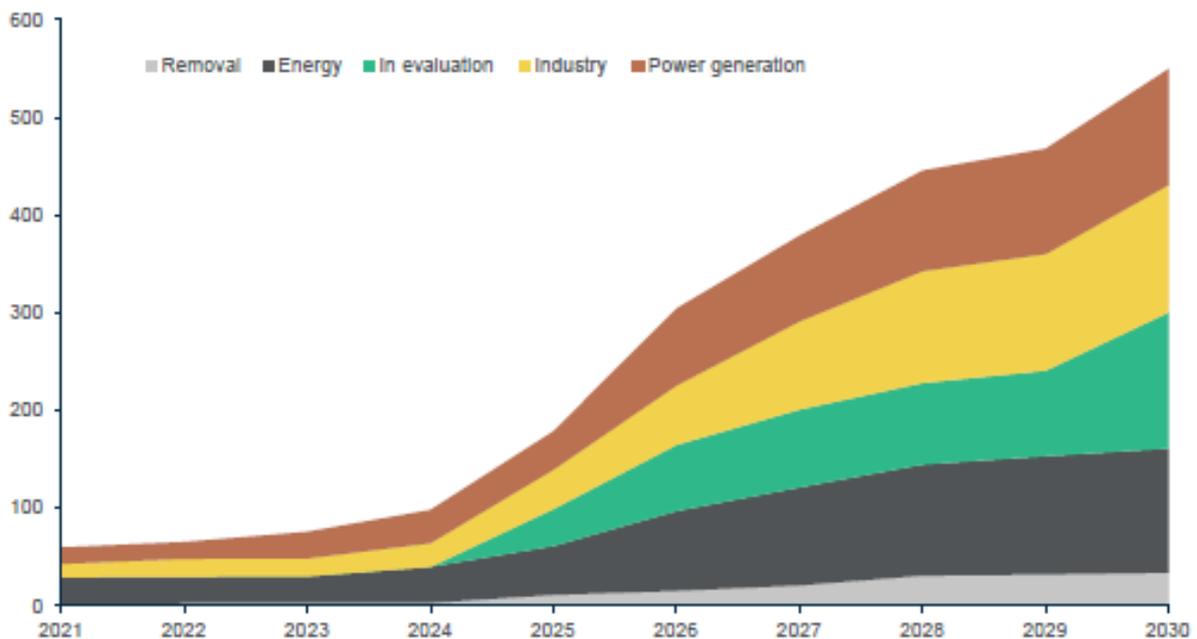


Abbildung 307: Geschätzte Skalierung der CO₂-Abscheidung bis zum Jahr 2030.
Quelle: IGU, (2022a).

Bei Annahme von 100 USD/tCO₂ für das Abfangen an Punktquellen bis zur Verpressung im Erdboden lägen die jährlichen Kosten für die Anwendung von CCS im Jahr 2050 bei 760 Mrd. USD. Dies ist vergleichbar mit den jährlich notwendigen Investitionen in Wind und

Solar nach IPCC. Dementsprechend benötigt die Skalierung der großtechnischen Nutzung von CCS ebenfalls erhebliches Kapital.

2.14.6.12 Rahmen für Infrastrukturentwicklung in unterschiedlichen Ländern

Verschiedene Länder und Regionen sind sehr unterschiedlich in Bezug auf den wirtschaftlichen Entwicklungsstand, politische Systeme, technologische Kapazitäten, bestehenden und geplanten Energieinfrastrukturen und fossilen und erneuerbaren Energiequellen. Allgemeingültige Vorschläge, welche Energieinfrastrukturen für welche Länder und Regionen den „besten“ Weg zur Klimaneutralität weisen, sind daher kaum zu geben und detaillierte nationale oder regionale Analysen sind erforderlich. Jedoch können Ländern nach bestimmten Bedingungen klassifiziert werden. Dies ermöglicht eine erste Einschätzung für eine sinnvolle und realistische Entwicklung der lokalen Energieinfrastrukturen. Dazu können Länder oder Regionen in drei charakteristische Gruppen eingeteilt werden.⁷⁸⁴

- Hoher Grad an Industrialisierung, gut ausgebaute Energieinfrastruktur
- Geringer Grad an Industrialisierung und wenig Energieinfrastruktur
- Exporteure (fossiler) flüssiger und gasförmiger Energieträger

Diese Gruppen sind weder exklusiv noch homogen. So fallen einige Länder oder Regionen zu gewissem Grad in mehrere Kategorien. Der Ausbau von Strominfrastruktur ist in vielen Ländern auch ohne den Treiber Klimaneutralität eine Priorität. Jedoch divergieren andere Infrastrukturmaßnahmen je nach Gruppe und Ausprägung des Potenzials für erneuerbare Energien. Die Zusammenschau in Tabelle 74 zeigt grundlegende Prioritäten beim Aufbau neuer und Umbau bestehender Infrastrukturen und kann als Anhaltspunkt für Rahmenbedingungen im Bereich Energieinfrastrukturen dienen. Der Komplexität eines speziellen Falles, Landes oder Region kann sie nur bedingt gerecht werden.

Tabelle 74: Infrastrukturentwicklung nach Gruppe und Potenzial für erneuerbare Energien

	Hohes Potenzial für Erneuerbare	Geringes Potenzial für Erneuerbare
Gruppe 1 (Industrie- und industrielle Schwellenländer)	Ausbau Strominfrastruktur Umstellung und Umbau bestehender Infrastruktur auf klimaneutrale Moleküle Geringe Importkapazitäten nötig	Aufbau und Umbau bestehender Importkapazitäten Ausbau Strominfrastruktur Umbau und Ausbau bestehender Infrastruktur für Moleküle
Gruppe 2 (Entwicklungsland)	Ausbau Strominfrastruktur Aufbau Exportkapazitäten für klimaneutrale Moleküle	Ausbau Strominfrastruktur Aufbau Importkapazitäten für klimaneutrale Moleküle

⁷⁸⁴ Dies geschieht in Anlehnung an die Klassifizierung unterschiedlicher Länder bezüglich der Entwicklung ihrer Kohlewirtschaft in Jakob & Steckel, (2022).

	nach internem Verbrauch und Speicherbedarf	nach internem Verbrauch und Speicherbedarf
Gruppe 3 (Fossile Exporteure)	Umbau bestehender Infrastrukturen für Export klimaneutraler Moleküle und für Verbrauch Ausbau Strominfrastruktur	Umbau bestehender Infrastrukturen für Import klimaneutraler Moleküle und Verbrauch Ausbau Strominfrastruktur

Rolle der Sektorenkopplung

Die verschiedenen Sektoren, die Energie zur Verfügung stellen (Energieerzeugung, -transport, und -verteilung) oder verbrauchen (Verkehr, Gebäude, Industrie) wurden in der Vergangenheit oftmals unabhängig voneinander betrachtet. Das Konzept der Sektorenkopplung ist darauf angelegt, Infrastrukturen besser zu verbinden und als Gesamtsystem zu optimieren. Das Ziel ist eine höhere Durchlässigkeit von Energieflüssen zwischen Erzeugung und Verbrauch, einer größeren Flexibilisierung sowie auch einer verbrauchsseitigen Umstellung auf Strom aus erneuerbaren Energien oder anderen klimaneutralen Energieträgern. Die Vielfalt an Energieträgern und Verbrauchsstrukturen sind vor allem in diversifizierten Industrieländern sehr komplex. Die Kopplung der Sektoren führt dann zu geringeren Endenergieverbräuchen, wenn Verbraucher auf elektrifizierte Prozesse umstellen. Jedoch ist eine Elektrifizierung nicht in jedem Sektor umfänglich oder schnell möglich. Deshalb wird auch in einem zukünftigen Energiesystem Energie in Form von Molekülen benötigt.

Einige der bestehenden fossilen Infrastrukturen können auch für den Transport und die Nutzung von Energieträgern wie Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol verwendet werden.⁷⁸⁵ Durch die Herstellung von chemischen Energieträgern aus erneuerbarem Strom (Power-to-X), nachhaltiger Biomasse oder fossilen Energieträgern mit CCS werden die verschiedenen Erzeugungs- und Verbrauchssektoren funktionell verbunden.

⁷⁸⁵ Diese Energieträger müssen klimaneutral in der Herstellung und Nutzung sein.

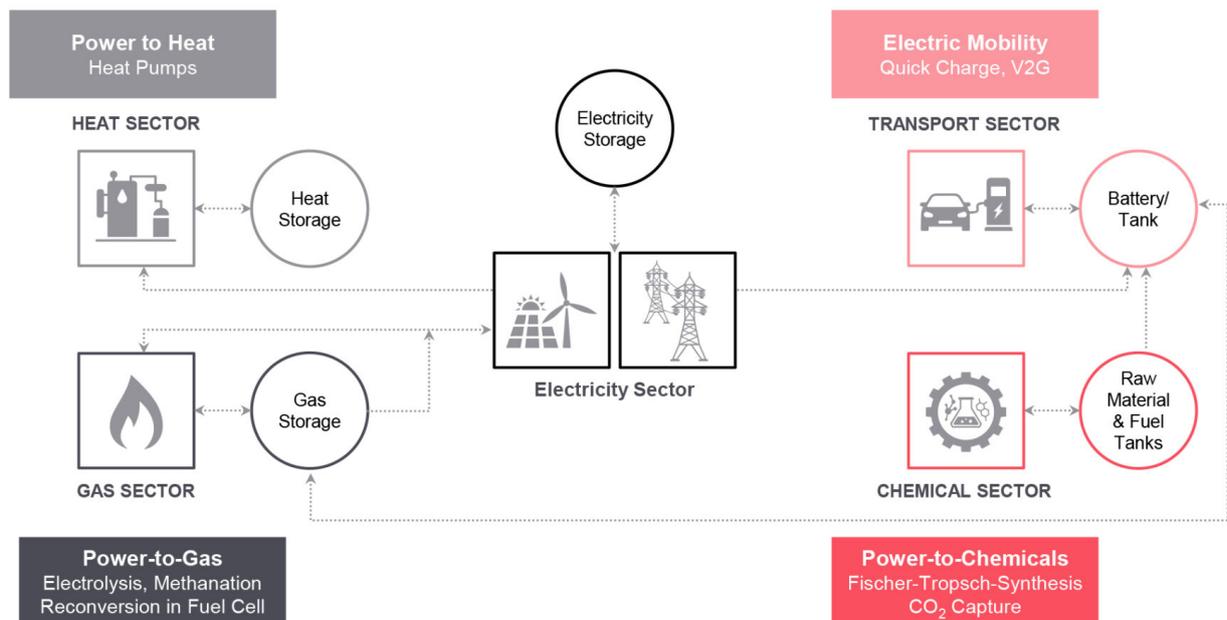


Abbildung 308: Darstellung der Sektorenkopplung.

Quelle: Future Bridge, (2022).

Skaleneffekte können verschiedene Sektorenkopplungstechnologien wirtschaftlich machen. Daher ist eine optimale Auslastung von Infrastrukturen, besonders auch der Transportinfrastruktur ein wichtiger Faktor. Wenn nicht nur ein Verbrauchssektor, sondern mehrere Verbrauchssektoren (z. B. chemische Industrie und Schwerlasttransport) klimaneutralen Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol verwenden können, können sich erhebliche Synergieeffekte bei Beschaffung und Transport ergeben, sowohl aus technischer aber auch aus ökonomischer Sicht. Um diese Synergien zu heben, bedarf es branchen- und sektorenübergreifende Zusammenarbeit.

2.14.6.13 Realisierung / Betrieb von Energie- und CO₂-Infrastruktur

Energieinfrastrukturen der technologisch-globalisierten Welt sind mit die komplexesten und größten menschengemachten Strukturen der Moderne. Dies betrifft die planerische, bauseitige und operationelle, also die technische Seite, ebenso wie die finanzielle, verwalterische und regulatorische Seite. Wie häufig in einer Welt von Staaten mit unterschiedlichen politischen, gesellschaftlichen und technischen Voraussetzungen gibt es kein Patentrezept dafür, wie die Governance für Energieinfrastruktur geregelt und umgesetzt werden sollte. Eine Vielzahl von politischen und wirtschaftlichen Strukturen, Ideen und Elementen hat Einfluss auf die Realisierung und den Betrieb von leitungsgebundener und nicht-leitungsgebundener Infrastruktur für die Realisierung eines klimaneutralen Energiesystems. Dies bedeutet, dass eine einheitliche und allgemeingültige Darstellung von Akteuren, Finanzierungs- und Betriebsmechanismen dieser Infrastrukturen global nur bedingt möglich ist.

