

Flüssige Energieträger im Energiesystem – Status Quo & Perspektiven



Studie im Auftrag von:




UNITI Bundesverband
mittelständischer
Mineralölunternehmen e. V.

UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V.

Jägerstraße 6

10117 Berlin

www.uniti.de

 030 755 414 300

Ansprechpartner

Dirk Arne Kuhrt

 kuhrt@uniti.de

Lukas Hanstein

 hanstein@uniti.de

Autoren

Prof. Dr. Michael Bräuninger

Jonas Brock

Dr. Mark-Oliver Teuber

Ansprechpartner

Prof. Dr. Michael Bräuninger

ETR: Economic Trends Research GbR

Lerchenstraße 28

22767 Hamburg

E-Mail: braeuninger@mb-etr.de

Tel. 040 2847 5131

Mob. 0176 48685850

<http://economic-trends-research.de/>

Hamburg, 24.04.2023

Hintergrund und Ziel der Studie

Der Kampf gegen den globalen Klimawandel durch Reduktion der anthropogenen CO₂-Emissionen weltweit ist eine der wichtigsten Aufgaben in der heutigen Zeit. Im Rahmen des Pariser Klimaabkommen von 2015 hat sich nahezu die gesamte internationale Staatengemeinschaft gemeinschaftlich dazu verpflichtet die globale Erwärmung auf möglichst 1,5 Grad Celsius zu beschränken. Im Rahmen dieses Abkommens haben die beteiligten Staaten sich darauf geeinigt geeignete Maßnahmen in den einzelnen Sektoren zu ergreifen, um die Treibhausgasemissionen zu senken und somit einen maximalen Emissionsoutput nicht zu übersteigen.

Mit der Verabschiedung des Klimaschutzgesetzes hat sich Deutschland die Aufgabe gesetzt die Klimaneutralität im Jahr 2045 zu erreichen. De-facto heißt dies Netto-Null-Emissionen in 22 Jahren von heute angerechnet. Es ist unbestritten, dass ein Großteil der CO₂-Einsparung hierbei über eine weitgehende Steigerung der Energieeffizienz und die systematische Umstellung auf erneuerbare Energien erzielt werden muss.

Hierbei ist es entscheidend alle Endverbrauchsanwendungen in den Sektoren auf erneuerbare Energieträger umzustellen und somit die Transformation hin zur Klimaneutralität zu ermöglichen.

Die aktuelle Debatte zur Dekarbonisierung und der Transformation des Energiesystems erscheint aber zumindest verkürzt, da zum Großteil lediglich über die Gewinnung und den Einsatz erneuerbaren Stroms gesprochen wird. Es wird vernachlässigt, dass Strom als Endenergieträger lediglich einen Anteil von 20 Prozent am heutigen Endenergieverbrauch hat und hiervon zuletzt nur 44 Prozent als erneuerbar deklariert werden konnten. Betrachtet man sich den reinen Beitrag von PV- und Windstrom fällt deren Anteil an der Stromerzeugung auf 29 Prozent, da ein Großteil erneuerbaren Stroms aus der Verstromung von Biomasse stammt und somit die Ausbaumöglichkeiten beschränkt sind. Der Anteil von Strom aus PV- und Windstrom liegt am Endenergieverbrauch liegt unter 6 Prozent.

Als Folge der selbstverordneten Klimaziele der Bundesregierung müssen spätestens 2045 alle gewonnenen und vor allem genutzten Energien in Deutschland aus erneuerbaren Energien stammen. Aufgrund der heimisch begrenzten EE-Strompotenziale und der daraus abgeleiteten Erkenntnis, dass auch zukünftig Energie aus Drittländern importiert werden muss, findet aktuell vermehrt ein Diskurs über die Form und die Verwendung von Energieimporten statt.

Bereits heute stellen Importe diverser Energieprodukte in fester, flüssiger oder gasförmiger Form das Rückgrat des deutschen Energiesystems dar. Dieses Rückgrat muss nun in knapp 20 Jahren von einer fossilen Basis auf eine regenerative umgestellt werden. Eine solche Umstellung kann nur gelingen, wenn man verbraucherorientiert und anwendungsseitig an diese herangeht. Neben einer zunehmenden Nutzung von EE-Strom hat bereits der Klimaschutzplan 2050 aus dem Jahr 2016 auch auf synthetische Energieträger als eine Defossilisierungsoption hingewiesen.

Zahlreiche Studien haben seitdem dieses Thema vertieft analysiert und sind zum Schluss gekommen, dass E-Fuels eine der notwendigen Bedingungen für die Erreichung der Energiewende und somit auch der Klimaneutralität im Jahr 2045 sind. Diese Notwendigkeit begründet sich in der Vielseitigkeit der Anforderungen an eine klimaneutrale Gesellschaft und eine wachsende Wirtschaft. Denn nur wenn Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz in der Bevölkerung gewährleistet sind, kann das Projekt Transformation des Energiesystems gelingen.

Innerhalb dieser Studie wird aufgezeigt, warum auch die flüssigen Energieträger im Energiesystem der Zukunft eine Rolle spielen werden und wie eine CO₂-neutrale flüssige Energieversorgung aussehen kann.

Mit Bezug auf die flüssigen grünen Moleküle als wichtigen Baustein bei der Energiewende soll die vorliegende Studie einen zusammenfassenden Überblick über folgende Fragen geben:

1. Welche Bedeutung kommt den flüssigen (heute noch mineralölbasierten) Energieträgern in den internationalen Märkten und in Deutschland zu und warum?
2. Welche technischen Infrastrukturen und logistisch-organisatorischen Voraussetzungen sichern heute bereits die breite Anwendung flüssiger Energieträger in den Sektoren?
3. Können diese Kapazitäten zukünftig für grüne Moleküle nutzbar gemacht werden?
4. Welche Herausforderungen und welche Lösungspotenziale bringen erneuerbare synthetische flüssige Energieträger mit sich?
5. Welche Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen ergeben sich daraus?

Inhaltsverzeichnis

Hintergrund und Ziel der Studie	3
Das Wichtigste in Kürze	6
1 Einleitung	9
2 Die aktuelle Bedeutung von Mineralöl	11
2.1 Die globale Bedeutung	11
2.2 Die Bedeutung in Deutschland	15
2.2.1 Die Mineralölnachfrage in Deutschland	16
2.2.2 Das Angebot von Mineralölprodukten in Deutschland	20
2.3 Die Bedeutung von Mineralöl im Krisenfall	23
2.4 Die wichtigsten Punkte	26
3 Herausforderung: Energiewende	28
3.1 Ziele der Energiepolitik und Energiewende	28
3.2 Herausforderungen im Stromsektor	28
3.3 Herausforderungen durch Sektorkoppelung	34
3.3.1 Spezielle Risiken im Verkehrssektors	34
3.3.2 Spezielle Risiken im Wärmesektor	37
3.4 Die wichtigsten Punkte	39
4 Chancen durch erneuerbare flüssige Energieträger	41
4.1 Erzeugungspotenziale	41
4.2 Nutzung von E-Fuels in Deutschland	45
4.3 Die wichtigsten Punkte	46
5 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	47
Literaturverzeichnis	50

Das Wichtigste in Kürze

Status quo

Mit einem Anteil von 80 Prozent beruht die **globale Energiebedarfsdeckung** heute überwiegend auf den fossilen Energieträgern Erdgas, Kohle und flüssigen Energieträgern, die aktuell noch auf fossilem Mineralöl basieren. Dies trifft gleichermaßen für Deutschland zu.

Die flüssigen Energieträger kommen insbesondere im **Verkehrssektor**, aber auch bei der **Wärmeversorgung** zum Einsatz. Zudem werden Mineralölprodukte auch in der **Industrie** und im Gewerbe eingesetzt, insbesondere in Bereichen mit mobilen Anlagen, wie sie im Bausektor oder in der Logistik benötigt werden. Unter den aktuellen Gegebenheiten der Energiekrise passen unterschiedliche Verbrauchergruppen wie zum Beispiel die Industrie und auch verschiedene Stadtwerke ihre Energieversorgung von Gas auf Öl an. Dabei ist die Energieversorgung stabil und sicher:

- In Deutschland wird Rohöl aus **verschiedenen Ländern** importiert, um anschließend in hiesigen Raffinerien bearbeitet zu werden. Gleichzeitig findet auch ein reger Außenhandel (Im- und Export) mit Mineralölprodukten statt.
- Sowohl auf Ebene der Mineralölverarbeitung als auch im Handel und beim Endkunden gibt es eine umfangreiche Lagerhaltung, die zusammen mit einer **diversifizierten Transport- und Lieferinfrastruktur** eine hohe **Versorgungssicherheit** garantiert.
- Bisher ist auch kein **deutlicher Rückgang der Nachfrage** nach **Mineralölprodukten** zu erkennen. Im Verkehrssektor ist der Wunsch nach individueller Mobilität ungebrochen und führt zu steigenden Pkw-Zahlen und Fahrleistungen, im Wärmebereich steigen die Wohnflächen und die Sanierung geht nur schleppend voran.

Herausforderungen der Energiewende

CO₂-Emissionen müssen global sektorenübergreifend sinken. Dazu wird derzeit von der Politik in Deutschland eine starke Elektrifizierung fokussiert. Diese gefährdet die Versorgungssicherheit in verschiedener Hinsicht:

- Bisher deckt die **Stromerzeugung durch erneuerbare Energien** etwa 44 Prozent der gesamten Stromerzeugung. Dabei decken Windkraft und Photovoltaik 29 Prozent der Stromerzeugung und etwa 5 Prozent des Endenergiebedarf. Selbst bei einem schnellen Ausbau der Windkraft und der Photovoltaik besteht somit noch erheblicher Bedarf an einer ergänzenden Stromerzeugung.
- Im Jahr 2023 wurden die letzten **Kernkraftwerke** abgeschaltet und es ist vorgesehen bis 2038 die Stromerzeugung durch **Kohle** einzustellen. Dies bedeutet, dass die Stromerzeugung aus **Gas** in den nächsten Jahren erheblich gesteigert werden muss. Aufgrund der hohen Importabhängigkeit von Russland und der politischen Situation nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine wird eine Ausweitung der Stromproduktion

mit Gas kurzfristig nicht möglich sein. Vielmehr könnte es aufgrund von mangelnden Lieferungen aus Russland zu einer Rationierung von Gas kommen.

- In den nächsten Jahren wird eine Substitution der Gasimporte aus Russland durch **LNG-Importe** erfolgen. Damit wird die Versorgungssicherheit erhöht, wobei die Kosten für Gas deutlich steigen werden. Dies impliziert, dass die Kosten der Stromerzeugung aus Gas stark zunehmen. Vor diesem Hintergrund ist es fraglich, ob eine **Ausweitung des Strombedarfs** durch eine immer weitere Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektor sinnvoll ist.

Da Strom nur in einem sehr geringen Umfang und zu sehr hohen Kosten gespeichert werden kann, müssen das Angebot und die Nachfrage zu jedem Zeitpunkt synchronisiert werden. Dies wird zu einer immer stärkeren Herausforderung, da die Stromproduktion im Bereich der erneuerbaren Energien von den Witterungsbedingungen abhängig ist. Deshalb benötigen die **volatilen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten** ein **Backup** durch gesicherte Kapazitäten. Diese doppelte Bereitstellung der Kapazitäten erhöht die Kosten der Stromversorgung. Hier führt die Sektorkoppelung zu zusätzlichen Herausforderungen:

- Die Umstellung des Verkehrs- und Wärmesektors auf Strom erhöht nicht nur die Stromnachfrage insgesamt, sondern **steigert** auch die **Schwankungen** der Nachfrage. Sollte der Wärmebedarf elektrisch gedeckt werden, würde sich die Stromnachfrage an Wintertagen verdoppeln. Entsprechende Kapazitäten an erneuerbarer Stromerzeugung müssen aufgebaut und durch konventionelle Gaskraftwerke gesichert werden.
- Ein weiterer Risikofaktor für die batterieelektrische Mobilität sind die **Rohstoffe** für Batterien. Ein Vergleich des Bedarfs an kritischen Rohstoffen mit vorhandenen Reserven und Ressourcen zeigt, dass selbst unter Annahme hoher Recyclingquoten bestimmte Rohstoffe äußerst knapp werden könnten, sofern der Rest der Welt dem europäischen Vorbild folgt und auf dieselbe Technologie setzt.