Generell kann jedoch eine Unterscheidung getroffen werden zwischen Systemen, die stark staatlich oder stark privatwirtschaftlich geprägt sind. Dennoch können auch zwischen verschiedenen Energieinfrastrukturen innerhalb eines Landes große Unterschiede in Bezug auf Governance, Eigentumsverhältnisse und Entscheidungsgewalt auftreten. Im Detail können Energieinfrastrukturen nach vier Modellen mit unterschiedlich starkem staatlichem oder privatwirtschaftlichem Einfluss unterschieden werden:⁷⁸⁶

- Vollstaatliches Eigentum, Finanzierung und Management
- Öffentlich-private Kooperation (public-private partnership PPP) in unterschiedlicher Ausprägung
- Privates Eigentum, Finanzierung und Management unter staatliche Aufsicht und Regulierung (regulatory asset base) in unterschiedlicher Ausprägung
- Privatwirtschaftliches Eigentum, Finanzierung und Management

Da großtechnische Energieinfrastruktur in den meisten Fällen einen großen Kapitalbedarf und lange Lebensdauer aufweist, eine wichtige volkswirtschaftliche Funktion wahrnimmt sowie der Versorgung von vielen großen und kleinen Abnehmern dient, ist der staatliche Einfluss auch in liberalisierten und freien Märkten sehr stark. In vielen Staaten des industrialisierten Nordens ist der Einfluss des Staates auf Energieinfrastruktur dennoch geringer als in weniger liberalisierten Schwellenländern (Abbildung 309).⁷⁸⁷

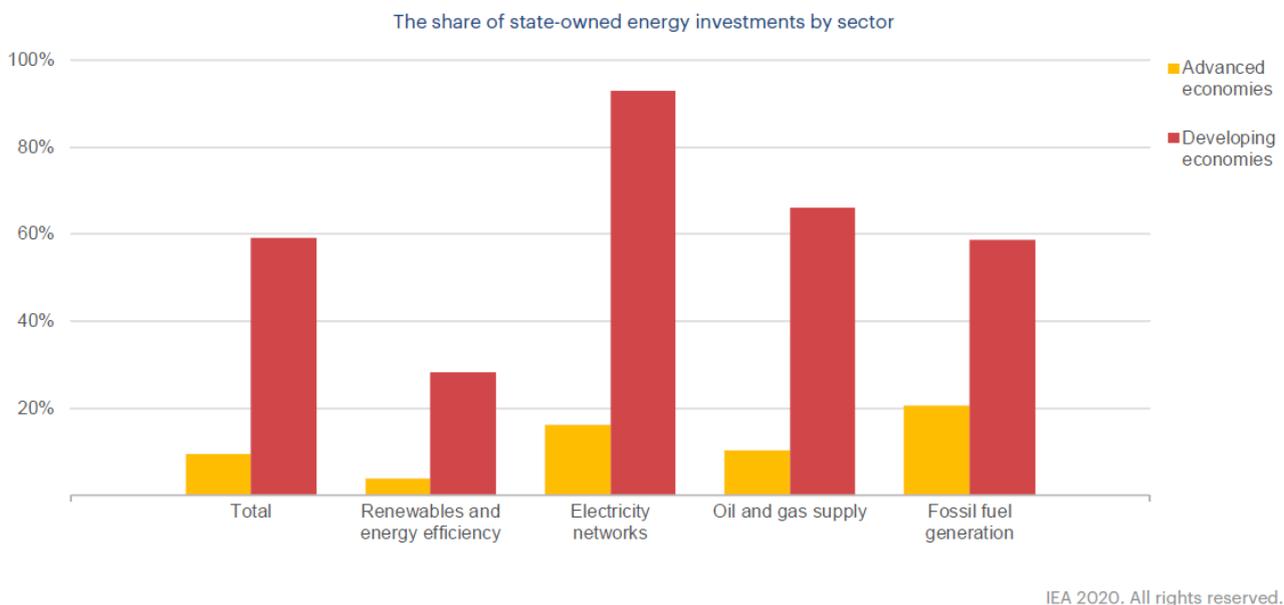


Abbildung 309: Anteil staatlicher Investitionen im Energiesektor.
Quelle: IEA, (2020b)..

⁷⁸⁶ Vgl. Lowes & Woodman, (2020).

⁷⁸⁷ Vgl. Prag et al., 2018; IEA, (2020b)..

Abbildung 310 zeigt verschiedene Governance-Modi für Energieinfrastruktur im Detail, welche eine wichtige Hilfestellung zur Einordnung von Energieinfrastrukturprojekten hinsichtlich Planung, Finanzierung, involvierter Akteure und Betrieb erlaubt.

	Statism (public)			Co-ordinated marketism (mixed)			Liberal marketism (private)			
Model	Public build and public own	Public commission, private build, public ownership	Public commission, private build, joint ownership	Public commission, private build and private ownership	PPP/PFI	Regulated asset base	Direct financial incentives	Competitive incentive systems	Market creation through regulation	Active de-regulation/free markets
Who decides?	State	State	State	State	State	State	Private sector	Private sector	Private sector	Private sector
Who builds?	State	Private sector	Private sector	Private sector	Private sector	Private sector	Private sector	Private sector	Private sector	Private sector
Who owns asset?	State	State	State/private	Private	Private? Special purpose vehicle?	Private	Private	Private	Private	Private
Who manages?	State	State	Joint	Private	Private/state	Private	Private	Private	Private	Private

Abbildung 310: Governance-Modi für Energieinfrastruktur.

Quelle: Lowes & Woodman, (2020).

Insbesondere bei leitungsgebundener Infrastruktur (Erdöl- und Erdgas-Pipelines; Strom- und Wärmenetze) ist die staatliche Entscheidungsgewalt oft größer als bei nicht-leitungsgebundener Infrastruktur (Förder-, Umwandlungs-, Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen für fossile Energieträger oder erneuerbare Energien; Tankschiffe und Export/Importanlagen bei LNG, Kohle oder anderen chemischen Energieträgern). Nachfolgende Kapitel untersuchen Akteure und Betrieb wie auch Finanzierung unterschiedlicher Energieinfrastrukturen auf dem Weg zu einem weltweit klimaneutralen Energiesystem.

Hier sei darauf hingewiesen, dass im Folgenden nur auf großtechnische Energieinfrastrukturen eingegangen wird. Die Bereitstellung von Energie für Menschen insbesondere in Ländern ohne oder mit wenig bestehender Energieinfrastruktur erfolgt jedoch oftmals sehr viel dezentraler und teilweise ohne Anbindung an zentrale Versorgungsinfrastruktur. So sind in Afrika und Südasien in den letzten Jahren viele dezentrale Energieinfrastrukturen auf Basis erneuerbarer Energien entstanden, z. B. Solar Home Systems oder Rural Biogas Facilities, die nicht an das offizielle (Strom-)Infrastrukturnetz angeschlossen sind. Auch mit diesen dezentralen und vergleichsweise einfachen Energieinfrastrukturen kann eine wirtschaftliche und soziale Besserstellung der ländlichen Bevölkerung in Entwicklungs- und Schwellenländern erreicht werden.⁷⁸⁸

⁷⁸⁸ Vgl. Worldbank, 2021; IRENA, (2021b).

Akteure und Betrieb

Akteure, die bei Energieinfrastrukturen eine bedeutende Rolle einnehmen, können neben der Unterscheidung, ob Einfluss und Eigentum staatlich, privat oder in Mischform vorrangig ist, auch nach ihrer funktionellen-technischen Bedeutung eingeordnet werden. Hier kann zwischen leitungsgebundenen und nicht-leitungsgebundenen Infrastrukturen unterschieden werden.

So stellen leitungsgebundene Energieinfrastrukturen ein natürliches Monopol dar und die Verfügungsgewalt über die Pipeline oder das Netz bestimmt welche weiteren Akteure zu welchen Preisen Zugriff auf die Infrastruktur und die jeweils transportierten Energieträger haben (siehe Abbildung 311). Transportpipelines (insbesondere Öl und Gas) über Staatsgrenzen hinweg werden oft in Kooperation zwischen den beteiligten Staaten und deren Energieorganisationen oder unternehmen (ob staatlich oder privatwirtschaftlich) geplant, realisiert und betrieben.

Weitertransport und -verteilung innerhalb eines Staates wird bei Gas und auch bei Strom von Netzbetreibern übernommen, bei flüssigen Energieträgern findet nach Umwandlung in nutzbare Treibstoffe in Raffinerien oftmals eine Verteilung über Schienen- oder Straßennetze statt. Der Transport von Gas oder Strom, welcher von Abnehmern direkt genutzt werden kann, ist über größere Entfernungen und auf höherer Infrastrukturebene Aufgabe von Transmission System Operators (TSOs). Die Weiterverteilung in den unteren Netzebenen geschieht in manchen Fällen durch kleinere regionale oder lokale Distribution System Operators (DSO).

Internationale nicht-leitungsgebundene Energieinfrastrukturen (Öl und Erdgas) bestehen oftmals aus einer Transportkette vom Exportterminal über Tankschiffe zum Importterminal (vergleiche Kapitel zu LNG). Die Export- und Importterminals werden von staatlichen oder privaten Energieunternehmen oder Konsortien betrieben. Der Schifftransport wird von großen Energieunternehmen oder spezialisierten Charterunternehmen organisiert. Da nicht-leitungsgebundene Infrastrukturen weniger anfällig für monopolistisches Handeln sind, findet man in diesem Bereich eher Privatunternehmen. Generell hängt dies aber von der Governance-Struktur des Energiesystems des betreffenden Landes ab.

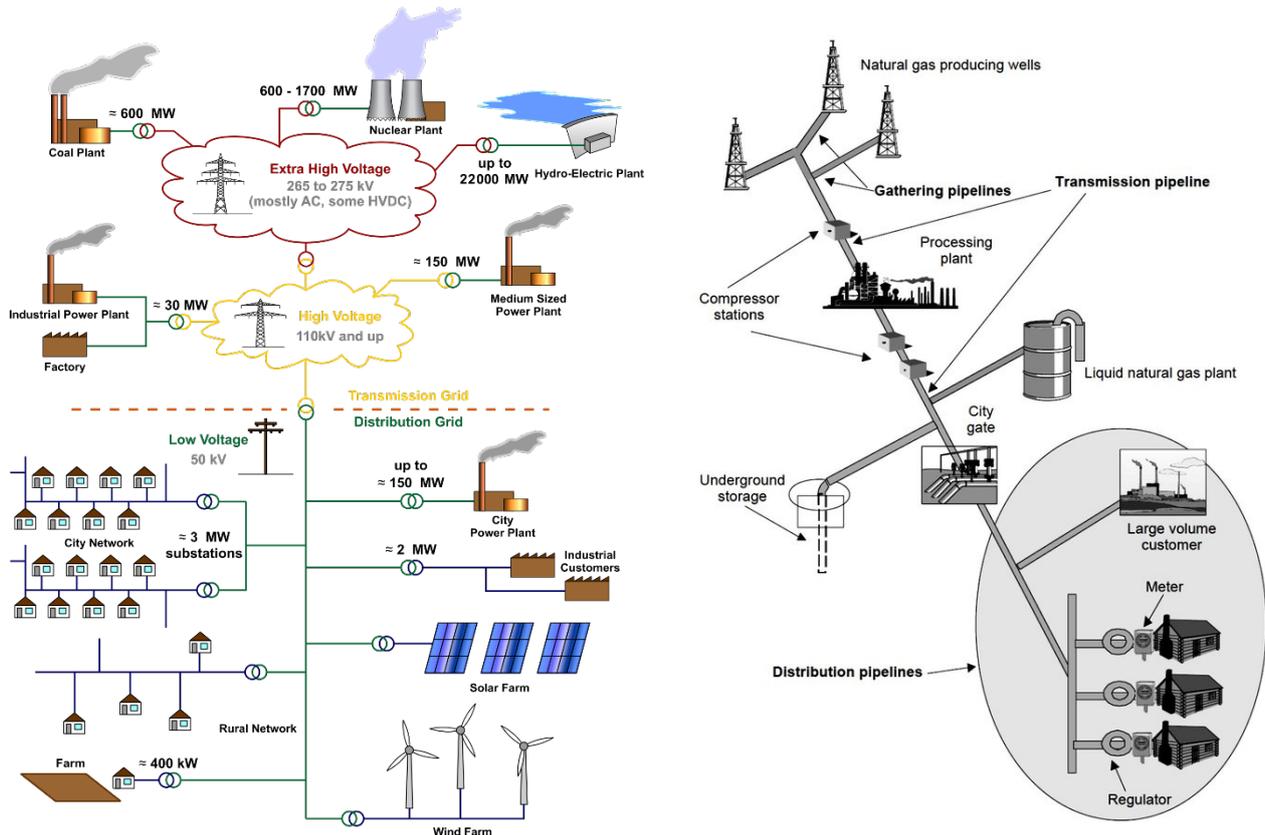


Abbildung 311: Aufbau der leitungsgebundenen Infrastrukturen für Strom (links) und Gas (rechts)
 Quelle (links): Wikipedia, 2022; Quelle (rechts): Parvizsedghy, 2015.

Zur Veranschaulichung verschiedener Governance-Modi und Akteure im Bereich von Energieinfrastrukturen weltweit werden im Folgenden drei Ländern verglichen: Marokko als Beispiel eines kleineren Schwellenlandes mit hohem Anteil von Energieimporten, Indien als großem Schwellenland mit Industrie und bestehenden Energieinfrastrukturen und Deutschland als Beispiel eines liberalisierten Industrielands (siehe Tabelle 75).

Tabelle 75: Wichtige Governance-Indikatoren, Akteure und Energieinfrastrukturen in Marokko, Indien und Deutschland⁷⁸⁹

	Marokko	Indien	Deutschland
Governance (Stromtransportinfrastruktur)	Staatlich	Staatlich	Privat mit Regulierung und staatlich
Governance (Gas-transportinfrastruktur)	Staatlich	Staatlich	Privat mit Regulierung und staatlich
Wichtige Akteure	ONEE (Stromnetze), SNPP (Gaspipelines)	Power Grid Corporation of India (Stromtransport) Gas Authority of India und India Oil (Gas- und Ölpipelines)	Tennet TSO, 50Hertz, Amprion, TransnetBW (Stromübertragungsnetz) GTG Nord, gasunie, GRTgaz, nowega, Thyssengas, Ontras, fluxys, OGE, Gascade, terranets BW,

⁷⁸⁹ Die Darstellung ist auf die wichtigsten und größten Infrastrukturen und Akteure beschränkt.

			bayernets, fergas (Gasfernleitungen)
Wichtige Infrastrukturen ⁷⁹⁰	Vor allem küstengeführtes Übertragungsnetz, Maghreb-Europe-Pipeline (Gas), Öl- und Gasförderstrukturen und -häfen	Ausgebautes Übertragungsnetz, Ausgebaute Transportpipelines für Öl und Gas, Öl- und Gasförderstrukturen und -häfen	EU-weit integriertes Stromnetz, EU-weit integriertes Gasnetz, Importhäfen für Öl und perspektivisch LNG

Wie dem obenstehenden Vergleich zu entnehmen ist, ist die Akteursdichte in liberalisierten Staaten generell höher, da unterschiedliche privatwirtschaftliche Akteure Energie(infra)strukturen bauen, besitzen und betreiben (Abbildung 309). Neben der Akteursvielfalt sind oft auch die regulatorischen Rahmenbedingungen komplexer, da sowohl die Interessen der Allgemeinheit bezüglich der Versorgung mit Energie als auch die Interessen der privaten Akteure beachtet werden müssen. Eine hohe Transparenz in Bezug auf Kosten der Infrastrukturen sind durch Reportingpflichten in liberalisierten Energiemärkten wie in Deutschland gegeben, während im Fall von Infrastrukturen in staatlicher Hand (und womöglich ohne starke Kontrolle) oft weniger Informationen zu Kosten, Planung und Betrieb vorliegen.

Die Rolle staatlicher Unternehmen

Staatliche oder halbstaatliche Unternehmen (state owned enterprises, SOEs)⁷⁹¹ halten in vielen Ländern der Welt große Teile der Energieinfrastruktur und stoßen als Gruppe über 6,2 Gt CO₂/Jahr aus. Eine starke Verbindung zwischen Förderung fossiler Energien, Energieinfrastruktur und SOEs ist hinreichend belegt. So halten SOEs über 60 % der weltweiten Stromerzeugungskapazitäten in Betrieb und in Planung.⁷⁹²

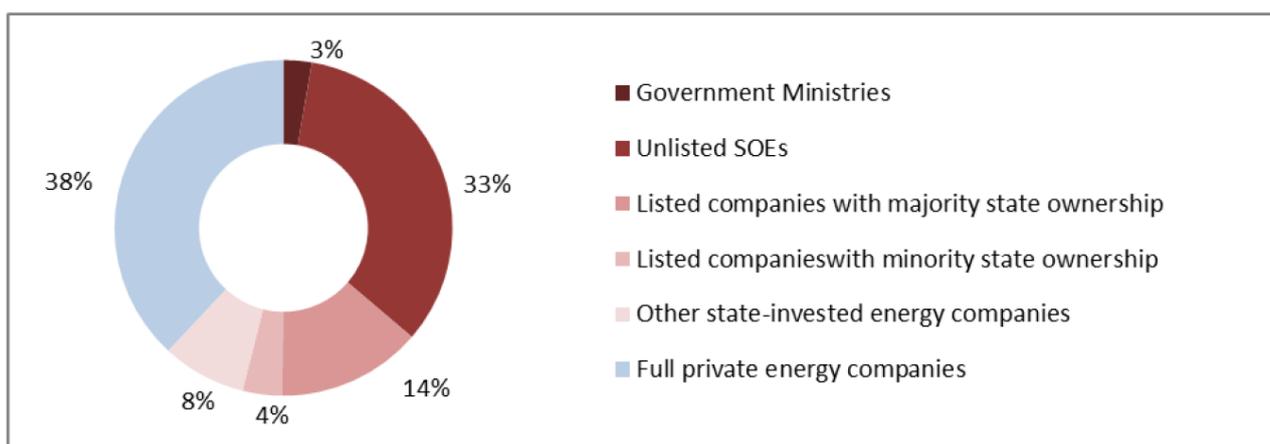


Abbildung 312: Eigentumsverhältnisse weltweiter Stromerzeugung (in Betrieb und in Planung) im Jahr 2016.

Quelle: Prag et al., (2018).

⁷⁹⁰ Eine Darstellung in Kartenansicht für die einzelnen Länder ist im Anhang zu finden.

⁷⁹¹ Definition der OECD: „jede juristische Person, die nach nationalem Recht als Unternehmen anerkannt ist und an der der Staat Eigentum ausübt, sollte als staatliches Unternehmen betrachtet werden.“ (Prag et al., 2018, S. 13)

⁷⁹² Vgl. Prag et al., (2018).

SOEs sind ungewöhnliche Marktteilnehmer. Sie können erstens stark von Regierungsaufträgen beeinflusst werden, die über allgemeine politische Hebel wie Regulierung und Preisgestaltung hinausgehen. Zweitens, können SOEs über die Maximierung finanzieller Erträge hinausgehende Ziele haben, wie z. B. soziale oder Umweltziele. SOEs können außerdem von einer Vorzugsbehandlung durch ihre staatlichen Eigentümer profitieren wie z. B. Vorteile bei Finanzierung oder regulatorische Ausnahmeregelungen. Diese Unterschiede zu privaten Unternehmen rufen jedoch auch Bedenken hervor: So kann eine potenzielle Vorzugsbehandlung zu Marktverzerrungen führen und private Investitionen verdrängen. Nachteilig auf die Investitionsfähigkeit von SOEs kann sich auch auswirken, wenn politischer Druck SOEs verpflichtet Verbraucher mit künstlich niedrigen Energiepreisen zu versorgen.⁷⁹³

Wie stark SOEs die Entwicklung hin zu klimaneutralen Energieinfrastrukturen prägen und beeinflussen können, hängt oft vom Einzelfall und Land ab. Eine große Rolle dabei spielen staatliche Mandate und politische Ziele für eine gesteuerte Umstellung auf kohlenstoffarme Technologien. Neben dem politischen Faktor spielen bei Betrachtung von SOEs für ein klimaneutrales Energiesystem noch weitere Themen eine Rolle. Bei vielen der SOEs handelt es sich um sehr große Konzerne, die eine enorme Menge an Vermögenswerten und finanziellen Ressourcen kontrollieren; einige gehören zu den größten Unternehmen der Welt. Außerdem verfügen sie oft über ein hohes Maß an technischem und kommerziellem Fachwissen und sind in Geschäftsbereichen tätig, die für ein klimaneutrales Energiesystem von herausragender Bedeutung sind. Diese mächtige Kombination von Ressourcen in SOEs kann durch politischen Druck oder geeigneter staatlicher Unterstützung die Transformation zu einem kohlenstoffarmer Energiesystem unterstützen.⁷⁹⁴

2.14.6.14 Finanzierung von Energieinfrastruktur

Im Zuge der klimaneutralen Transformation der globalen Energieerzeugung und des -verbrauchs wird der Investitionsbedarf in Energieinfrastruktur ansteigen. Getrieben durch einen hohen Zubau an erneuerbaren Energien und einer starken Elektrifizierung des Energiesystems müssen in den industrialisierten Staaten besonders die Stromnetze ertüchtigt und erweitert werden. Gleichzeitig ist noch nicht absehbar, in welchem Ausmaß bestehende Infrastruktur für den Transport von Erdöl und Erdgas mit klimaneutralen Energieträgern weiterbetrieben wird und welche Investitionsbedarfe konkret für Infrastrukturen für klimaneutrale molekülbasierte Energieträger notwendig sind. Dies wird von Region zu Region und je nach Geschwindigkeit der sozio-ökonomischen und industriellen Entwicklung, des Ausbaus erneuerbarer Energien, Einbindung in internationale Lieferketten für Energie- und Ressourcenverfügbarkeit

⁷⁹³ Vgl. Prag et al., 2018; OECD, (2018).

⁷⁹⁴ Vgl. Benoit, (2019).

unterschiedlich sein. In jedem Fall sind bestehende Infrastrukturen ein wichtiges Gut, welches in der Übergangszeit zu einem stärker elektrifizierten Energiesystem aber auch für den Transport und Verteilung von klimaneutralen Molekülen voraussichtlich noch immer in großem Umfang benötigt wird.

Finanzierungsbedarf

Damit sind die Fragen, welche Kosten verschiedene Energieinfrastrukturen aufweisen und wie Energieinfrastruktur finanziert wird, hochrelevant für die Umsetzung einer Systemtransformation hin zu erneuerbaren Energien und klimaneutralen Energieträgern. Im Jahr 2019 lagen die weltweiten Investitionen in das Energiesystem bei über 1.900 Mrd. USD.⁷⁹⁵ Abbildung 313 zeigt die Aufteilung nach Sektoren. Über die Hälfte der heutigen Investitionen im Energiesektor fallen noch immer auf fossile Energieträger und -infrastrukturen.