Lösungsalternativen

Da die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors zu erheblichen **Versorgungsrisiken** führt, stellt sich die Frage, ob andere Optionen zur Dekarbonisierung dieser Sektoren bestehen. Gleiches gilt auch für die derzeitigen Anwendungsbereiche von Mineralölprodukten in der Industrie und im Gewerbe.

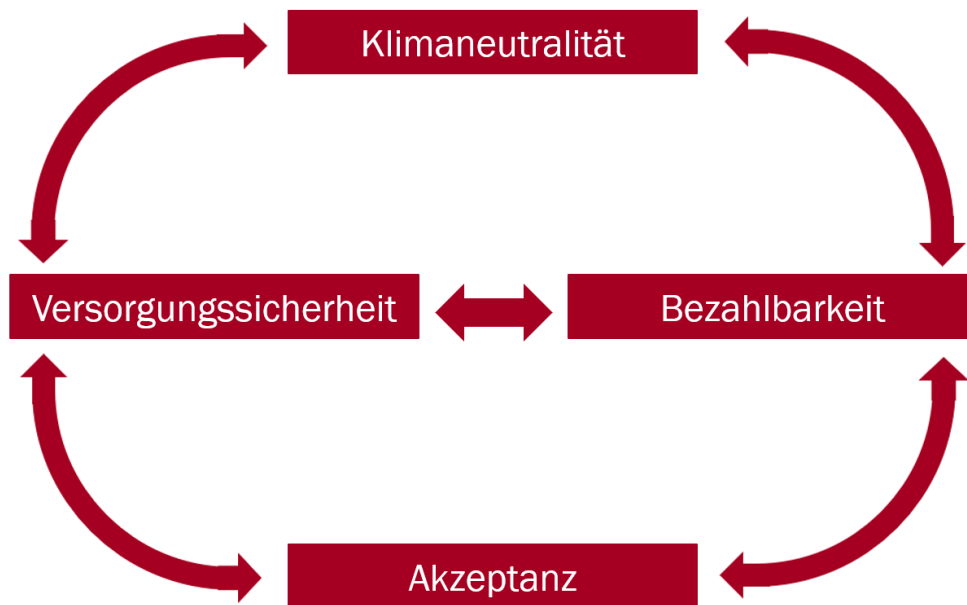
- Eine alternative Option bieten **E-Fuels**, die mit Hilfe von Strom aus erneuerbaren Energien, Wasser und CO₂ aus der Luft hergestellt werden. E-Fuels setzen damit im Gegensatz zu herkömmlichen Kraft- und Brennstoffen kein zusätzliches CO₂ frei, sondern sind in der Gesamtbilanz klimaneutral.
- E-Fuels können als Beimischung von Benzin, Diesel oder Heizöl verwendet oder als reine klimaneutrale Kraft- und Brennstoffe genutzt werden. Dies impliziert, dass die gesamte **Infrastruktur** von flüssigen Kraftstoffen technisch unkompliziert weiterverwendet werden kann. Dies bezieht sich auf Motoren, ebenso wie auf Transport-, Lager- und Verteilinfrastruktur (Häfen, Raffinerien, Tank- und Zulieferstrukturen).

- Für die Erzeugung von E-Fuels wird zunächst mit Hilfe von erneuerbarem Strom Wasserstoff erzeugt, der anschließend mit CO₂ aus der Luft in Kraftstoffe umgewandelt wird. Für die Erzeugung sind keine einschränkenden Rohstoffbedarfe erkennbar.
- Negativ auf die Erzeugungspotenziale wirkt sich aus, dass bei der Umwandlung relativ hohe Energieverluste entstehen. Deshalb sind die Erzeugungspotenziale in Deutschland relativ gering. **Global** gibt es aber erhebliche **Erzeugungspotenziale** für E-Fuels. Verschiedene Länder haben höhere **Flächenpotenziale** und zugleich deutlich bessere Bedingungen für die Erzeugung von **Wind- und Solarstrom** als Deutschland. Über Energiepartnerschaften kann eine Diversifikation der Erzeugung erfolgen, bei der die verschiedenen geografischen und politischen Risiken über die Zahl der Anlagen und deren geografische Verteilung gestreut werden. Somit ist das Länderrisiko der Versorgung gering. Damit sind E-Fuels geeignet, die Dekarbonisierung zu beschleunigen und zugleich die Versorgungssicherheit und Akzeptanz der Energiewende zu erhöhen.

1 | Einleitung

Die Energiepolitik muss die verschiedenen Ziele im Viereck verfolgen (vgl. Abbildung 1). Im Vordergrund und stark im öffentlichen Fokus steht derzeit die Transformation zur Klimaneutralität, wobei der **Transformationspfad** nur dann gesellschaftlich akzeptiert und erfolgreich sein wird, wenn die Bezahlbarkeit und die sichere Versorgung mit Energie gewährleistet sind.

Abbildung 1: Magisches Viereck der Energiepolitik



Quelle: ETR.

Die Debatte um die Versorgungssicherheit bezog sich bisher im Wesentlichen auf die (fehlende) Kontinuität der Stromerzeugung. Mit dem Krieg in der Ukraine hat sich das Blickfeld auf die Wärmeerzeugung, den Verkehrssektor sowie die industrielle Produktion erweitert und politische Risiken durch starke Lieferabhängigkeiten von einzelnen Ländern sind verstärkt in den Fokus gerückt.

Um die Versorgungssicherheit sicherzustellen, haben im vergangenen Jahr verschiedene Gewerbe- und Industrieunternehmen, deren Energieversorgung bis dahin auf Erdgas beruhte, einen Wechsel zu Öl vorgenommen. Auch die Politik hat reagiert: So wurde zur Sicherung der Energieversorgung Kohle und Mineralöl bis zum 31. März 2024 für den Schienentransport Vorrang eingeräumt, wenn es beim Güterverkehr zu Engpässen kommen sollte. Außerdem wurde das Energiesicherungsgesetz für den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen angepasst und Genehmigungsverfahren anlässlich eines Brennstoffwechsels wurden vereinfacht. Ferner wurde das Sonntagsfahrverbot für Mineralöltransporte ausgesetzt.

Anlässlich dieser aktuellen Entwicklungen betrachtet die Studie drei Themenkomplexe. Im ersten Schritt wird die Rolle von flüssigen Energieträgern, die heute aus fossilbasiertem

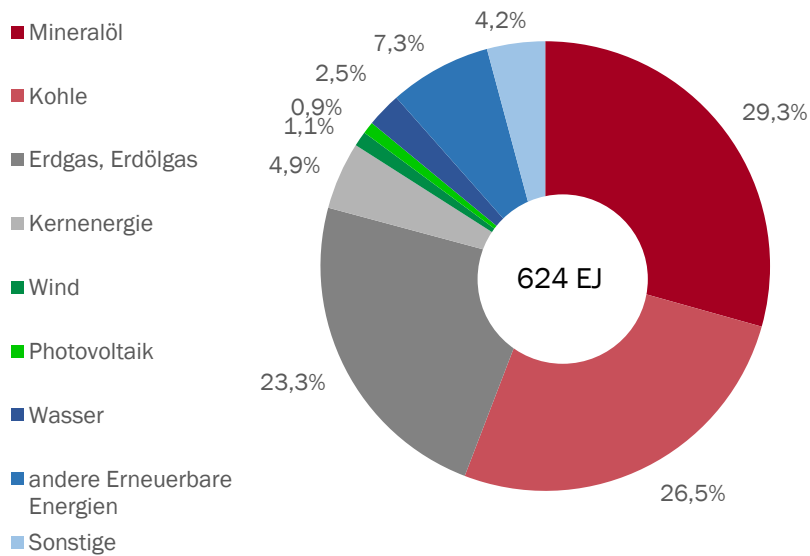
Mineralöl stammen, im derzeitigen Energiesystem aufgearbeitet. Dabei wird gezeigt, in welchem Umfang Mineralölprodukte heute zur Versorgungssicherheit beitragen. Im zweiten Schritt wird untersucht, welche Herausforderungen sich beim Wechsel zu alternativen Energieträgern – insbesondere erneuerbarem Strom und strombasierten Anwendungen – ergeben. Im dritten Schritt werden Lösungsalternativen betrachtet, die das Viereck auch unter Berücksichtigung aktueller Entwicklungen absichern können. Dabei wird zunächst der Ersatz durch Strom, dann der durch CO₂-neutrale flüssige Energieträger, insbesondere E-Fuels, analysiert. Dabei wird gezeigt, dass zum Erreichen der Ziele verschiedene Instrumente eingesetzt werden müssen und eine einseitige Fixierung auf Strom hohe Gefahren für die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Akzeptanz birgt. Erneuerbare flüssige Energieträger können ein wichtiger Teil der Lösung sein. Damit sie das werden, müssen verschiedenste Regularien angepasst werden.

2 | Die aktuelle Bedeutung von Mineralöl

2.1 | Die globale Bedeutung

Der globale Energiebedarf lag 2021 bei insgesamt 624 Exajoule. 80 Prozent des weltweiten Primärenergieverbrauchs werden durch die klassischen fossilen Energieträger Erdgas, Kohle und Mineralöl abgedeckt. Mit einem Anteil von fast 30 Prozent ist Mineralöl hierbei der global wichtigste Energieträger. Es folgen Kohle mit einem Anteil von 26,5 Prozent und Erdgas mit 23,3 Prozent. 11,8 Prozent des Energiebedarfs werden durch erneuerbare Energien gedeckt. Etwa 5 Prozent entfielen auf die Kernenergie (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2021

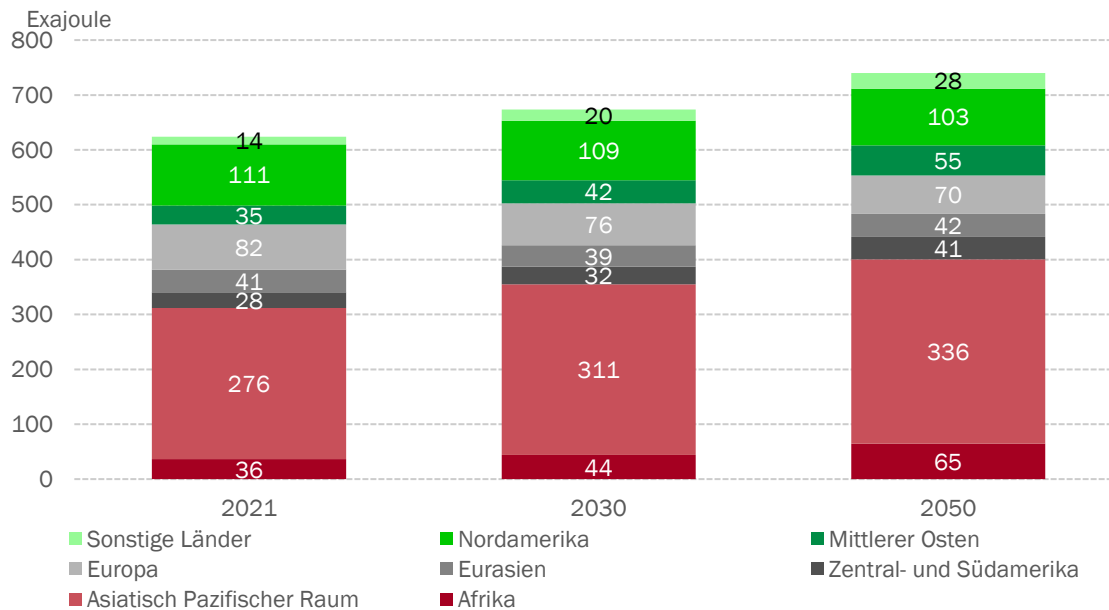


Quellen: IEA (2022); ETR.