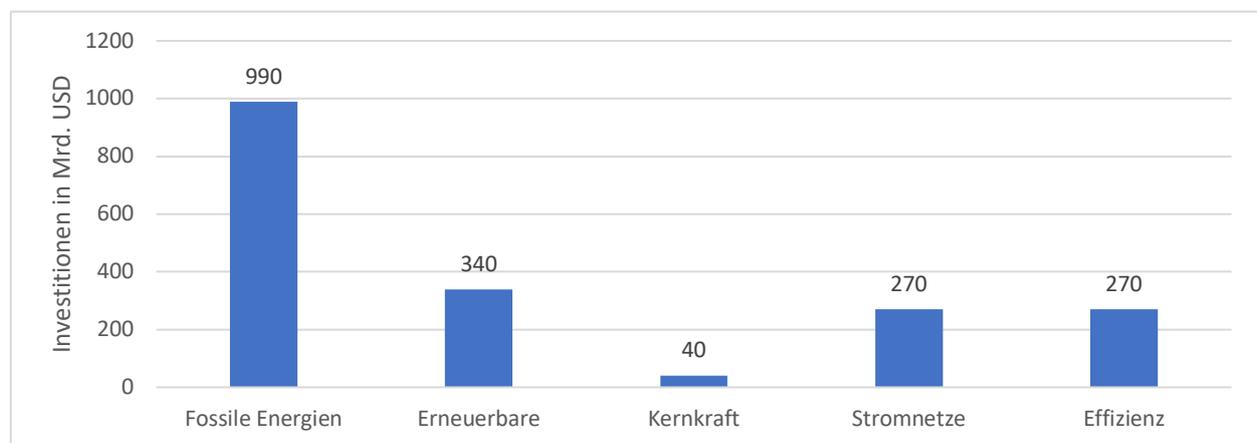


Abbildung 313: Weltweite Investitionen im Energiesektor im Jahr 2019.

Quelle: IPCC, (2022).

Die Investitionen für das Erreichen eines 2°C Klimapfads belaufen sich im Zeitraum 2016-2050 (je nach Modell) laut IPCC auf 2.100-4.100 Mrd. USD/Jahr. Für das Erreichen eines 1,5 °C Pfads sind die Investitionen mit 2.400-4.700 Mrd. USD/Jahr nicht wesentlich höher.⁷⁹⁶ Weitere Abschätzung für den gesamten Investitionsbedarf für ein klimaneutrales Energiesystem im Jahr 2050 sind in Abbildung 314 dargestellt und bewegen sich auf ähnlichem Niveau wie die des IPCC.

⁷⁹⁵ Vgl. IPCC, (2022).

⁷⁹⁶ Vgl. IPCC, (2022).

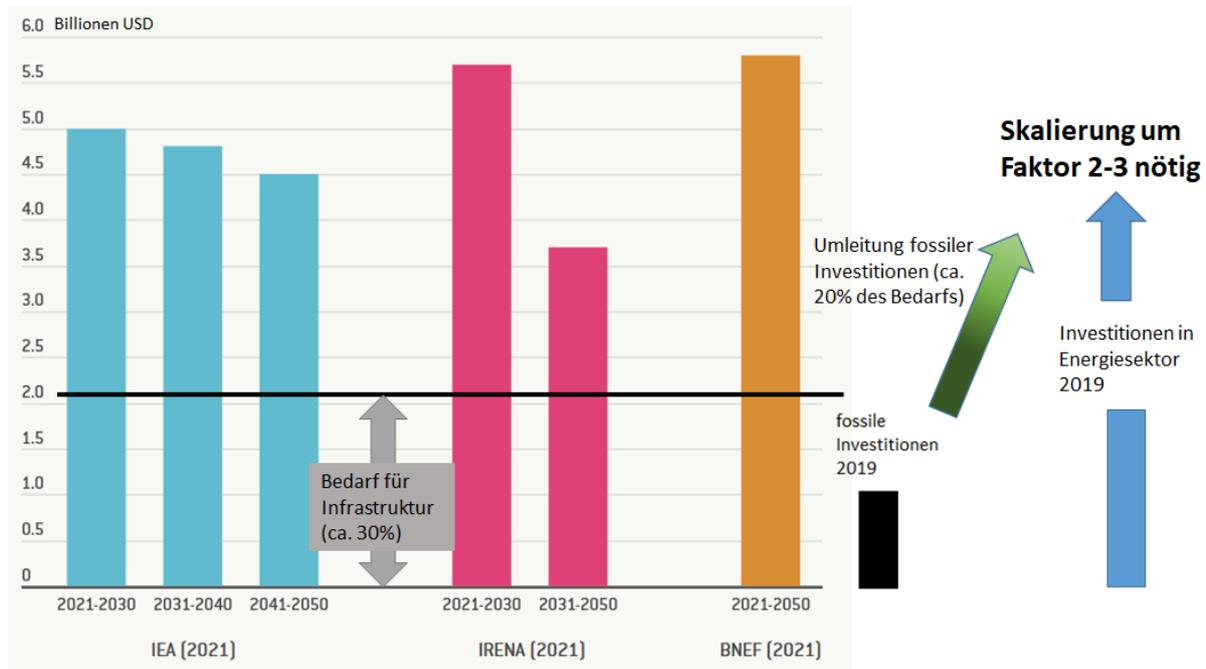


Abbildung 314: Weltweit jährlich benötigte Investitionen für ein klimaneutrales Energiesystem (angepasst durch Autor).
Quelle: Bruegel, (2021).

So liegen die jährlich benötigten Investitionen für ein klimaneutrales Energiesystem „nur“ um einen Faktor 2 - 3 höher als die heutigen Investitionen. Nach IEA müssen Investitionen von etwa 1.000-1.500 Mrd. USD/Jahr im Zeitraum von 2026 bis 2030 in den Auf- und Umbau von Energieinfrastrukturen gehen. Ein Großteil davon wird für den Aufbau der Strominfrastruktur in Schwellenländer benötigt (Kapitel 2.7.4).⁷⁹⁷ Auch laut IPCC sind Investitionen im Bereich der Elektrifizierung und dem Ausbau der Strominfrastruktur maßgeblich (siehe Abbildung 315).

⁷⁹⁷ Vgl. IEA, 2021b; Bruegel, (2021).

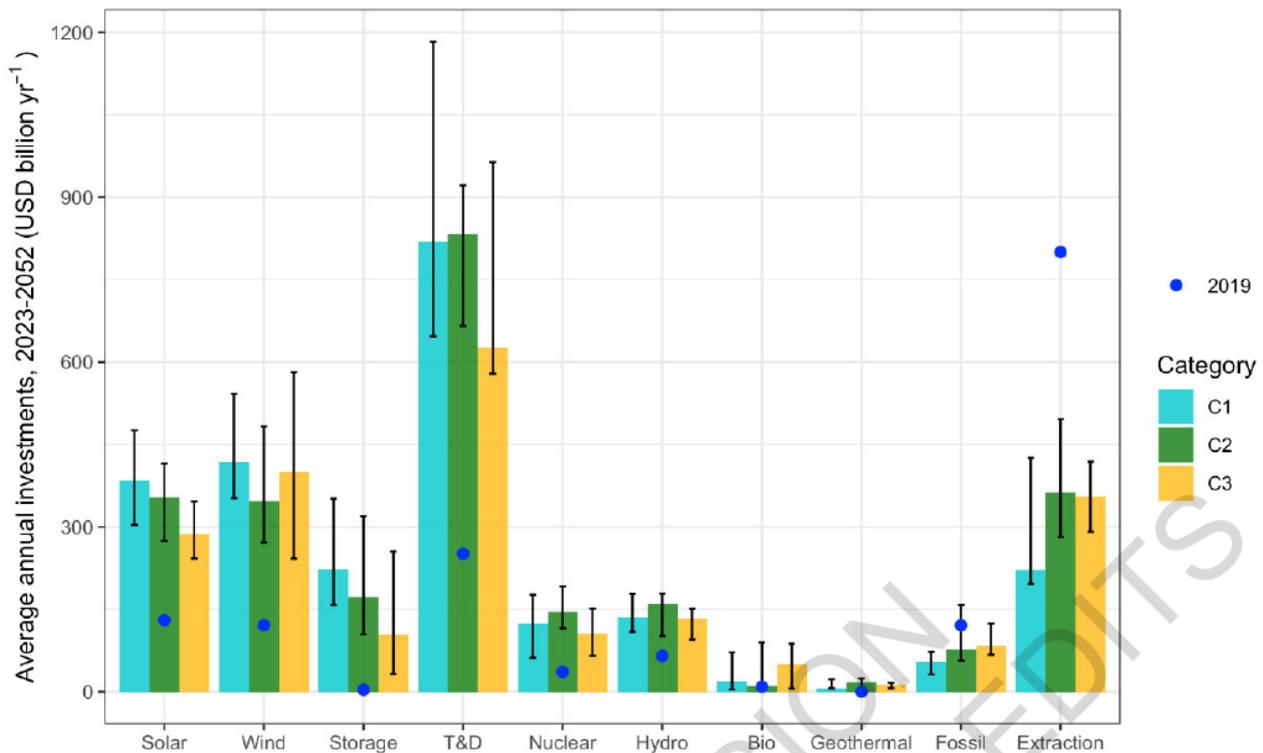


Figure 6.32 Global average annual investments from 2023 to 2052 (undiscounted, in USD billion yr⁻¹) for electricity supply sub-sectors and for extraction of fossil fuels in C1-C3 pathways (Source: AR6 Scenario Database and Chapter 3). Historical investments are also shown for comparison (Source: IEA, 2021; approximations are made for hydro and geothermal based on available data; solar and wind values are for 2020). ‘T&D’: transmission and distribution of electricity. Bars show median values across models-scenarios, and whiskers the inter-quartile ranges. See Chapters 3 and 15 for additional information on investments and finance.

Abbildung 315: Durchschnittliche jährliche Investitionen im Stromsektor in Mrd. USD/Jahr (C1: Unter 1,5 Grad und ohne oder kaum Overshoot, C2: Unter 1,5 Grad mit hohem Overshoot, C3: min. 66 % Wahrscheinlichkeit unter 2Grad).

Quelle: IPCC, (2022).

Interessanterweise benötigt der Ausbau der Stromnetzinfrastruktur bis 2050 jährlich etwa die gleiche Menge an Investitionen, die heute in den fossilen Teil des Energiesystems fließen. Da Exploration und Nutzung fossiler Energieträger etwa im Net-Zero-Szenario der IEA um 90 % für Kohle, 75 % für Öl und 55 % für Erdgas bis 2050 abnehmen, stellt sich vor allem die Frage, wie diese Finanzströme in die auszubauenden Sektoren für ein klimaneutrales Energiesystem umgeleitet werden können.⁷⁹⁸

Neben der Umleitung von Finanzströmen aus fossiler Infrastruktur wird jedoch auch zusätzliches Kapital für den Umbau des Energiesystems benötigt.

⁷⁹⁸ Vgl. IRENA, (2020).

Finanzierungs- und Investitionsmodelle

Die Finanzierung von Infrastrukturprojekten ist komplex und unterliegt einer Vielzahl von regulatorischen, technischen, sozialen und ökonomischen Randbedingungen. Infrastrukturprojekte sind meist sehr kapitalintensiv und müssen sich über lange Laufzeiten refinanzieren. Eine schematische Darstellung des Cashflows für Infrastrukturprojekte ist in Abbildung 316 zu sehen. Der langfristige Charakter und die hohen Investitionskosten in der Bauphase werden dabei deutlich.

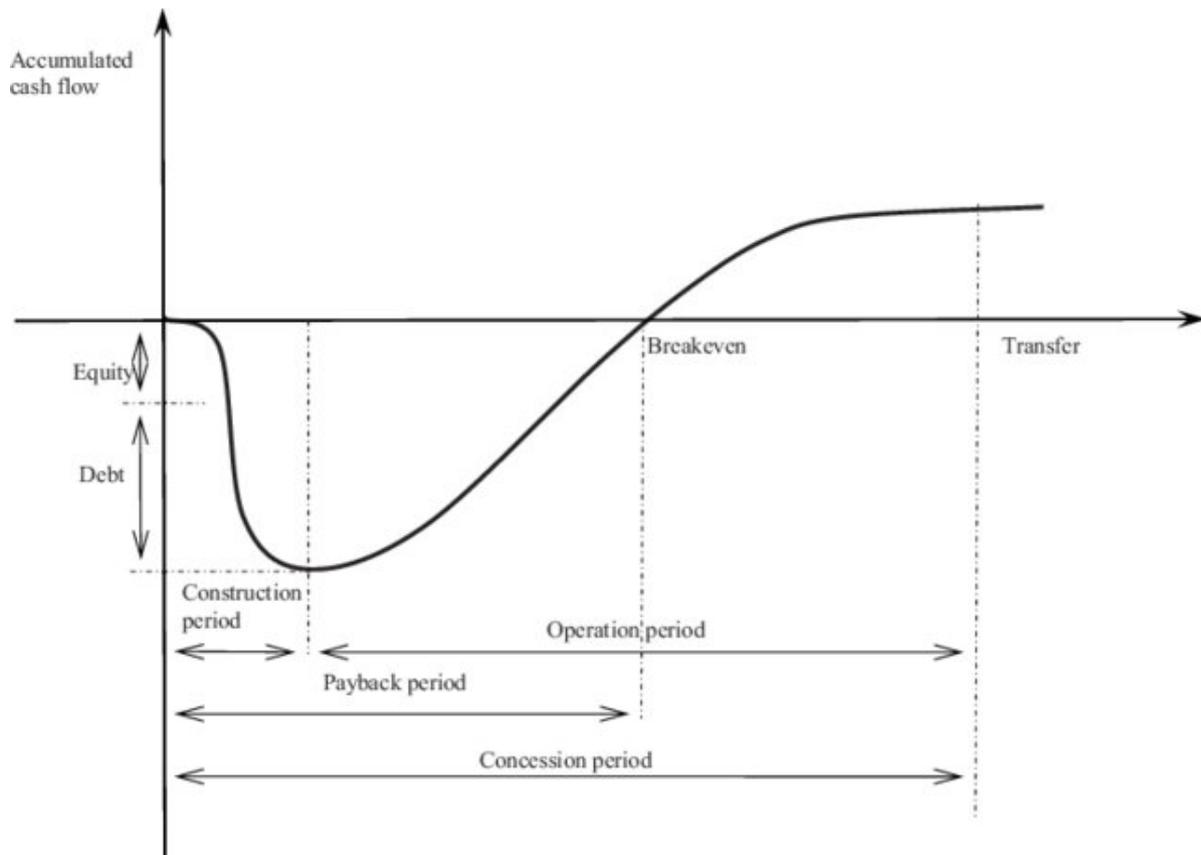


Abbildung 316: Schematische Darstellung des Cashflows bei Infrastrukturprojekten.

Quelle: Zhang, 2009.

Dies schlägt sich auch auf die Organisationsstruktur von Projektfinanzierungen nieder. In vielen Fällen wird für die Errichtung einer großtechnischen Infrastruktur eine Projektgesellschaft, auch Special Purpose Vehicle genannt, gegründet (siehe Abbildung 317). Diese Gesellschaft implementiert den Bau und manchmal auch den anschließenden Betrieb der Infrastruktur. Bei großen Infrastrukturprojekten treten die Teilhaber an der Projektgesellschaft oft mit 10 - 30 % der Projektkosten auch als Eigenkapitalgeber oder Investoren auf. Die weitere Finanzierung von 70 - 90 % wird dann über Kreditgeber, insbesondere Banken sichergestellt.⁷⁹⁹

⁷⁹⁹ Vgl. Gundes, (2022).

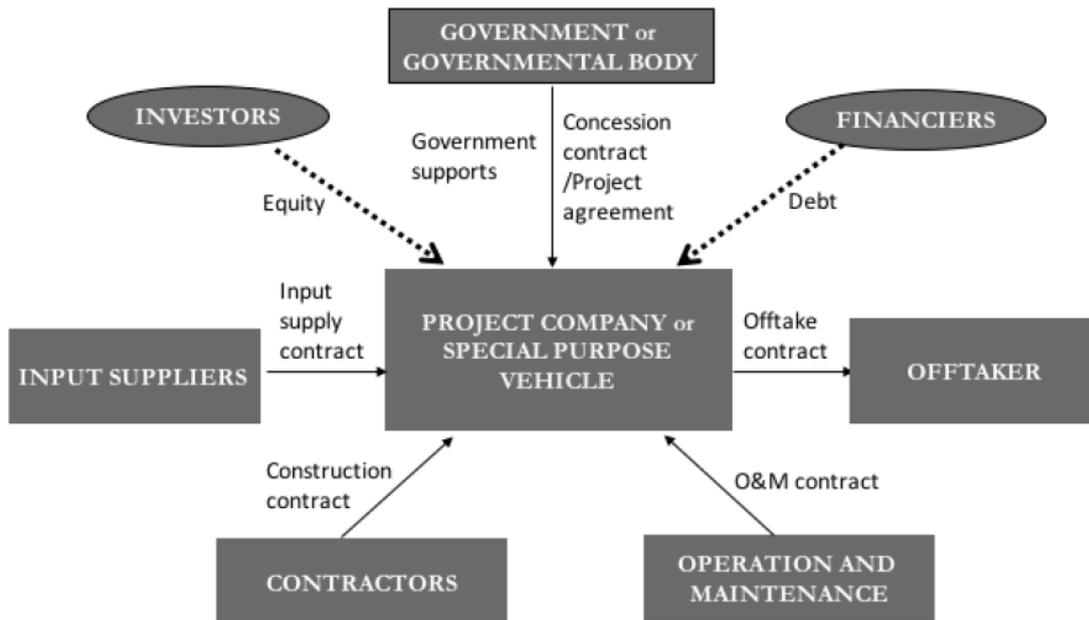


Abbildung 317: Typische Organisationsstruktur bei Projektfinanzierung. Quelle: Gundes, (2022).

Je nach Infrastruktur, beteiligten Unternehmen und Finanzierungsbedingungen, wie Zinssätzen, staatlichen Bürgschaften oder Risikoübernahmen, kann das Finanzierungsmodell auch anders gestaltet sein. Tabelle 76 stellt traditionelle Finanzierungsmethoden neueren und innovativen Ansätzen gegenüber.

Tabelle 76: Finanzierungsmethoden für Energieinfrastrukturen

Traditionelle Finanzierungsmethoden	Innovative Finanzierungsansätze
Nationale öffentliche Finanzierung	Private Public Partnerships
Multilaterale Entwicklungsbanken	Fremde Staatsfonds
Kapitalmärkte	Internationaler Anleihenmarkt
	Ausländische Direktinvestitionen
	Pensionsfonds

Mechanismen der Finanzierung und wichtige Akteure

Generell treten die Betreiber oder Projektgesellschaften von Infrastrukturen (ob staatlich oder privat) als Nachfrager an Kapitalmärkten auf. Geber von Fremdkapital sind die öffentliche Hand, Risiko- und Beteiligungskapitalgeber, institutionelle Investoren, wie Staatsfonds (Sovereign Wealth Funds), Pensionskassen, Versicherungen oder Fondsgesellschaften, Stiftungen, Family Offices (Verwaltungen privater Großvermögen) sowie Produktionsunternehmen und kleinere Privatanleger. Banken und Entwicklungsbanken als Kreditgeber haben die Funktion von Intermediären auf den Kapitalmärkten. Die verschiedenen Kapitalgeber haben auch unterschiedliche Ausstattung an Kapital, Bereitschaft für Risiko oder Erwartungen an die

Rendite.⁸⁰⁰ Ein Zusammenwirken verschiedenen Akteure des Finanzsektors ist in Abbildung 318 veranschaulicht. Neben Intermediären wie Banken oder institutionellen Anlegern können an der Finanzierung von Projekten auch internationale Entwicklungsbanken (development finance institutions) beteiligt sein. Diese können private Banken oder auch nationale und regionale Entwicklungsbanken bei der Finanzierung unterstützen. Die Beteiligung von Entwicklungsbanken durch Kapital nach Marktbedingungen sowie auch technischer und operationeller Unterstützung der Finanzierung fördert Vertrauen und kann damit die Finanzierung durch weitere Akteure des nationalen oder internationalen Finanzökosystems erleichtern oder gar erst ermöglichen.

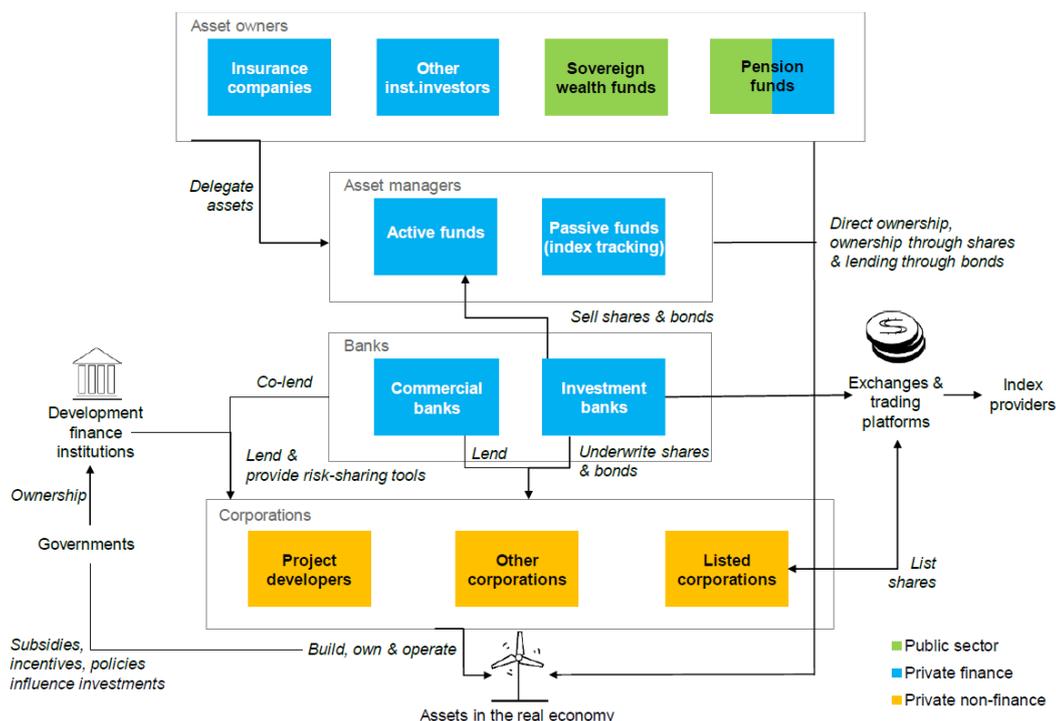


Abbildung 318: Investitionskette: Interaktion des privaten und öffentlichen Sektors und Projektentwicklern.
Quelle: BNEF/CIF, (2021).

In Ländern mit einem etablierten inländischen Finanzsektor stehen zusätzliche, ausgereifere Finanzierungsmodelle zur Verfügung, vor allem, wenn ein Land über einen gut entwickelten inländischen Kapitalmarkt oder Zugang zu internationalen Kapitalmärkten verfügt. Institutioneller Anleger wie Pensionsfonds oder Staatsfonds können ebenfalls als Intermediäre bei der Finanzierung von Energieprojekten beteiligt sein. Institutionen wie etwa Versicherungsgesellschaften können zum Beispiel als Teil ihrer Portfoliodiversifizierung in Energieinfrastrukturprojekte investieren. Dies könnte über eine Kapitalbeteiligung an einem Energieinfrastrukturprojekt oder -entwickler erfolgen. auch der Kauf von öffentlich oder privat gehandelten Wertpapieren stellt eine Möglichkeit dar. Wichtige Akteure für die Finanzierung von Energieinfrastrukturen sind demnach Staaten und SOEs, private Energie(infrastruktur)unternehmen,

⁸⁰⁰ Vgl. WBGU, (2012).

Entwicklungsbanken (international bis lokal), spezielle Finanzierungsfazilitäten aber auch institutionelle Anleger und Investoren. Nachfolgend werden die unterschiedlichen Akteure und deren Funktionen kurz erläutert.

Die wichtige Rolle von SOEs für Energieinfrastrukturen insbesondere in Schwellenländern wurde bereits erwähnt. Trotz eines Rückgangs macht der Anteil von SOEs in Stromnetzinfrastrukturen und damit auch in die getätigten Investitionen auch im Jahr 2019 noch über 50 % der weltweiten Investitionen in diesem Sektor aus (siehe Abbildung 319).