Die globale Energienachfrage

Regional fällt der größte Teil der Energienachfrage im asiatisch-pazifischen Raum an, wo 276 Exajoule und damit 44,1 Prozent des globalen Energiebedarfs verbraucht werden. Allerdings leben in der Region auch 4,2 Milliarden Menschen und damit 53,3 Prozent der Weltbevölkerung. Somit liegt der Energieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung mit 18,2 MWh unterhalb des globalen Durchschnitts von 22 MWh. Ganz anders ist dies in Nordamerika, wo 113 Exajoule (17,9 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs) verbraucht werden, was einem Pro-Kopf-Verbrauch von 61,7 MWh entspricht. Europa hat insgesamt einen Energiebedarf von 82 Exajoule (13,2 %) und liegt damit auf Platz 3 der Regionen, mit einem Pro-Kopf-Verbrauch von 49,4 MWh. Der restliche Primärenergieverbrauch verteilt sich relativ gleichmäßig auf den Mittleren Osten, Eurasien, Zentral- und Südamerika sowie Afrika.

Abbildung 3: Primärenergieverbrauch nach Regionen



Quellen: IEA (2022); ETR.

Die globale **Energienachfrage** wird in den kommenden Jahrzehnten **weiter zunehmen**. Für die globale Entwicklung hat die International Energy Agency (IEA) verschiedene Szenarien entworfen. In dem STEPS-Szenario wird der derzeitige Trend mit den bisher beschlossenen politischen Maßnahmen zur CO₂-Reduktion fortgeschrieben. Der globale Primärenergieverbrauch nimmt in diesem Szenario bis 2050 um 18,6 Prozent zu. Dabei wird es in Europa einen Rückgang um 15,0 Prozent und in Nordamerika einen Rückgang um 7,3 Prozent geben. In allen anderen Regionen wird der Energieverbrauch aber steigen. Von vielen Ländern wurden schon verschiedene Maßnahmen zur weiteren Einsparung von Energie und CO₂-Emissionen angekündigt. Wird diese Politik wie angekündigt umgesetzt, nimmt der Energieverbrauch bis 2050 deutlich weniger zu (+0,8 % gegenüber 2021). Dennoch bleibt auch in diesem Szenario Erdöl bis 2030 der dominierende Energieträger und wird erst in den Jahren bis 2050 in der führenden Position durch erneuerbare Energien abgelöst.

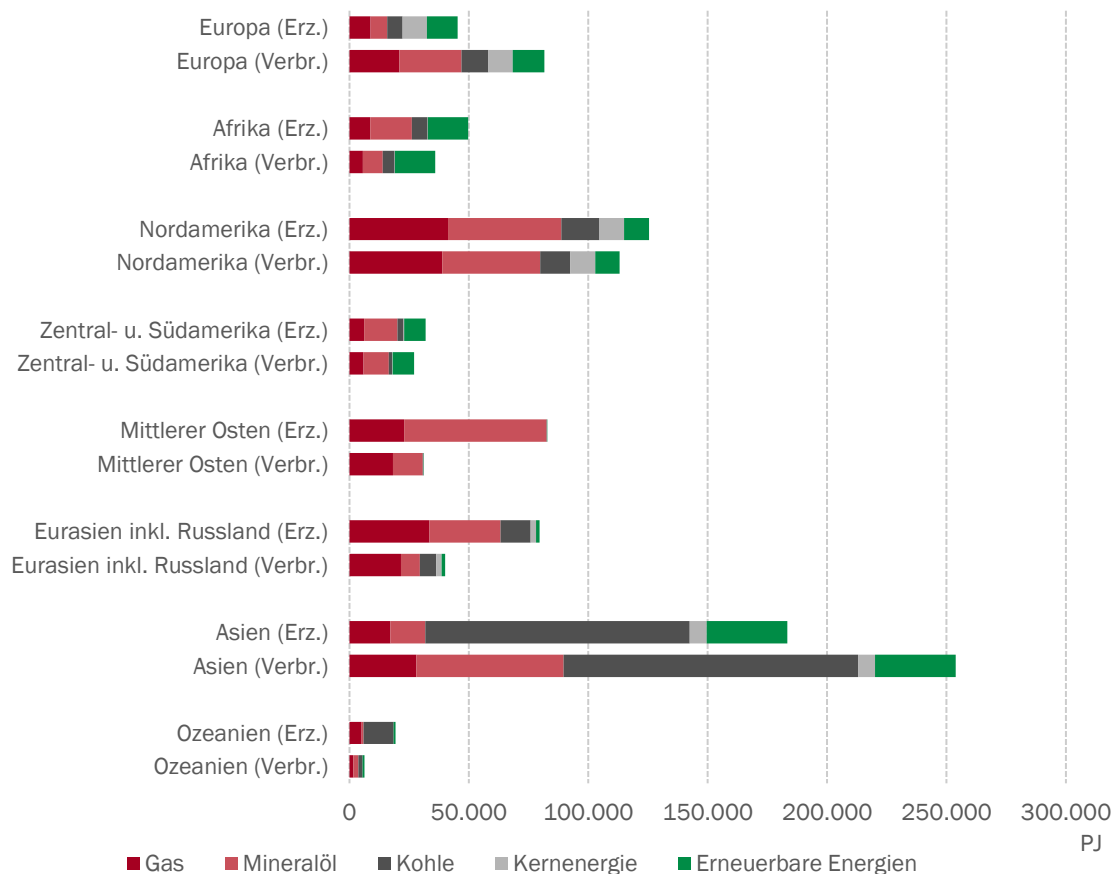
Das globale Energieangebot

Global gesehen gibt es große Differenzen zwischen Energieerzeugung und -verbrauch. Während Europa und Asien deutliche **Importüberschüsse** aufweisen, verzeichnen alle anderen Regionen Exportüberschüsse.

In Asien wird mit Abstand am meisten Energie erzeugt und verbraucht. Dabei lag der Energieverbrauch im Jahr 2019 mit 254 Exajoule deutlich höher als die Erzeugung, sodass 79,5 Exajoule importiert werden mussten. Nordamerika liegt sowohl bei der Erzeugung als auch beim Verbrauch auf Platz 2, wobei hier ein Produktionsüberschuss von 12,3 Exajoule besteht, der exportiert werden kann. Die größten Exportüberschüsse (50,3 Exajoule) kommen aus dem Nahen Osten. Es folgt Eurasien mit 38,4 Exajoule, wobei hier Russland eine dominierende Stellung hat. Der mit Abstand **wichtigste Energieträger** am internationalen

Energiemarkt ist Öl, von dem 328 Exajoule gehandelt werden. Es folgen Gas und Kohle mit 93,5 Exajoule bzw. 72,7 Exajoule. Sehr gering ist dagegen der Handel mit erneuerbaren Energien (2 Exajoule) ausgeprägt.

Abbildung 4: Globale Verteilung von Energieerzeugung und -verbrauch 2019

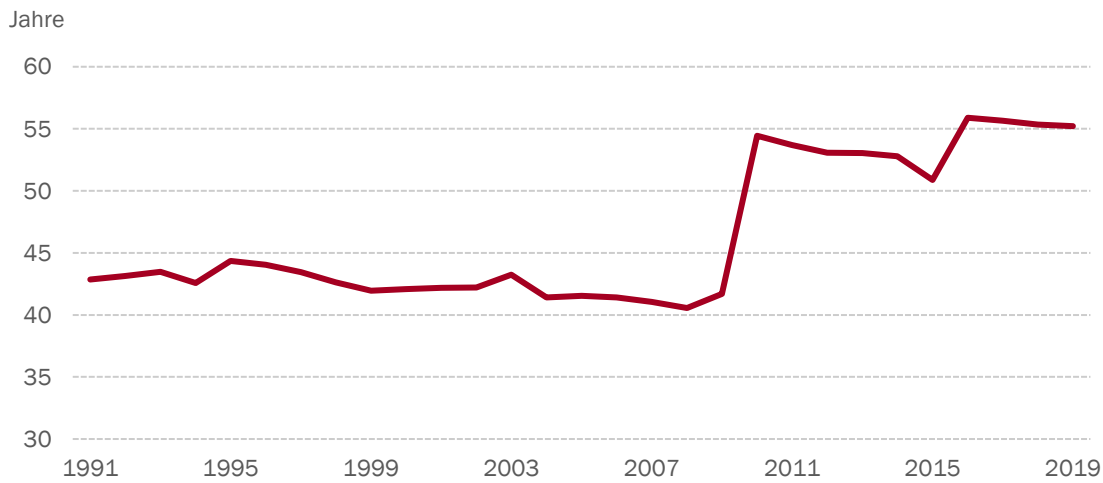


Quellen: IEA (2022); ETR.

Trotz der steigenden Nachfrage ist die Versorgung mit Erdöl global gesichert, da noch erhebliche Reserven vorhanden sind. Die sicher gewinnbaren Erdöl-Vorräte belaufen sich auf insgesamt 224 Milliarden Tonnen, was etwa 9.400 Exajoule entspricht.

Das Verhältnis zwischen Erdölreserven und Erdölverbrauch ergibt die **statische Reichweite**, die anzeigt, wie lange die Reserven bei einem konstanten Verbrauch ausreichen würden. Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der statischen Reichweite im Zeitverlauf. Derzeit liegt sie bei etwa 55 Jahren und damit deutlich über den 40 Jahren, wo sie relativ konstant in der Zeit zwischen 1991 und 2009 lag. Dabei ist der Verbrauch von Erdöl in dieser Zeit kontinuierlich gestiegen. Die Reserven haben aber nicht abgenommen, sondern wurden durch Exploration und neue Förderverfahren proportional zum Verbrauch erhöht. Durch Einführung der Fracking-Technologie stiegen die förderbaren Reserven noch einmal deutlich an, sodass die Reichweite um etwa 15 Jahre zugenommen hat.

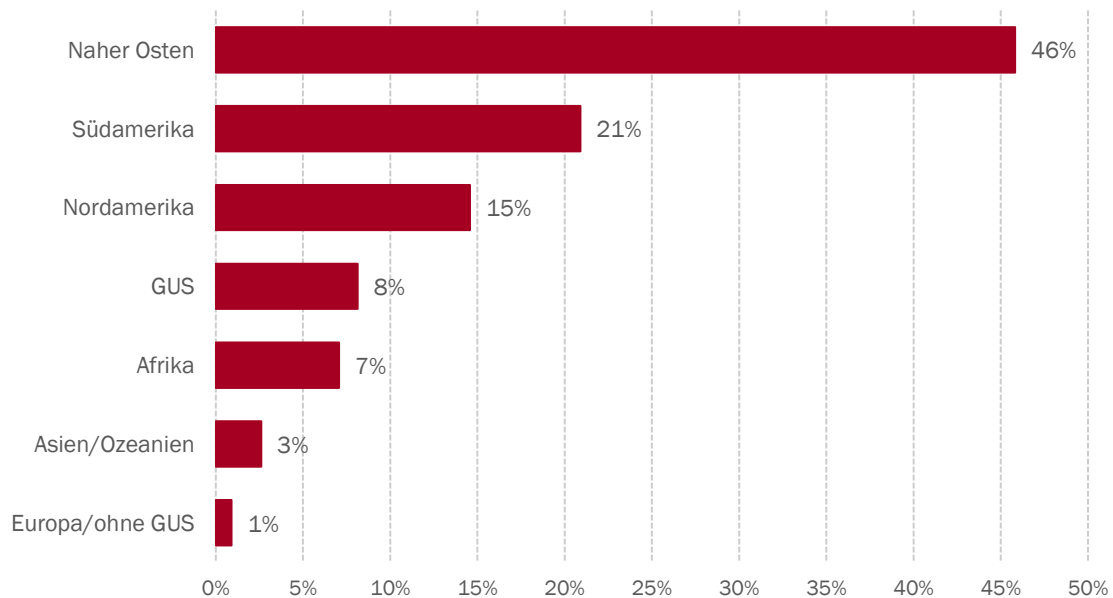
Abbildung 5: Statische Reichweite der Erdöl-Reserven



Quellen: BP (2022); ETR.

Die Erdöl-Reserven verteilen sich auf verschiedene Länder und Kontinente. Knapp die Hälfte der Vorkommen liegen im Nahen Osten; 15,9 Prozent befinden sich in Saudi-Arabien, gefolgt vom Iran (8,7 %) und Irak (8,1 %). Etwa ein Fünftel der Erdöl-Vorräte liegen in Südamerika. Mit einem Anteil von 19,4 Prozent befinden sich die weltweit größten Reserven in Venezuela. Sechs Prozent der weltweiten Vorräte liegen in Russland (vgl. Abbildung 6).

Abbildung 6: Verteilung der Erdöl-Reserven nach Regionen



Quellen: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2022); ETR.

Die Abbildung 5 und 6 zeigen, dass Öl, wie auch die anderen fossilen Energieträger, über die nächsten Jahrzehnte ausreichend vorhanden ist. Ihr Verbrauch muss aber signifikant reduziert werden, um die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Weltweit müssen Anreize gesetzt

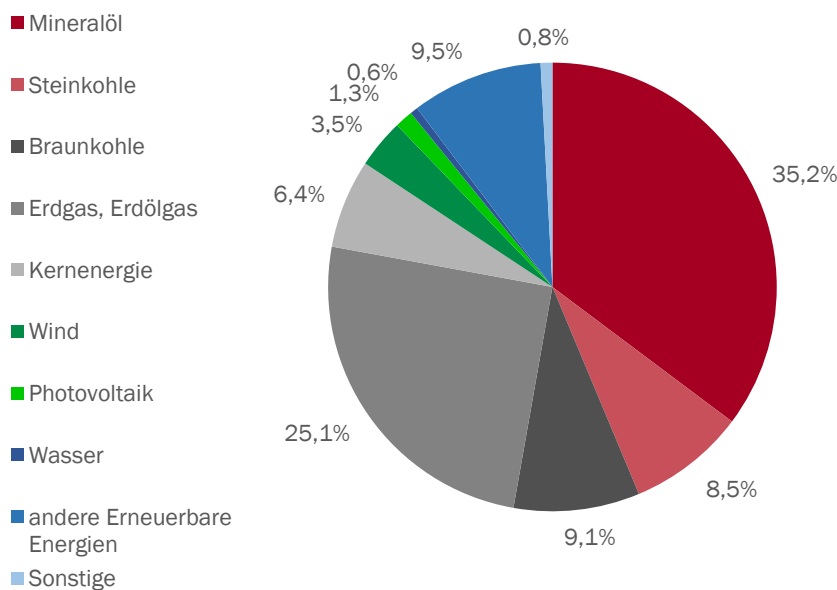
werden, auf die fossilen Energieträger zu verzichten und erneuerbare Energieträger einzusetzen. Besonders bedeutsam sind dabei wirtschaftliche Anreize wie sie durch die global vereinbarte CO₂-Bepreisung gesetzt werden. Dabei muss allen Regionen das energiepolitische Viereck zugestanden werden, was zwingend erfordert, auch breitenanwendbare CO₂-neutrale Alternativen zu entwickeln. In diesem Bereich sollten Nachhaltigkeitsnachweise für Industrie- und Konsumgüter für Transparenz sorgen.

Darüber hinaus sollten Anreize für den Markthochlauf von erneuerbaren Energien gesetzt werden. Diese bieten auch neue Wertschöpfungs- und Energieexportperspektiven für viele der heutigen Exportländer von Mineralöl und Erdgas sowie für Regionen mit deutlichem Entwicklungsbedarf und gleichzeitig hohen Potenzialen zur Erzeugung erneuerbarer Energie. Dies gilt beispielsweise für viele afrikanische Länder (vgl. Kapitel 4).

2.2 | Die Bedeutung in Deutschland

Auch in Deutschland basiert die **Energieversorgung** heute ganz wesentlich auf fossil-basiertem Erdgas, Mineralöl und Kohle. Insgesamt gehen mehr als drei Viertel des Primärenergieverbrauchs in Deutschland auf diese Energieträger zurück. Mehr als ein Drittel (35,2 %) des Energiebedarfs wird allein über Mineralöl gedeckt. Etwas mehr als ein Viertel über Gas. Anschließend folgen mit deutlichem Abstand andere erneuerbare Energien (9,5 %), Braunkohle (9,1 %) und Steinkohle (8,5 %). Nur 3,5 Prozent des Energiebedarfs wurde 2019 über Windkraft und 1,3 Prozent über Photovoltaik abgedeckt (vgl. Abbildung 7).

Abbildung 7: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern, 2019



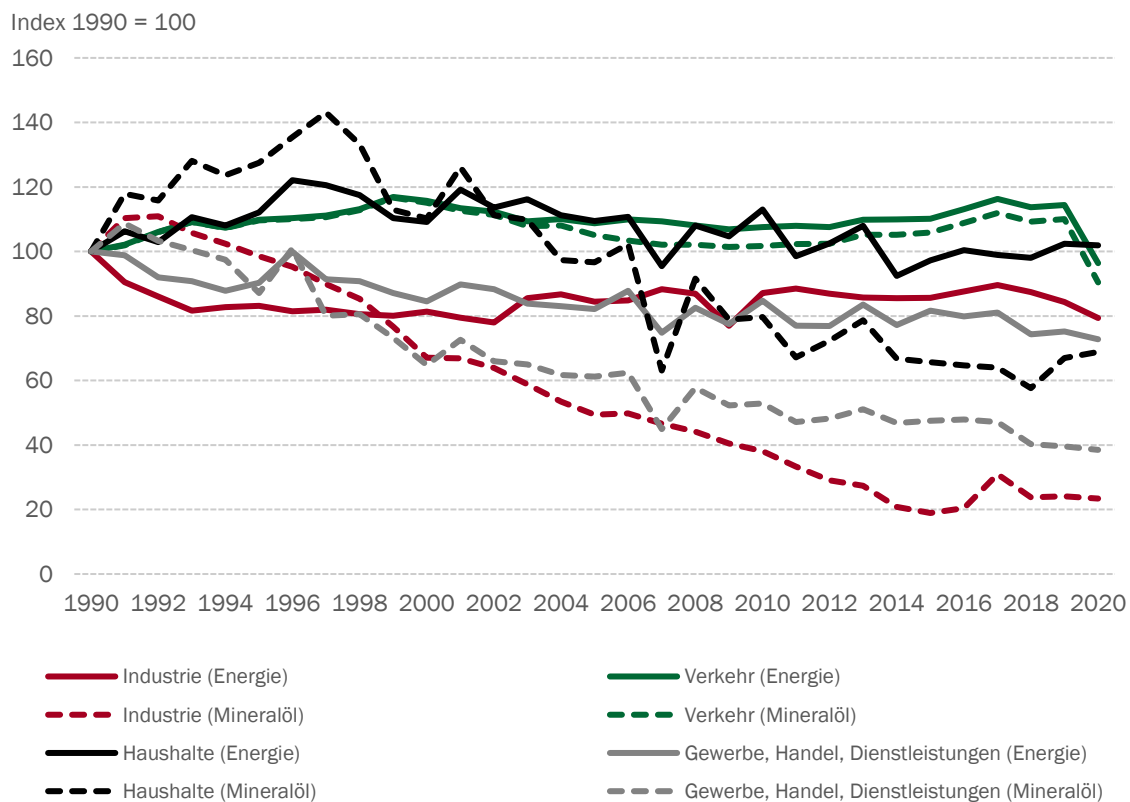
Quellen: BMWK (2021); ETR.

Im Folgenden wird zunächst die Struktur und Entwicklung der Energie- und Mineralölnachfrage dargestellt. Dann wird gezeigt, wie das Angebot an Mineralölprodukten in Deutschland sichergestellt ist.

2.2.1 | Die Mineralölnachfrage in Deutschland

Insgesamt ist der Endenergieverbrauch über die letzten drei Jahrzehnte um 12 Prozent zurückgegangen, sodass er im Jahr 2020 bei 88 Prozent des Niveaus aus dem Jahr 1990 lag. Besonders deutlich sind die Rückgänge im Gewerbe und in der Industrie. Die Energieverbräuche des Verkehrs und der Haushalte sind in den 1990er-Jahren zunächst gestiegen und dann im Wesentlichen konstant geblieben. Im Jahr 2020 gab es einen Rückgang des Energieverbrauchs im Verkehr, der aber rein auf die Covid-Krise zurückzuführen war (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8: Entwicklung des Endenergie- und Mineralölverbrauchs in Deutschland



Quellen: BAFA (2022); ETR.

Etwas über ein Drittel der Endenergienachfrage entfällt auf Mineralölprodukte (34,1 %), womit der Anteil seit 1990 um 8 Prozentpunkte gesunken ist. Die deutsche Mineralölnachfrage von 3.395 Petajoule verteilt sich auf die **Sektoren** Verkehr, Haushalte, Industrie und Gewerbe, wobei 75,5 Prozent der Gesamtnachfrage auf den **Verkehr** entfallen, in dem fast die gesamte Energienachfrage (94,1 %) über Kraftstoffe gedeckt wird. Im Verkehrssektor teilt sich der Kraftstoffverbrauch etwa im Verhältnis 2:1 auf Diesel und Benzin auf. Bei den Haushalten (20,4 %) und im Gewerbe (19,3 %) wird etwa ein Fünftel der Energienachfrage

über Mineralölprodukte gedeckt. Dabei stehen bei Haushalten und auch im Dienstleistungsbereich die **Wärmeerzeugung** im Vordergrund. Das Gewerbe enthält neben Handels- und Dienstleistungsunternehmen auch das Handwerk und den Baubereich, wo Mineralölprodukte auch für Fahrzeuge und **mobile Maschinen** benötigt werden. In der Industrie wurden bis vor Kurzem nur 3,4 Prozent des Energiebedarfs über Mineralölprodukte gedeckt.

Entwicklungen im Verkehrssektor

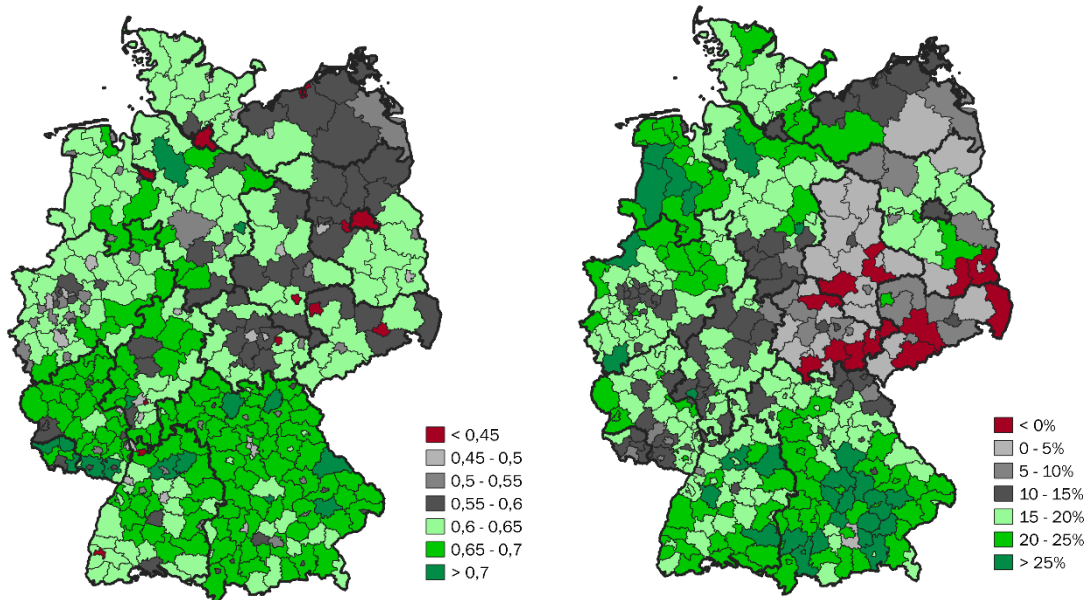
Die Stagnation des Energieverbrauchs im Verkehrssektor ist auf die **steigende Verkehrsleistung** zurückzuführen. 2019 lag die Zahl der gefahrenen Kilometer fast 31 Prozent über dem Niveau des Jahres 1991. Im motorisierten Individualverkehr lag das Wachstum etwas unter 30 Prozent, im Bahnverkehr bei 79 Prozent und im Luftverkehr bei 320 Prozent.