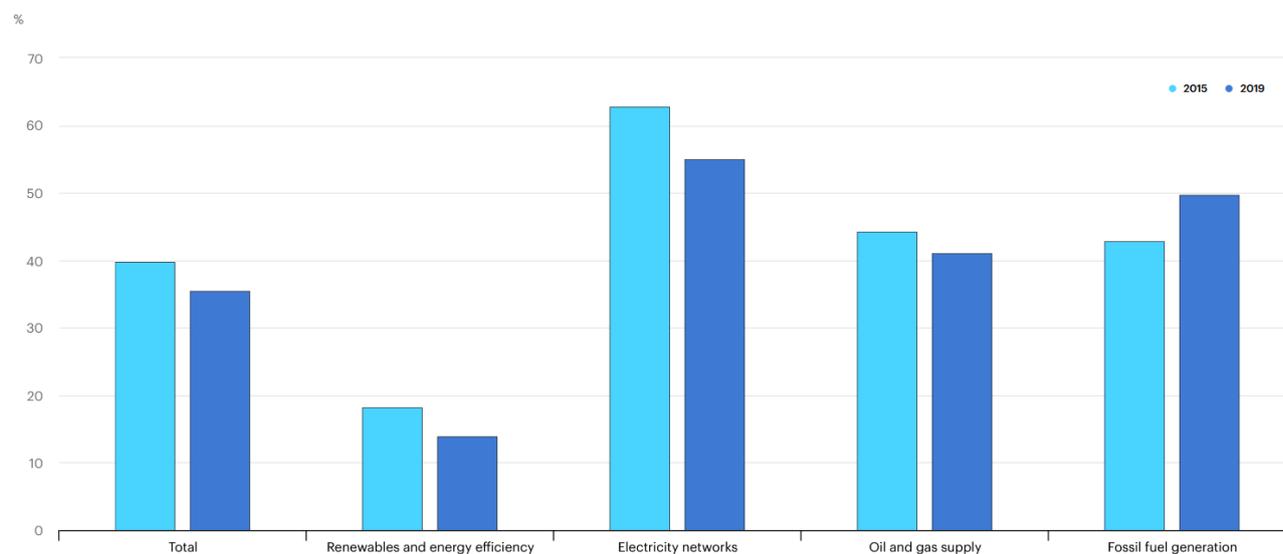


Abbildung 319: Anteil der Staats-/SOE-Beteiligung an den weltweiten Energieinvestitionen nach Sektor, 2015 im Vergleich zu 2019.

Quelle: IEA, (2020a).

Privatwirtschaftliche Energie(infrastruktur)unternehmen spielen als Projektentwickler und Betreiber ebenfalls eine bedeutende Rolle.

Multilaterale Entwicklungsbanken (oft auch als Multilateral Development Banks oder Finance Institutions bekannt) haben eine besondere Rolle in der Ermöglichung von Finanzierung wie schon in Abbildung 318 erläutert. Oft haben die internationalen und multilateralen Entwicklungsbanken einen geographischen Fokus (Asian Development Bank, African Development Bank Group, European Bank for Reconstruction and Development).⁸⁰¹

Neben den internationalen Entwicklungsbanken bestehen in vielen Regionen und Ländern nationale oder regionale Entwicklungs- oder auch Investitionsbanken, die als Geldgeber für Energieinfrastrukturprojekte auftreten. Hier sei die Europäische Investitionsbank (EIB) genannt, die zusammen mit dem Europäischen Investitionsfonds (EIF) im Jahr 2019 über 72 Mrd. EUR weltweit investiert hat. Über 30 % der Finanzierung ging an klimarelevante Projekte. Seit 2022 werden durch die EIB keine fossilen Projekte mehr finanziert, außer die betreffende

⁸⁰¹ Vgl. Bundesbank, (2022).

Infrastruktur ist für die Integration klimaneutraler Energieträger geeignet und geplant. Bis zum Jahr 2025 sollen jährlich 30 Mrd. EUR in nachhaltige Investitionen fließen.⁸⁰²

Spezielle Finanzierungsfazilitäten im Bereich der Klimafinanzierung existieren ebenfalls. In manchen Fällen haben diese Institutionen den Auftrag bestimmte Sektoren, Regionen oder Personengruppe bei Finanzierung von Energieprojekten zu unterstützen. Beispiele hierfür sind:

- Green Climate Fund (14 Mrd. USD/Jahr, geplant 100 Mrd. USD/Jahr)⁸⁰³
- Climate Investment Funds verschiedener multilateraler Entwicklungsbanken und Länder (10 Mrd. USD/Jahr)⁸⁰⁴
- DBSA Climate Finance Facility mit Fokus auf Südafrika, Eswatini, Namibia und Lesotho⁸⁰⁵
- Global Infrastructure Facility (G20-Initiative mit dem übergreifenden Ziel private Investitionen in die Infrastruktur in Schwellen- und Entwicklungsländern zu erhöhen)⁸⁰⁶

Mit einem verwalteten Vermögen von über 100 Billionen USD sind institutionelle Anleger - einschließlich Infrastrukturfonds, Versicherungsgesellschaften, Pensionsfonds, Private-Equity- und Staatsfonds - eine große potenzielle Finanzierungsquelle für den Energiesektor. Ein Großteil der Finanzierung von Energieinfrastrukturen basiert auf klassischer Bilanzfinanzierung oder Projektfinanzierung über Kredite von Banken. Institutionelle Anleger können weitere Finanzmittel bereitstellen durch: Aktienbeteiligung oder den Kauf von Anleihen eines Unternehmens, durch Kapitalbeteiligungen an Projekten oder durch spezielle Fonds oder Investitionsvehikel. Derzeit spielen institutionelle Anleger noch eine geringe Rolle, die Tendenz ist jedoch steigend wie Abbildung 320 zeigt. Die Rolle institutioneller Anleger bei SOEs ist generell stark beschränkt.⁸⁰⁷

⁸⁰² Vgl. European Investment Bank Group, (2020).

⁸⁰³ Vgl. Frankfurt School, (2022).

⁸⁰⁴ Vgl. CIF, (2022).

⁸⁰⁵ Vgl. GCF, (2022).

⁸⁰⁶ Vgl. GIF, (2021).

⁸⁰⁷ Vgl. IEA, (2020b).

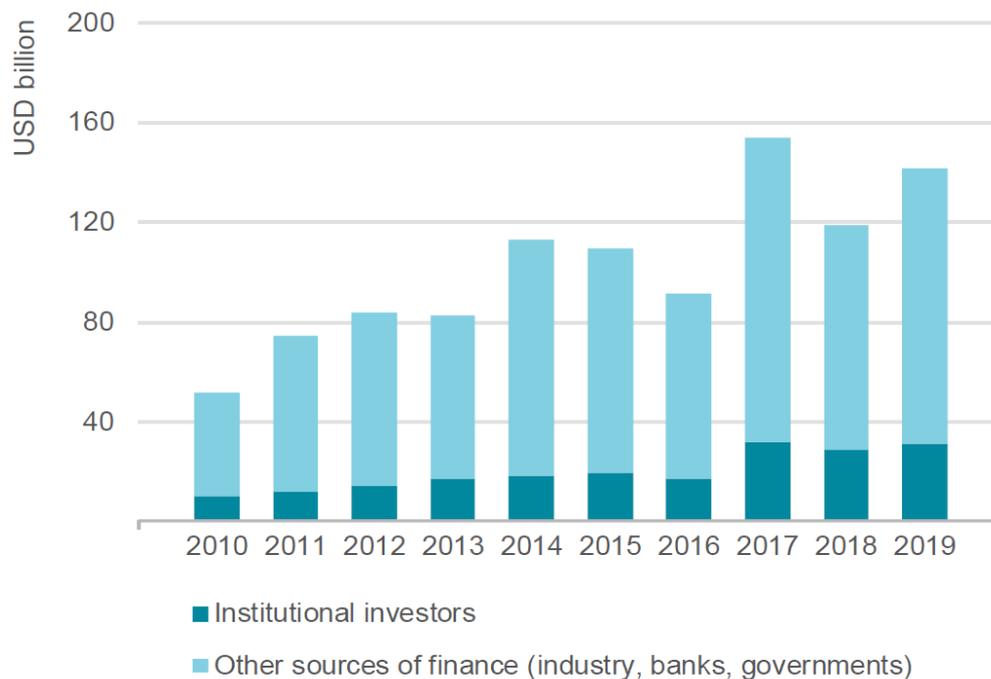


Abbildung 320: Finanzierung und Übernahme von Energieprojekten nach Finanzquelle.
Quelle: IEA, (2020b).

Herausforderungen und Lösungen

Für den benötigten Investitionsbedarf eines klimaneutralen Energiesystems werden sowohl staatliche Finanzmittel als auch privates Kapital benötigt. Für Energieinfrastrukturprojekte existieren jedoch Barrieren und Herausforderungen bezüglich der Finanzierung. Besonders die hohen Anfangsinvestitionen und der hohe Bedarf an Fremdkapital sowie lange Amortisationszeiträume von bis zu 50 Jahren erschweren die Finanzierung. Die lange Bindung von viel Kapital und die damit versunkenen Kosten und Schwierigkeiten das Investment einfach zu liquidieren, hemmt den Zugang zu vielen klassischen Kapitalgebern. Hohe Transaktions- und Informationskosten aufgrund der Komplexität überregionaler oder internationaler Projekte wirken sich negativ aus. Unsicherheiten bezüglich der Preisregulierung der Infrastruktur und damit der Refinanzierungsmöglichkeiten sowie die Möglichkeit des technologischen Lock-Ins und der damit verbundenen Risiken eines Stranded Assets sind weitere Herausforderungen (eine Übersicht der Herausforderungen ist im Anhang zu finden).⁸⁰⁸ Zu diesen allgemeinen Finanzierungsbarrieren bestehen in Entwicklungs- und Schwellenländern teilweise weitere Barrieren für die Voraussetzungen von zumindest ausländischen Direktinvestitionen.⁸⁰⁹

- Geringe politische oder wirtschaftliche Stabilität
- Eingeschränkte Rechtssicherheit
- Währungsrisiken und Inflationsgefahr

⁸⁰⁸ Vgl. BNEF/CIF, (2021); WBGU, (2012); OECD, (2015).

⁸⁰⁹ Vgl. WBGU, (2012).

- Kleinskalige Projekte und mangelnde Economies of Scale
- Geringer Marktzugang von Energieabnehmern und niedrige Zahlungsbereitschaft
- Fehlendes technisches Know-How für Projektumsetzung

Jedoch bestehen Möglichkeiten den Herausforderungen zu begegnen und gleichzeitig das große Finanzierungspotenzial institutioneller Anleger zu heben (siehe Abbildung 321). Wichtig ist hierbei der Aufbau einer Pipeline qualitativ hochwertiger und kreditwürdiger Infrastrukturprogramme durch Regierungen in den entsprechenden Ländern. Die Entwicklung und Anwendung von Standardverträgen und -dokumenten für Transaktionen hilft den Investitionsprozess zu vereinfachen. Aggregationsplattformen, die Energieinfrastrukturprojekte als rentable Anlageklasse sammeln, müssen geschaffen werden. Entwicklungs- und Investitionsbanken wie auch speziellen Finanzierungsfazilitäten kommt dabei eine besondere Rolle zu: Sie müssen als Vermittler zwischen Regierungen und dem privaten Sektor agieren, um Instrumente der Risikominimierung zu implementieren und die gesamte Marktinfrastruktur zu verbessern.⁸¹⁰

	Current Challenges	Action Areas to Facilitate Investment
Demand Side	<ol style="list-style-type: none"> 1) Lack of bankable projects 2) Elevated transaction costs 3) Fear over investment quality stemming from macroeconomic and political uncertainty 4) Small ticket sizes relative to transaction costs 5) Limited transparency regarding ESG compliance 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Expand infrastructure pipeline development through high-quality project preparation 2) Promote standardisation of new/greenfield projects 3) Increase use of credit enhancement products 4) Create aggregation platforms 5) Enhance integration and disclosure around ESG alignment
Supply Side	<ol style="list-style-type: none"> 1) Low capacity to prepare infrastructure projects that are attractive to private investment 2) Constrained public funds and capacity 3) Sub-investment-grade sovereign ratings 4) Constrained capacity to bundle infrastructure assets to increase overall ticket size 5) Lack of resilient, sustainable infrastructure projects capable of withstanding future climate-related events 	

Abbildung 321: Herausforderungen und Lösungsansätze zur Mobilisierung von institutionellem Kapital für Infrastrukturinvestitionen.

Quelle: Swiss Re Institute, (2021).

2.14.7 Relevanz für die Entwicklungszusammenarbeit

Die Verfügbarkeit von Energie ist eine zentrale Voraussetzung für die Realisierung eines hohen Lebensstandards, wie er für einen Länder bereits existiert und der für viele Länder in der Zukunft realisiert werden soll. Im Zuge der Transformation zu einem klimaneutralen Energiesystem weltweit kommt Energie(transport)infrastrukturen eine wichtige Funktion zu, vor allem deswegen, weil dieser Zeitraum für viele Staaten geringen Einkommens erst einmal den großflächigen Aufbau von Energieinfrastruktur bedeutet. Erneuerbar oder klimaneutral erzeugter Strom kann über das Stromnetz oder nach Umformung in Molekülform an lokale und regionale Verbraucher, aber auch weltweit verteilt werden. Energietransportinfrastrukturen verbinden demnach Regionen mit hohem Potenzial und damit günstiger Erzeugungsmöglichkeit für erneuerbare Energien mit Regionen hohen Verbrauchs und geringerem Erzeugungspotenzial zu

⁸¹⁰ Vgl. Swiss Re Institute, (2021).

höheren Kosten. Global gesehen können dabei insbesondere Schwellen- und Entwicklungsländer profitieren, die bisher nicht oder nur zu geringem Grad in die globalen und fossilen Energiewertschöpfungsketten integriert waren.

Das Potenzial für die Erzeugung von erneuerbaren Energien wird so zur Ressource. Große Flächen ohne große Besiedlung mit hoher Sonneneinstrahlung und / oder Windverfügbarkeit kommt in einem klimaneutralen Energiesystem die Bedeutung zu, die heute in einem fossilen Energiesystem den Öl-, Gas- und Kohlevorkommen zukommt. Staaten mit solchen Ressourcen können durch die Erschließung dieser für den Eigenverbrauch und den Export von klimaneutraler Energie wirtschaftlich relevante Sektoren entwickeln.

Allerdings ist der Aufbau von Energie(transport)infrastrukturen komplex und teuer. Daher können viele Entwicklungs- und Schwellenländer den Aufbau der Infrastruktur nur schwerlich allein stemmen. Langfristige bi- oder multilaterale Partnerschaften können hierbei eine wichtige Rolle spielen, was voraussichtlich dazu führt, dass die lokale Nutzung und der Aufbau wirtschaftlicher Kapazitäten in den Erzeugerländern zeitgleich mit dem Export erneuerbar erzeugter Energie einhergehen wird, um „Win-Win“-Situationen realisieren zu können. Dabei kann Kapital und technisches Knowhow aus einem Industrieland für den Aufbau von Erzeugungs- aber auch von Transportinfrastruktur für Energie verwendet werden.

Neben der Betrachtung des technischen Potenzials für die Erzeugung klimaneutraler Energie sind Analysen des lokalen politischen, ökonomischen sowie sozialen Kontextes notwendig, um schlussendlich zwischen der Umsetzung verschiedener Lösungen für die Ausgestaltung des jeweiligen Energiesystems, inklusive dessen Infrastruktur, abwägen zu können. Besonderes Augenmerk muss hierbei auf die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Transportmöglichkeiten von Energie über weite Distanzen und der Integration in das bestehende Energiesystem des exportierenden Landes gelegt werden.

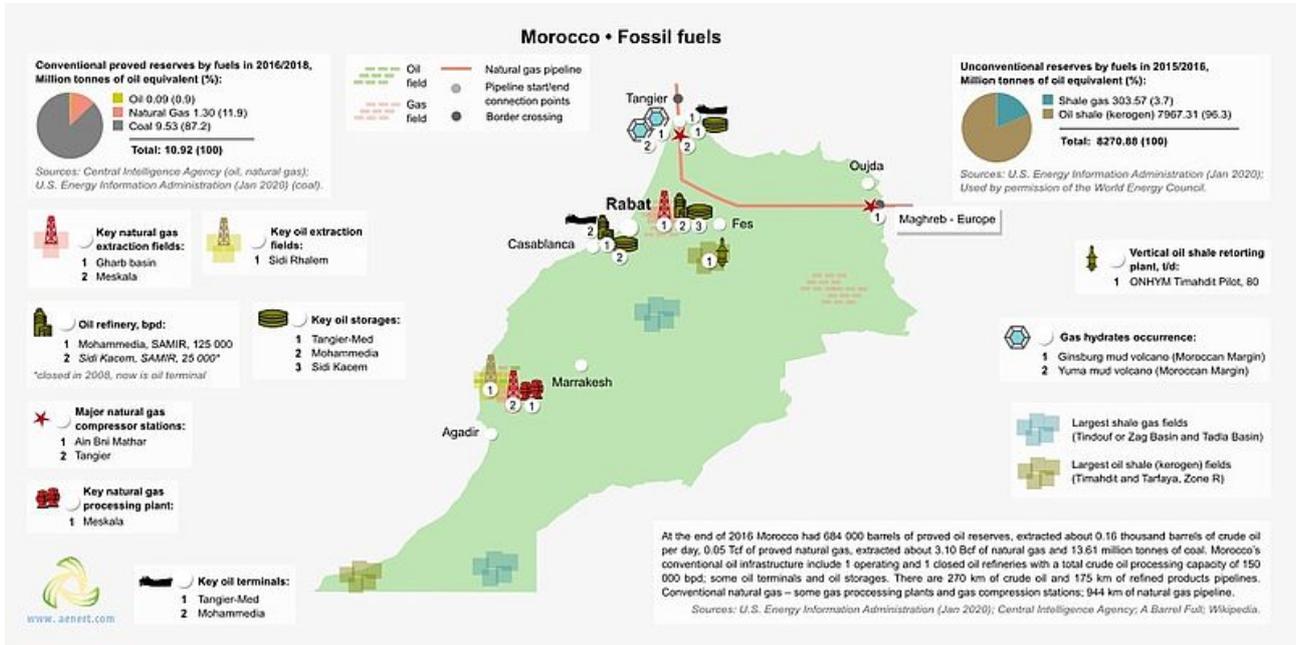
Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass alle beteiligten Länder profitieren und dass die relevanten Energieinfrastrukturen auch der lokalen Bevölkerung zur Verfügung stehen und nicht nur für den Export in Industrieländer aufgebaut und betrieben werden. Eine entsprechende Balance zwischen Versorgung vor Ort und Export sollte durch politische Vereinbarungen auf Staatenebene oder sogar im Rahmen überstaatlicher Institutionen wie der Europäischen Union und der Afrikanischen Union flankiert werden. Dies kann einen Einfluss auf die Aspirationen einiger Schwellen- und Entwicklungsländer haben, zukünftig aufgrund ihrer geografischen Standortbedingungen zu Wasserstoffexporteuren aufzusteigen. Allerdings könnten avisierte Zertifizierungen für „grünen“ Wasserstoff wie die RED III-Direktive und der Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) der EU, Wasserstoff aus dem außereuropäischen Ausland verteuern. Dann könnte der Transport von Wasserstoff aus dem außereuropäischen Ausland nur gegen den innereuropäischen bestehen, wenn dessen Produktionskosten weiter fallen und der Transport und die Logistik gleichzeitig günstiger werden. Hierfür ist weiterer

Technologietransfer in ökonomisch schwächere potenzielle Exportländer nötig sowie die massive Förderung von Infrastrukturprojekten, die Ausbildung lokaler Arbeitskräfte und der Zugang zu Finanzierungsquellen. Wenn die großen Absatzmärkte in den Industrieländern durch entsprechende Regulierung bedingt ihren Bedarf selbst mit (dann relativ teurem) Wasserstoff decken können, wird hier für mögliche Exportländer des globalen Südens nur schwer Geld zu verdienen sein, was letztlich die Entwicklungsperspektiven und Fortschritte bei den Sustainable Development Goals ausbremsen würde.