Die weiterhin hohe Bedeutung des Individualverkehrs wird auch in der Entwicklung der Fahrzeug-Flotte deutlich. In Deutschland gibt es insgesamt 48,5 Millionen Pkw, womit auf jeden der 40,7 Millionen Haushalte 1,2 Pkw entfallen oder auf jeden Einwohner – egal welchen Alters – 0,58 Pkw. In den Jahren von 2010 bis 2022 hat die Zahl der zugelassenen Pkw insgesamt um 16,3 Prozent zugenommen, die Zahl der PKW je Einwohner um 12,2 Prozent. Abbildung 9 zeigt die Verteilung der Pkw je Einwohner und das Wachstum der Pkw in Deutschland.

Abbildung 9: Verteilung und Entwicklung des Pkw-Bestands

Pkw je Einwohner (2022)

Wachstum des Pkw-Bestands (2010-2022)



Quelle: KBA (2022); Statistisches Bundesamt (2022); ETR

Die Zahl der Pkw je Einwohner ist im ländlichen Raum höher als in den Städten und im Süden höher als im Norden, was wesentlich auf die Einkommensunterschiede zurückzuführen sein dürfte. In einigen ländlichen Kreisen im Süden kommen mehr als 7 Pkw auf 10

Einwohner. In fast allen Kreisen und kreisfreien Städten hat die Zahl der Pkw über die letzten 10 Jahre zugenommen, zum Teil um mehr als 20 Prozent. Zurückgegangen ist die Zahl der Pkw nur in Regionen, die einen starken Bevölkerungsrückgang durch Abwanderung erfahren haben. Allerdings ist die Zahl der Pkw pro Kopf auch in diesen Regionen gewachsen.

Nachdem in den letzten Jahren die Wanderung in die Städte das Wachstum des Pkw-Bestands etwas gebremst haben dürfte, spricht jetzt einiges dafür, dass sich dieser Trend umkehrt. Aufgrund von Knappheiten am Wohnungsmarkt, hohen Mieten und verbesserten Möglichkeiten zur Telearbeit kommt es zu einer Abwanderung aus den Städten in das Umland. Durch die steigende Zahl von Tagen im Homeoffice geht zwar die Anzahl der Fahrten zur Arbeit zurück, aber mehr Menschen ziehen weiter aus den Innenstädten weg und nehmen längere Pendeldistanzen in Kauf (vgl. März 2022).

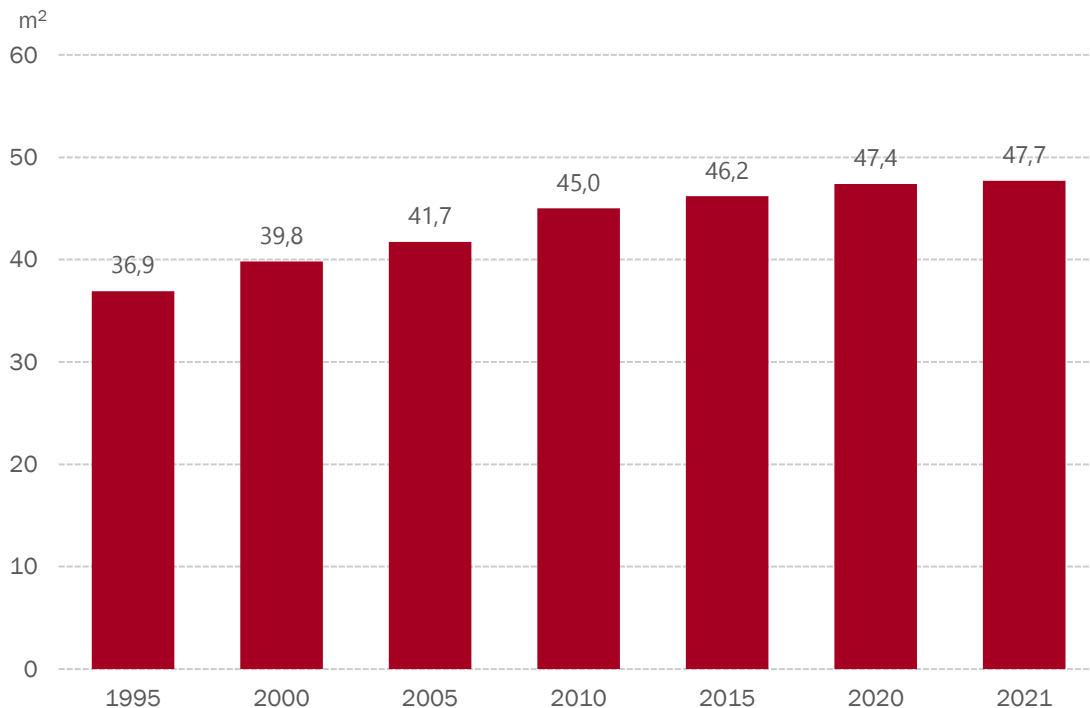
Entwicklungen im Wärmemarkt

Auch der Energiebedarf der Haushalte, der zu wesentlichen Teilen durch **Wärme** hervorgerufen wird, ist bisher kaum zurückgegangen. Der Wohnungsbestand lag im Jahr 2021 bei 42,9 Millionen Wohnungen. Dabei wurden 49,5 Prozent mit Gas und 24,8 Prozent mit Öl beheizt. Nur 2,8 Prozent der Wohnungen werden durch Wärmepumpen beheizt. Der Energiebedarf hängt dabei vor allem von der Wohnfläche und dem energetischen Zustand der Wohnungen ab. Der Wohnungsbestand stieg im Vergleich zum Vorjahr um etwa 256.000 Wohnungen oder um 0,6 Prozent. Im Vergleich zum Jahr 2010 erhöhte sich der Wohnungsbestand um 5,7 Prozent beziehungsweise 2,3 Millionen Wohnungen. Somit kamen Ende 2020 auf 1.000 Einwohnerinnen und Einwohner 515 Wohnungen und damit 20 Wohnungen mehr als zehn Jahre zuvor.

Die **Wohnfläche** des Wohnungsbestandes belief sich Ende 2021 auf insgesamt fast 4 Milliarden Quadratmeter. Damit vergrößerte sie sich gegenüber dem Jahr 2010 um 7,0 Prozent. Die Wohnfläche je Wohnung betrug Ende 2021 durchschnittlich 92,1 m², die Wohnfläche je Einwohnerin und Einwohner 47,4 m². Damit haben sich die Wohnfläche je Wohnung seit dem Jahr 2010 um 1,1 m² und die Wohnfläche je Einwohnerin und Einwohner um 2,4 m² erhöht (vgl. Abbildung 10). Die durchschnittliche Zahl der Bewohnerinnen und Bewohner je Wohnung nahm in diesem Zeitraum von 2,02 auf 1,94 ab.

Gleichzeitig ist für die nächsten Jahre mit erheblicher Zuwanderung zu rechnen, wobei die Bevölkerung gleichzeitig altert. Beide Faktoren führen tendenziell zu weiter steigenden Wohnflächen. Verstärkt wird dieses Wachstum noch durch die Möglichkeiten zum Homeoffice, die dazu führen, dass die Zahl der Pendler und die Pendeldistanzen zunehmen. Mit steigender Distanz des Wohnorts von den Innenstädten nimmt in der Regel auch die Wohnfläche der Haushalte zu.

Abbildung 10: Wohnfläche je Einwohner im Zeitverlauf



Quellen: Statistisches Bundesamt (2022); ETR.

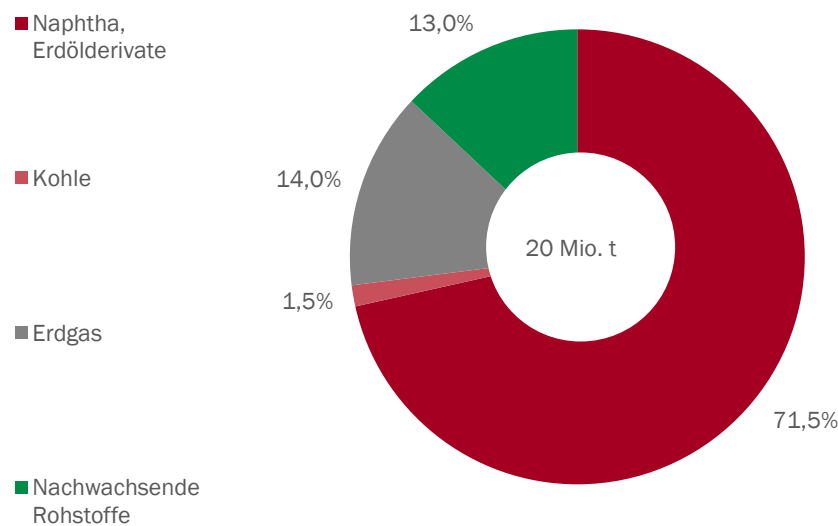
Fast 90 Prozent des heutigen Gebäudebestands sind älter als 20 Jahre und nur 13 Prozent gelten als vollsanziert oder Neubau. Die **Sanierungsrate** stagniert seit Langem bei etwa einem Prozent pro Jahr. Bei den Sanierungsentscheidungen spielen die Kosten eine erhebliche Rolle. Ob sich die **Kosten amortisieren**, hängt von einer Vielzahl von Parametern ab. Hierzu zählt zum Beispiel der Gebäudezustand und die zeitliche Perspektive, in der die Wohnung oder das Haus noch selbst bewohnt wird. Sofern ein Verkauf geplant ist, wird die Preisentwicklung nicht nur vom energetischen Zustand der Immobilie bestimmt, sondern auch von vielen anderen Einflussfaktoren wie der räumlichen Lage der Immobilie und deren verkehrliche Anbindung.

Ob die **Sanierung finanziert** werden kann, wird durch die Einkommenssituation und Einkommensstabilität der Haushalte bestimmt. Dabei spielen auch Prioritätensetzung bei der Allokation des verfügbaren Haushaltsetats und familiäre Verpflichtungen eine wichtige Rolle. Bei Mehrfamilienhäusern mit verschiedenen Eigentümern verschärft sich das Problem, da die Sanierungsentscheidungen häufig von der Eigentümergemeinschaft gemeinsam getroffen werden müssen. Bei den heterogenen Bedingungen sollten verschiedene Möglichkeiten bestehen, die Transformationsprozesse zu gestalten. Einheitliche, für alle identische Regulierungen werden vor diesem Hintergrund eher Sanierungen verhindern als diese anstoßen.

Mineralölnachfrage der Industrie

Für die Energieversorgung der Industrie ist Mineralöl nur von geringer Bedeutung, wobei in der Gaskrise 2022 viele Industrieunternehmen ihre Energieversorgung von Gas auf Öl umgestellt haben, sodass der Heizölverbrauch im Jahr 2022 gegenüber 2021 um 8,2 Prozent gestiegen ist. Wichtiger für die Mineralölnachfrage ist aber, dass Rohbenzin (Naphtha) mit einem Anteil von mehr als 70 Prozent der **wichtigste Rohstoff** in der **chemischen Industrie** ist (vgl. Abbildung 11). Damit gehen knapp 12 Prozent der Lieferungen von Mineralölprodukten als Rohbenzin an die Industrie.

Abbildung 11: Rohstoffbasis der organischen Chemie 2020



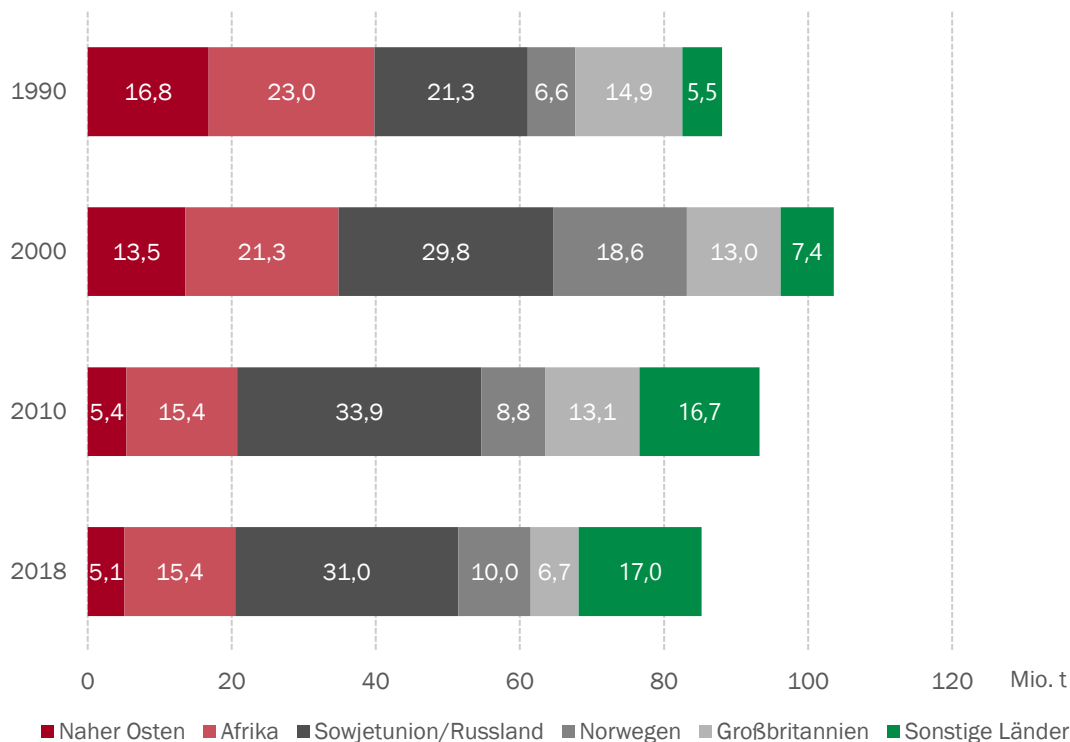
Quellen: VCI, FNR (2020); ETR.

2.2.2 | Das Angebot von Mineralölprodukten in Deutschland

Die Versorgung mit Rohöl erfolgt fast ausschließlich über Importe, wobei auf ein **Importangebot** aus verschiedensten Ländern zurückgegriffen werden kann. Im Jahr 2018 belief sich die Rohöleinfuhr auf insgesamt 85,2 Millionen Tonnen, wobei etwas mehr als ein Drittel der Importe aus Russland stammte. Gegenüber 2010 sind die Importe damit um 8,6 Prozent gesunken, wobei der Nahe Osten als Lieferregion über die Jahre deutlich an Bedeutung verloren hat. Auch die Importe aus Großbritannien sind maßgeblich zurückgegangen, sodass sie sich seit 2010 etwa halbiert haben (vgl. Abbildung 12).

Angesichts des russischen Angriffs auf die Ukraine wurde im Zuge des Embargos beschlossen, die Energielieferungen aus Russland möglichst schnell zurückzufahren. Dazu ist bis März 2023 der Anteil der Öllieferungen aus Russland von 40 Prozent am Jahresanfang 2022 auf null gesenkt worden. Insgesamt müssen damit 27 Millionen Tonnen Rohöl aus anderen Ländern bezogen werden.

Abbildung 12: Regionale Verteilung der Rohölimporte im Zeitverlauf



Quellen: BMWK (2022); ETR.

Eine besondere Problematik bei der Substitution von russischem Rohöl ergibt sich aus den Transportwegen. Von den deutschen Rohöleinfuhren kommen 58,5 Millionen Tonnen (72,8 %) über Rohrleitungen und 21,6 Millionen Tonnen über Tanker (26,9 %). Von den Grenzübergängen gehen die Importe zu den 16 Raffinerien, die das Rohöl zu diversen Mineralölprodukten wie etwa Heizöl, Benzin, Diesel oder Kerosin verarbeiten. Mit der Verarbeitung sind etwa 23.000 Personen beschäftigt, die eine Wertschöpfung von 36,5 Milliarden Euro erwirtschaften, wobei große Teile (33,3 Milliarden Euro) als Abgaben an den Staat fließen.

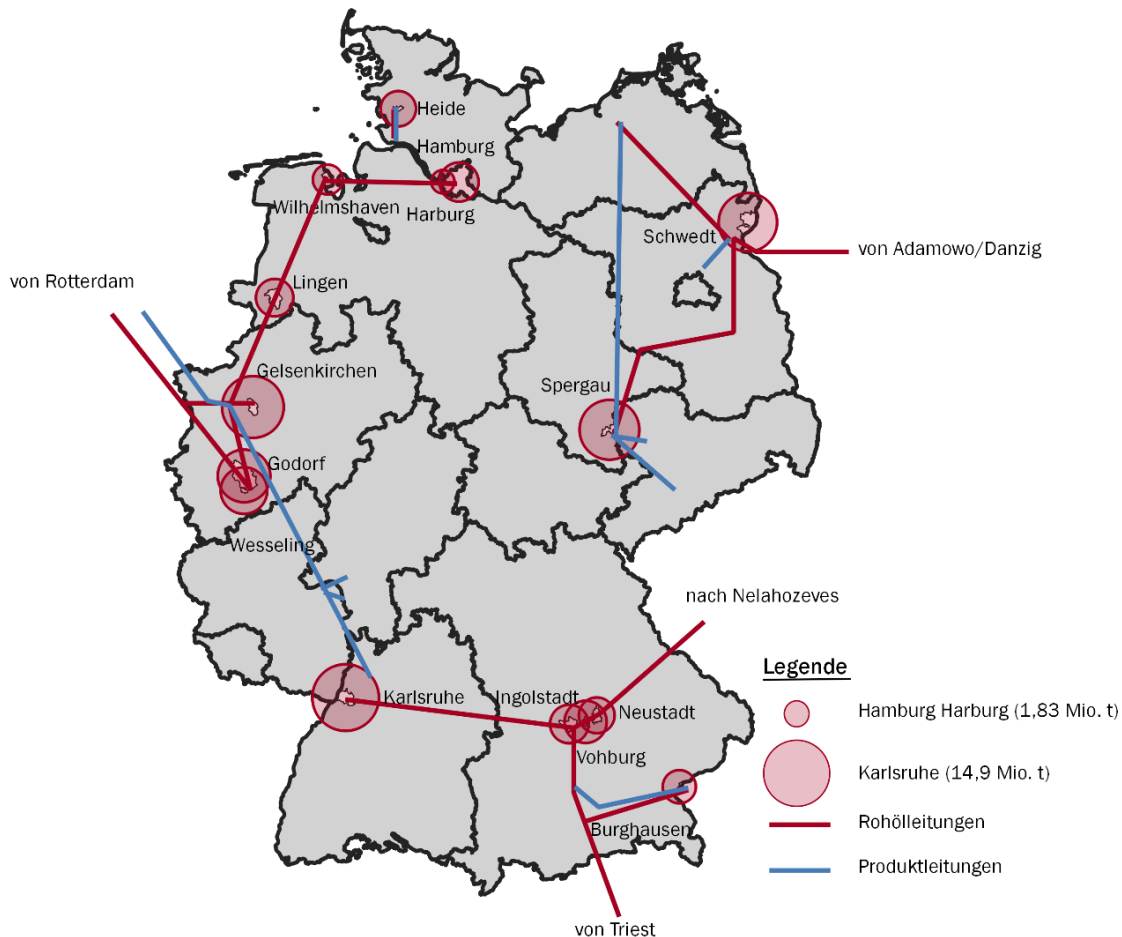
Abbildung 13 zeigt die Verteilung der **Raffinerien** und den Verlauf der Leitungen: Das deutsche Pipeline-Netz ist dreigeteilt. Die Raffinerien werden

1. im Süden über eine Trasse aus Italien versorgt,
2. im Norden und im Westen über die Hafenterminals an der deutschen und niederländischen Küste beliefert,
3. im Osten über die Leitungen aus Russland versorgt.

Die Leitungen aus Triest und Rotterdam werden über Tanker befüllt. Insofern ist die Druschba-Pipeline die einzige Rohrleitung, die direkt von einem Ölanbieterland (Russland) zum Nachfrageland (Deutschland) führt. Insgesamt werden damit etwa 70 Prozent der Ölnachfrage direkt oder indirekt über den Seeweg aus globalen Bezugsquellen bedient. Um die russischen Importe zu ersetzen, werden Verbindungen der ostdeutschen Raffinerien in Schwedt und Leuna mit den Häfen in Rostock und Danzig genutzt. Erste Lieferungen über

Danzig wurden im November 2022 realisiert. Im Dezember hatte Russland noch einen Anteil von 15 Prozent an den gesamten deutschen Ölimporten. Zum Jahresbeginn 2023 wurden diese dann auf null heruntergefahren und durch Einfuhren aus anderen Ländern ersetzt. Deutlich gestiegen sind die Importe aus den USA und Kasachstan, die über die Nordsee erfolgen.

Abbildung 13: Raffinerien und Pipelineverläufe in Deutschland



Quellen: en2x – Wirtschaftsverband Fuels & Energie (2022); ETR.

Die Mineralölprodukte gehen von den **deutschen Raffinerien** an den Handel sowie an Verbraucher im Inland und werden in Teilen auch exportiert. Gleichzeitig werden aber auch Mineralölprodukte importiert, wobei der Import etwa doppelt so hoch ist wie der Export. Die Verteilung der Mineralölprodukte erfolgt zu einem kleinen Teil grenzüberschreitend in etwa hälftig über Binnenschiffe und den Seeverkehr und zu etwa 5 Prozent über den Schienenverkehr. National werden die Mineralölprodukte zu etwa zwei Dritteln über den Schienenverkehr und zu etwa einem Drittel über Binnenschiffe transportiert.

Dazu kommt **Verteilerverkehr von Raffinerien** und großen Lägern zu den Tankstellen und Verbrauchern über Straßenfahrzeuge mit den entsprechenden technischen Ausstattungen und Sicherheitseinrichtungen. Damit ist die flächendeckende Versorgung auch in den ländlichen Regionen logistisch sichergestellt.

2.3 | Die Bedeutung von Mineralöl im Krisenfall

Ausfallende Energielieferungen

Bei ausfallenden Öllieferungen kann die Versorgung über längere Zeit aus den **Vorräten** erfolgen. Die Vorräte von Mineralöl werden sowohl in den **Tanklagern** der Raffinerien und Mineralölhändlern als auch in den Tanks der **Tankstellen** und der Pkw-Halter sowie der Haushalte gehalten (vgl. Abbildung 14).