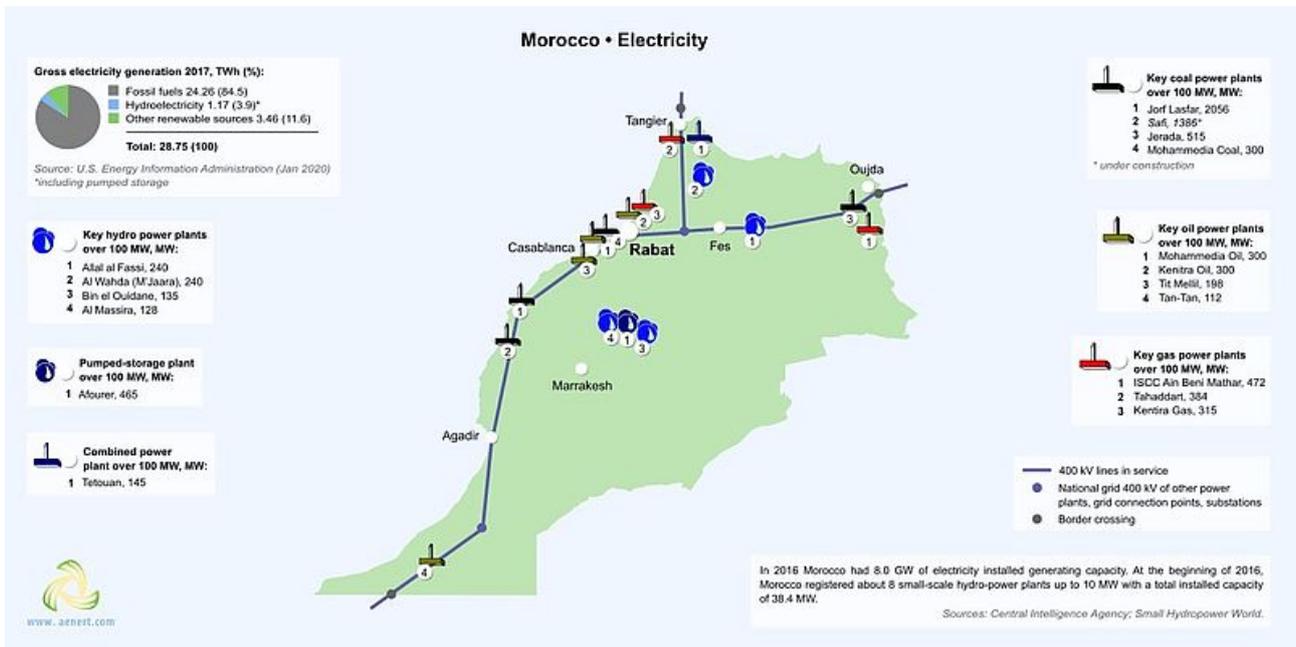
Anhang zu 2.14

Energieinfrastruktur in Marokko⁸¹¹

Bestehende fossile Energieinfrastruktur



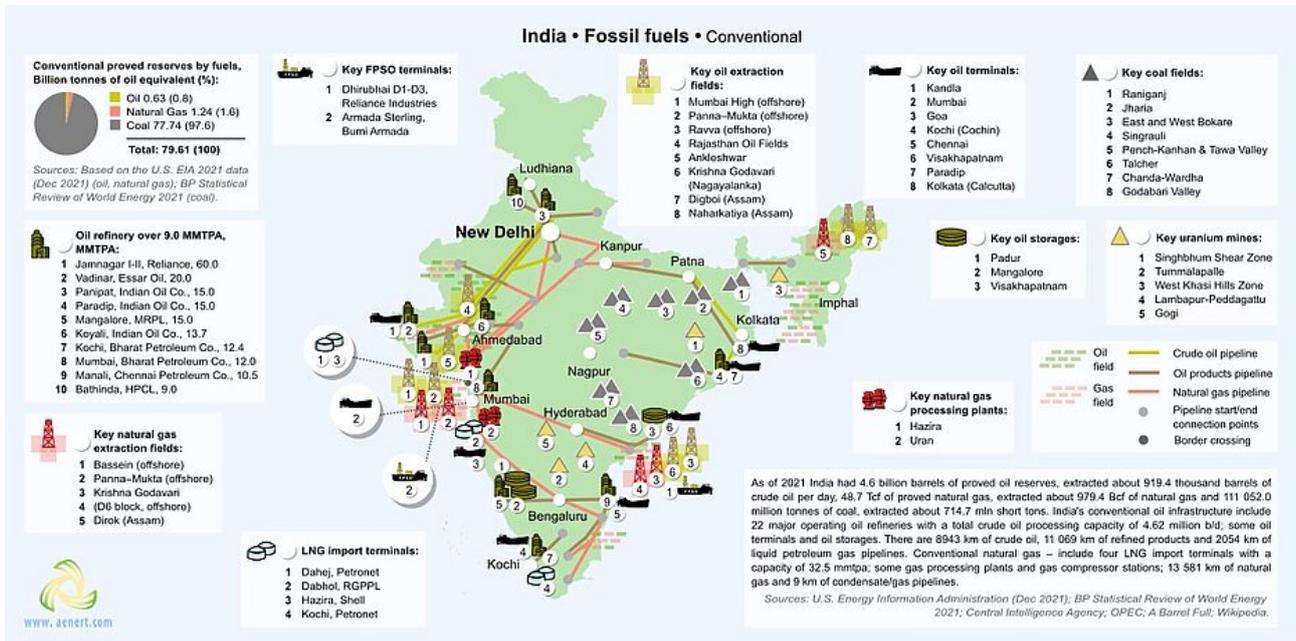
Bestehende Stromtransportinfrastruktur



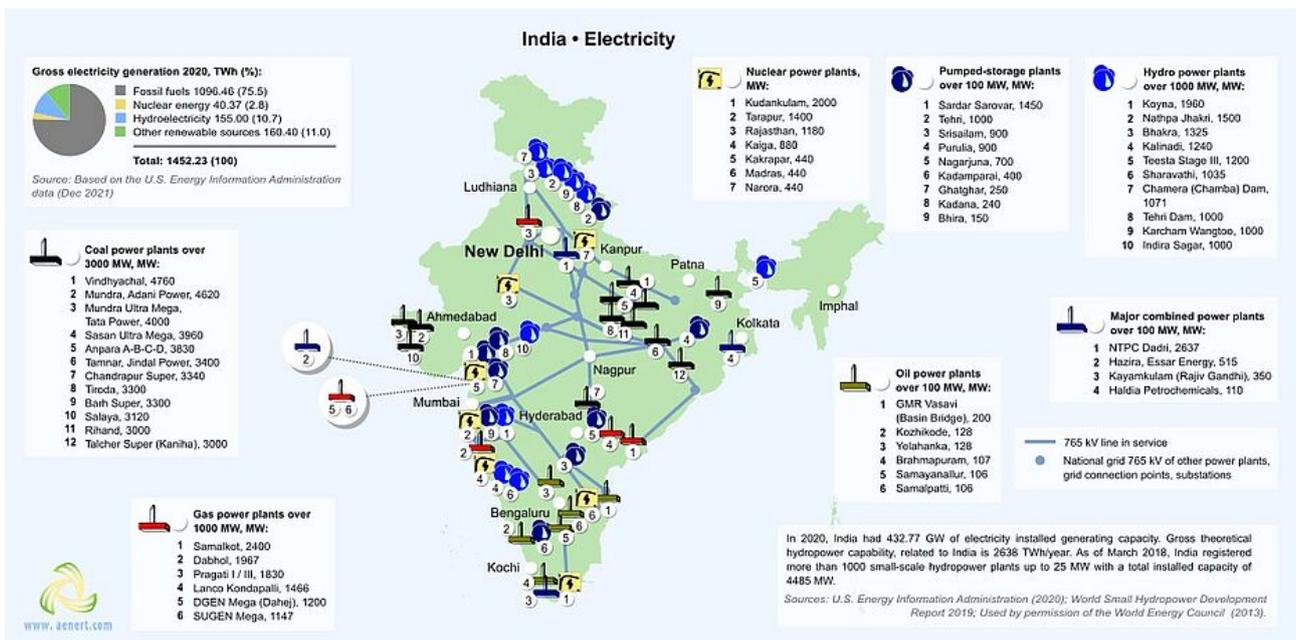
811 Vgl. aenert, (2022a).

Energieinfrastruktur in Indien⁸¹²

Bestehende fossile Energieinfrastruktur (Gasnetz von 17.000 km in Betrieb)



Bestehende Stromtransportinfrastruktur



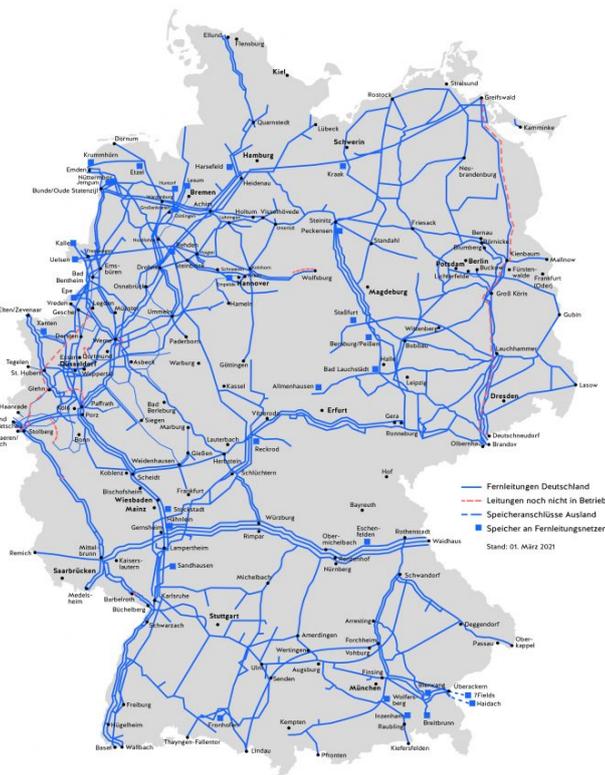
⁸¹² Vgl. aenert, 2022b.

Energieinfrastrukturen in Deutschland⁸¹³

Bestehende fossile Energieinfrastruktur



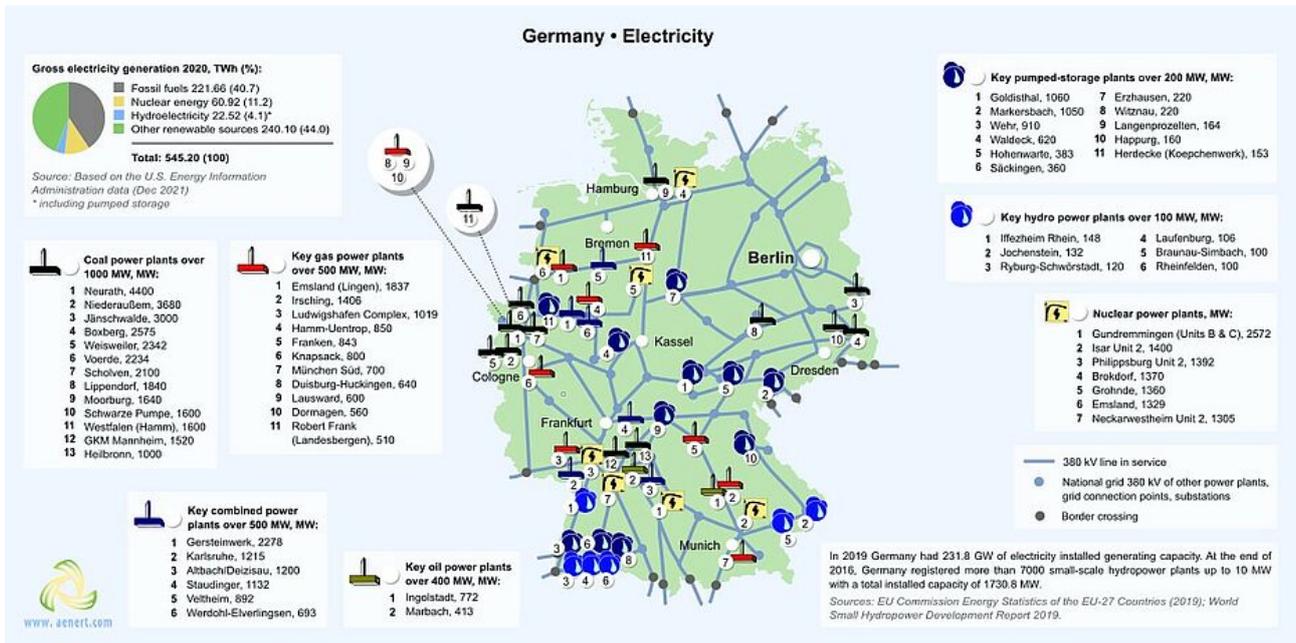
Fernleitungsgasnetz (40.000 km Länge)⁸¹⁴



⁸¹³ Vgl. aenert, 2022c.

⁸¹⁴ Vgl. FNB, (2022).

Bestehende Stromtransportinfrastruktur



Risiken für Investitionen in klimaneutrale Energieinfrastrukturen⁸¹⁵

		Traditional risks linked to infrastructure projects	Additional risks linked to clean energy infrastructure projects
Political, policy and regulatory risks	<i>Policy and regulatory risk</i>	Lack of long-term political commitment or policy certainty on infrastructure planning Tariffs regulations to increase fees with inflation fall behind schedule; High bidding costs involved in the procurement process (administrative cost) Fragmentation of the market among different levels of government.	Lack of long-term low-carbon development strategies; Trade barriers (tariff and non-tariff barriers) to clean energy technologies or their inputs; Lack of political commitment or policy certainty over the stability of specific forms of support to clean energy investment, such as feed-in tariffs. Existence of fossil fuels subsidies that make other investments more attractive to investors. Unstable carbon price.
	<i>Legal and ownership rights</i>	Unknown future litigation, planning consents not granted, lease running out	Uncertainty about the legal status and property rights of carbon emissions permits
	<i>Political and social risk</i>	Opposition from pressure groups; corruption Short-term perspective of politicians, limiting infrastructure planning and investment	Additional forms of opposition to specific clean energy technologies or infrastructure, such as wind farms (on-shore and off-shore), geothermal plants or hydroelectric dams, or grid extension
	<i>Currency risk</i>	Lengthy investment horizon for infrastructure	Lengthy investment horizon for mitigation and adaptation projects that address the threat of climate change
Commercial, and technical risks	<i>Technological risk</i>	Risk of technology failure or under-performance relative to expectations.	Particularly high in the context of low levels of investment in clean energy as they generally involve new technologies. The level of risk will depend on the maturity of the technology and the track record of the technology provider.

⁸¹⁵ Vgl. OECD, 2015.

Commercial, and technical risks	<i>Construction risk</i>	Delays in the completion of the project, the interface between the different contracts of subcontractors or stakeholders	Lack of expertise in the construction of clean energy projects.
	<i>Operational risk</i>	Ability of the management to operate the facility once completed; uncertainty regarding the costs of decommissioning at the end of the facility's life.	Lack of expertise in the operation of clean energy technologies.
	<i>Environmental risk</i>	Unforeseen environmental hazards linked to an infrastructure project; Weather risks affecting the availability of renewable-energy resources; Risk that a changing climate can adversely affect the proper functioning of the facility.	
Market risks	<i>Business risk</i>	More competitors entering; Change in consumer preferences and demand	Technological advances, Lack of familiarity with new clean energy technologies
	<i>Reputation risk</i>	Damage to a firm's reputation can result in lost revenue or destruction of shareholder value. Such damage may stem from local sensitivities and needs.	The climate context could mitigate the reputational risk though some clean energy technologies, such as wind, tide or carbon capture and storage (CCS) projects could face local stakeholder resistance.