Abbildung 14: Bevorratungskapazitäten



Quellen: AG Energiebilanzen (2022); ETR.

Die Raffinerien und Mineralölhändler halten die mit Abstand größten Mineralölreserven in ihren Tanks. Sie lagern ihre Vorräte sowohl in Form von Rohöl als auch in Form von Mineralölprodukten wie Benzin, Diesel, Heizöl und Kerosin. Die Mineralölwirtschaft bevorratet hierbei sowohl ihre eigenen Mineralölbestände als auch die Bestände des Erdölbevorratungsverbands. Dieser stellt eine Bevorratung der durchschnittlichen täglichen Importe von Erdöl und Mineralölprodukten für mindestens 90 Tage sicher. Die Lagerbestände in der Mineralölwirtschaft belaufen sich damit auf insgesamt 339 TWh, wovon etwas mehr als die Hälfte auf die Rohölbevorratung entfällt.

Die zweitgrößten der hier dargestellten Lagerbestände befinden sich in den Heizöltanks der Privathaushalte. Von den insgesamt 40,6 Millionen Wohnungen in Deutschland werden etwa 10,4 Millionen bzw. 25,6 Prozent aller Wohnungen über Öl-Zentralheizungen oder Öl-öfen beheizt. Hierfür werden circa 5,3 Millionen Öl-(Brennwert)-Kessel befeuert. Mit einer durchschnittlichen Tankkapazität von 4.500 Litern können etwa 25,2 Milliarden Liter Heizöl in den Tanks der Ölheizungen gelagert werden. Die Energiespeicherpotenziale in den Heizöltanks der Haushalte belaufen sich somit auf insgesamt 245 TWh.

Neben den Speicherpotenzialen der Mineralölwirtschaft und der Haushalte wird auch einiges an Energie in den Tanks der Pkw gespeichert. Von den im Dezember 2021 zugelassenen

48,6 Millionen Pkw waren etwa 31 Millionen Benziner und etwa 14,8 Millionen Diesel-Pkw. Damit ergibt sich eine Tankkapazität von Benzinern von etwa 1.532 Millionen Litern Benzin, wodurch 13,7 TWh an Energie gespeichert werden. Die Tanks der Diesel-Pkw können 10,2 TWh bzw. 1.038 Millionen Liter bevorraten. In den Pkw-Tanks sind damit insgesamt 24 TWh Energie gespeichert.

Weitere wichtige Lagerbestände befinden sich in den Tanks der Tankstellen und Heizölhändlern. In Deutschland gibt es ca. 14.500 Tankstellen. Damit beläuft sich die Speicherkapazität der Benzin- und Dieseltanks in Tankstellen auf 6,3 TWh.

Somit belaufen sich die aufgezeigten **Bestände von Mineralöl und Mineralölprodukten** in den Tanks der Raffinerien, Tankstellen, Pkw sowie Haushalte auf insgesamt 614 TWh Energie. Bei einer Mineralölnachfrage von 800 TWh pro Jahr reichen die Bevorratungskapazitäten, um die Nachfrage über neun Monate zu befriedigen. Weitere wesentliche Vorräte – u.a. in der Schifffahrt und dem Produzierenden Gewerbe – wurden in der Analyse nicht mit einbezogen, sodass die hier dargestellten Speicherkapazitäten lediglich eine Untergrenze markieren.

Flüssige Energieträger zur Absicherung der Krisen- und Katastrophenhilfe

Im Fall von Katastrophen erfordern **Rettungsmaßnahmen** ebenso wie **Aufräumarbeiten** den Einsatz von kraftstoffbetriebenen Fahrzeugen und Maschinen. So ist aus Sicht des Katastrophenmanagements die Verfügbarkeit von Treibstoff von zentraler Bedeutung für

- Einsatzfahrzeuge der Hilfsorganisationen und Unterstützungskräfte,
- dieselbetriebene Schienenfahrzeuge zur Räumung liegengebliebener Züge und für Transportzwecke, sowie Busse des ÖPNV zur Aufrechterhaltung minimaler Transportdienstleistungen,
- Notstromaggregate, die sensible Infrastrukturkomponenten, also Knotenpunkte der Information, Kommunikation und Koordination des Katastrophenmanagements funktionsfähig halten.

Im Gegensatz dazu fällt die Versorgung mit leitungsgebundenen Energien, wie Strom und Gas, in der Regel aus. Hier sind kraftstoffbetriebene Notstromaggregate notwendig, um die Versorgung wieder aufzubauen. Die Bedeutung von Mineralöl wird deutlich, wenn man die Chronologie der Hochwasserkatastrophe im Ahrtal betrachtet.

Kasten 1: Hochwasser im Ahrtal als Fallbeispiel

Die Hochwasserkatastrophe Mitte Juli 2021 im Ahrtal verdeutlicht die Bedeutung fossiler Kraft- und Brennstoffe für das Katastrophenmanagement in Krisensituationen. Das Hochwasser beschädigte in Nordrhein-Westfalen insgesamt 20.000 Haushalte und betraf weitere 7.000 Unternehmen. Zusätzlich waren in Rheinland-Pfalz 65.000 Personen sowie 3.000 Unternehmen betroffen. Neben zahlreichen Gebäuden und Häusern wurden zudem

wichtige Infrastrukturen wie Brücken, Straßen, Geh- und Radwege sowie Gas-, Strom-, und Wasserleitungen auf einer 40 Kilometer langen Strecke schwer beschädigt oder ganz zerstört. Laut BMI und BMF verursachte die Naturkatastrophe Schäden in Höhe von 33 Milliarden Euro – davon 18,2 Milliarden Euro in Rheinland-Pfalz und 12,3 Milliarden Euro in Nordrhein-Westfalen.

Zur Beseitigung der Schäden waren Tausende Einsatzkräfte des THW, der Bundespolizei, der Bundeswehr, der Feuerwehr sowie etlicher Hilfsorganisationen im Krisengebiet tätig. Allein die Bundeswehr unterstützte mit 300 Fahrzeugen sowie 10 Hubschraubern und der Abgabe von etwa 2,6 Millionen Litern an Kraftstoffen. Die Aufgabenbereiche der Einsatzkräfte umfassten neben der Evakuierung und Vermisstensuche mit kraftstoffbetriebenen Hubschraubern und Booten insbesondere die Instandsetzung der Notfallversorgung in den Bereichen der Wärme-, Strom-, Wasser- und Gesundheitsversorgung sowie der Telekommunikation, der Verkehrsinfrastruktur als auch die Unterstützung bei Räumarbeiten. Bei all den Maßnahmen war der Einsatz flüssiger Brenn- und Kraftstoffe unabdingbar.

Bei der Hochwasserkatastrophe im Ahrtal kamen über 170 Menschen ums Leben und über 700 weitere Menschen wurden allein in Rheinland-Pfalz verletzt. Die Gesundheitsversorgung war im Zuge der Hochwasserkatastrophe stark eingeschränkt. In Rheinland-Pfalz wurden insgesamt fünf Krankenhäuser, zwei Rehakliniken sowie fast 60 Arztpraxen und viele Apotheken beschädigt oder zerstört, sodass die medizinische Grundversorgung hier mithilfe mobiler Arztpraxen sichergestellt werden musste.

Neben starken Einschränkungen in der Gesundheitsversorgung gab es vielerorts tage- lang – in einigen Orten sogar wochenlang – keine Stromversorgung mehr. Zeitweise waren fast 65.000 Haushalte von der Stromversorgung abgeschnitten. Zur Notversorgung wurden hier beispielsweise kraftstoffbetriebene Notstromaggregate oder mobile Trafostationen eingesetzt. Für den Transport und das Aufstellen der Notstromanlagen sind wiederum kraftstoffbetriebene Fahrzeuge notwendig.

Im Bereich der Wärmeversorgung waren die Auswirkungen sowohl durch das Hochwasser als auch durch die Stromausfälle immens. Insgesamt wurden etwa 133 Kilometer Erdgasleitungen zerstört oder beschädigt sowie über 8.000 Gas-Netzanschlüsse unterbrochen. Darüber hinaus sind die Heizungsanlagen in den Gebäuden durch das Hochwasser vielerorts schwer beschädigt oder zerstört worden. Um eine Notversorgung zu ermöglichen, wurden dezentrale Heizersatzanlagen und mobile, mit beispielsweise Flüssiggas oder Heizöl betriebene, Heizgeräte eingesetzt.

Auch im Bereich der Wasserversorgung kam es zu erheblichen Einschränkungen. Viele Haushalte hatten im Zuge der durch die Flutkatastrophe zerstörten Pumpanlagen und Wasserleitungen keinen Zugang mehr zu sauberem Trinkwasser. Hier halfen beispielsweise das THW und die Bundeswehr mit dem Aufbau mobiler Trinkwasseraufbereitungsanlagen. Das aufbereitete Trinkwasser konnte mithilfe kraftstoffbetriebener Fahrzeuge in andere betroffene Orte transportiert werden. Neben dem Zusammenbruch der Trinkwasserversorgung wurde auch das Abwassernetz im Ahrtal teilweise stark beschädigt.

Hier konnten zum Beispiel mit Notstromaggregaten betriebene mobile Kläranlagen die Notversorgung sicherstellen.

Aufgrund des Hochwassers wurden zudem weite Teile der Telefon- und Internetleitungen sowie das Mobilfunknetz zerstört. Rettungskräfte konnten teilweise auf den Analogfunk zurückgreifen, da die zugehörigen Funkmasten im Gegensatz zu Digitalfunkmasten mit Notstromaggregaten betrieben werden können.

Da viele Brücken, Straßen, Geh- und Radwege zerstört oder beschädigt wurden, waren im Bereich der Verkehrsinfrastruktur viele Reparatur- und Asphaltierungsarbeiten notwendig. Da die Reparatur bzw. der Bau von Brücken zeitaufwendig ist, wurden neben zivilen Behelfsbrücken auch Bundeswehr-Brücken errichtet.

Auch die Müllentsorgung war mit einem großen Aufwand verbunden. Im Landkreis Ahrweiler war das Sperrmüllaufkommen so hoch wie in den letzten 40 Jahren zusammen. Zum Abtransport von etwa 400.000 Tonnen Abfällen und Schlamm waren hier etwa 22.000 Lkw-Fahrten notwendig.

Literatur: Bundesministerium des Innern und für Heimat, Bundesministerium der Finanzen (2022); Landesregierung Rheinland-Pfalz (2022); Energieagentur Rheinland-Pfalz (2022).

2.4 | Die wichtigsten Punkte

Die fossilen Energieträger Erdgas, Kohle und Mineralöl decken heute zu etwa 80 Prozent den globalen Energiebedarf.

- **Mineralöl** ist dabei der wichtigste Energieträger. Es sind reichlich Reserven vorhanden und diese verteilen sich auf verschiedene Länder und Kontinente.
- Auch in Deutschland ist Öl der wichtigste Energieträger. Besonders groß ist die Bedeutung im **Verkehrssektor**, aber auch für die **Wärmeversorgung** der Haushalte und für das Gewerbe besitzt Öl eine große Bedeutung. Darüber hinaus sind Mineralölprodukte für **mobile Maschinen** und Anlagen, wie sie zum Beispiel in der Bauindustrie oder im Logistiksektor genutzt werden, wichtig.
- In der **Industrie** ist Mineralöl für die Energieversorgung bisher von untergeordneter Bedeutung. Während der Gaskrise 2022 haben aber verschiedene Industriebetriebe ihre Energieversorgung von Gas auf Öl umgestellt. Dadurch ist der Heizölverbrauch im Jahr 2022 gegenüber 2021 um 8,2 Prozent gestiegen. Außerdem ist Mineralöl in der Industrie ein wichtiger Rohstoff, der stofflich und nicht-energetisch genutzt wird.
- Die **Versorgung** mit Mineralöl ist derzeit sichergestellt, da Rohöl **aus verschiedenen Ländern und Regionen** importiert werden kann, um in Deutschland verarbeitet zu werden. Die Mineralölprodukte werden zum Teil auch exportiert. Zugleich werden die Endprodukte aber auch aus verschiedenen Ländern importiert, wobei unterschiedliche

Verkehrsträger genutzt werden.

- Die **Versorgungssicherheit** kann heute über große Lagerkapazitäten gewährleistet werden, wobei sich diese zum Teil auf Basis von staatlichen Regulierungen ergeben, zum Teil aber auch aus der privaten Vorratshaltung im mineralölverarbeitenden Gewerbe, im Handel und bei den Verbrauchern.
- Im Krisenfall sind flüssige Kraft- und Brennstoffe zentral für das **Katastrophenmanagement**. Außerdem ermöglichen kraftstoffbetriebene Notstromaggregate eine Übergangsweise notwendige Strombereitstellung für besonders sensible und wichtige Verbrauchergruppen, um die Versorgung mit Strom nach Stromausfällen wieder aufzubauen.

3 | Herausforderung: Energiewende

3.1 | Ziele der Energiepolitik und Energiewende

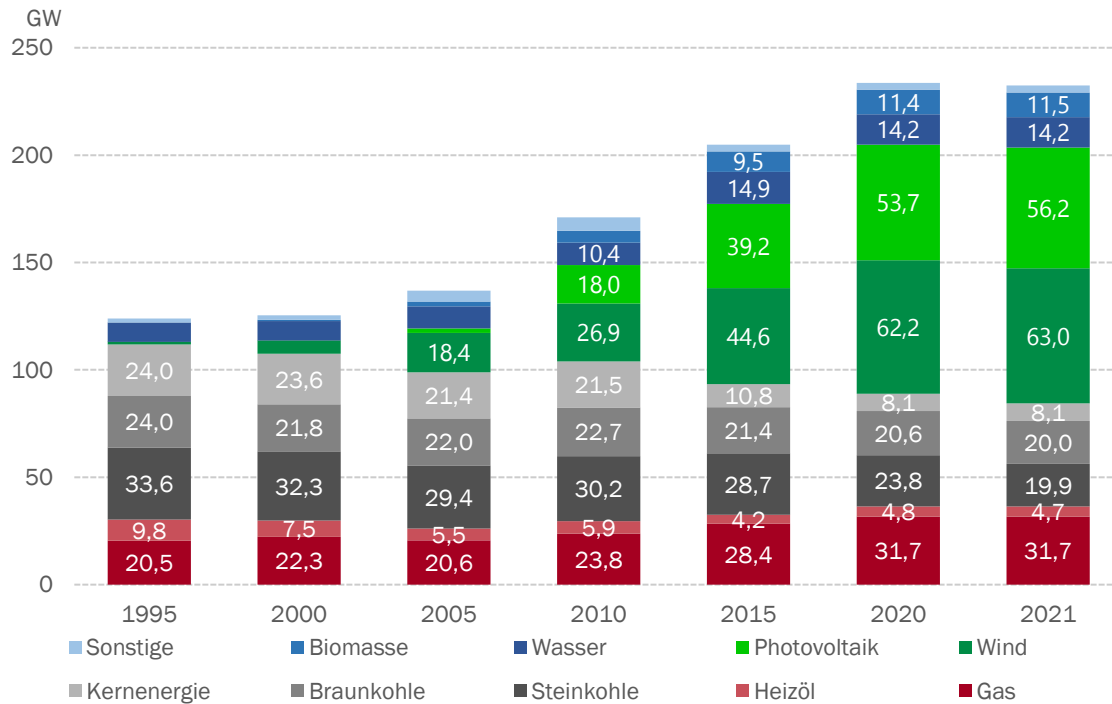
Deutschland hat sich zur Einhaltung ehrgeiziger **Klimaziele** verpflichtet: Bis zum Jahr 2045 soll die Treibhausgasneutralität erreicht werden. Die Zwischenziele wurden zuletzt im Jahr 2021 mit der Verabschiedung des Bundes-Klimaschutzgesetzes heraufgesetzt. So wurde das deutsche Treibhausgasminderungsziel für das Jahr 2030 auf minus 65 Prozent gegenüber 1990 angehoben. Bis 2040 müssen die Treibhausgase um 88 Prozent gemindert und bis 2045 Treibhausgasneutralität erreicht werden. Die Energiewirtschaft muss bis 2030 gegenüber 2020 die Emissionen um 61 Prozent, die Industrie um 35 Prozent und der Gebäude- und Verkehrssektor um 43 Prozent absenken. Die Minderungsziele für die nächsten zehn Jahre übersteigen in allen Fällen das, was über die letzten 30 Jahre erreicht wurde. Die zentrale Frage lautet, wie diese ambitionierte Transformation hin zur klimaneutralen Gesellschaft so gelingen kann, dass das energiepolitische Viereck nicht aus der Balance gerät (Resilienz der Energiewende). Dazu sind die Herausforderungen in den einzelnen Sektoren zu betrachten.

3.2 | Herausforderungen im Stromsektor

Die Transformation zur Klimaneutralität ist in den letzten Jahren bei der Stromerzeugung deutlich schneller erfolgt als in anderen Sektoren, insbesondere dem Verkehrs- und Haushaltssektor. Deshalb wird für diese häufig die **Elektrifizierung** gefordert, um damit die Energiewende zu beschleunigen. Andererseits entstehen durch die Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien zunehmend große Herausforderungen im Stromsektor, sodass die Elektrifizierung die Transformation der Stromerzeugung überfordern könnte.

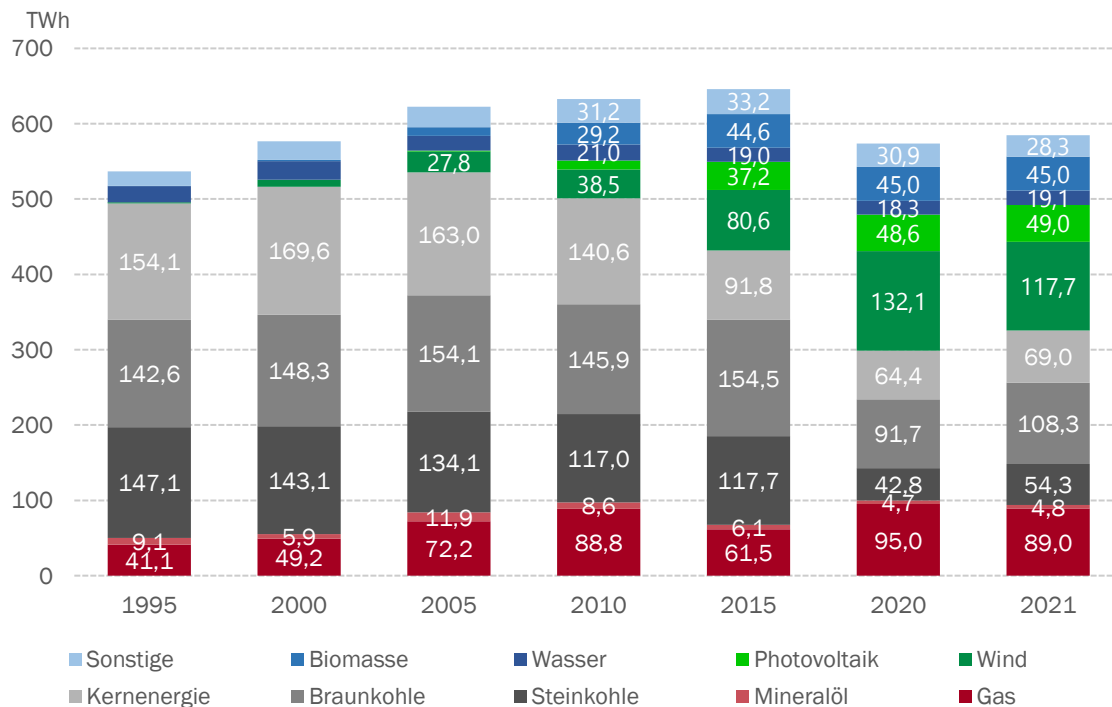
Die Stromerzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien wurden in den letzten Jahren stark ausgeweitet, sodass sie inzwischen bei 148,1 GW liegen. Damit haben sie einen Anteil von 67,2 Prozent an den gesamten Erzeugungskapazitäten (vgl. Abbildung 15). Im Frühjahr 2022 wurden die letzten Kernkraftwerke abgeschaltet und bis 2038 soll der Ausstieg aus der Stromerzeugung durch Kohle erfolgen. Um diese zu kompensieren, müssten nicht nur die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden, sondern auch die Stromerzeugung aus Gas erheblich gesteigert werden. Aufgrund der hohen Importabhängigkeit von Russland und der politischen Situation nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine wird eine Ausweitung der Stromproduktion mit Gas kurzfristig kaum möglich sein. Im Winter 2022/23 wurde aufgrund von mangelnden Lieferungen aus Russland eine Rationierung von Gas nicht ausgeschlossen. Die Rationierung konnte dann – auch aufgrund des milden Winters – vermieden werden.

Abbildung 15: Bruttostromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern im Zeitverlauf



Quellen: BMWK (2020); ETR.

Abbildung 16: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Zeitverlauf



Quellen: BMWK (2020); ETR

Für den Winter 2023/24 könnte die Situation allerdings kritisch werden, da im vergangenen Winter noch ein relativ großer Teil des in den Speichern vorgehaltenen Gases aus Russland stammte, da es bereits vor dem Lieferstopp importiert wurde. Diese Mengen werden ab dem kommenden Winter nicht mehr zur Verfügung stehen, sodass das fehlende Gas aus alternativen Quellen beschafft werden muss. Vor diesem Hintergrund wird in den nächsten Jahren eine zunehmende Substitution der Gasimporte aus Russland durch LNG-Importe ermöglicht. Über die geplanten oder bereits in Betrieb befindlichen schwimmenden LNG-Terminals (FSRUs) können rund 38 Milliarden Kubikmeter LNG pro Jahr angelandet werden.¹ Die stationären Terminals haben eine erheblich höhere Kapazität, wobei eine Studie von Aurora Energy im Auftrag des Hanseatic Energy Hub zeigt, dass Deutschland auch über das Jahr 2030 hinaus die FSRUs parallel zu den geplanten landbasierten Terminals als Sicherheitsreserve benötigt (vgl. Aurora 2022). Damit würde die Versorgungssicherheit erhöht, wobei die Kosten für Gas deutlich steigen werden.

Dies impliziert auch, dass die Kosten der Stromerzeugung aus Gas stark zunehmen. Schon vor diesem Hintergrund ist es fraglich, ob eine Ausweitung des Strombedarfs in den Sektoren Industrie, GHD, Verkehr und Wärme sinnvoll ist oder ob die Ausweitung des Strombedarfs in diesen Sektoren nicht die Versorgungssicherheit insgesamt gefährdet.

Während die Erzeugungskapazitäten seit 1995 um fast 90 Prozent gestiegen sind, hat die Stromerzeugung nur um 9 Prozent zugenommen (vgl. Abbildung 16). Die **Stromproduktion** im Bereich der erneuerbaren Energien ist stark von den **Witterungsbedingungen** abhängig. Deshalb benötigen die volatilen erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten ein Backup durch gesicherte Kapazitäten, wobei diese doppelte Bereitstellung der Kapazitäten zu erheblichen Kostensteigerungen der Stromversorgung führt. Im Jahr 2023 sind 8,1 GW an Erzeugungskapazität durch die Abschaltung der Kernkraftwerke vom Netz gegangen. Obwohl dies nur 3,4 Prozent der gesamten Stromerzeugungskapazität sind, haben diese Kraftwerke im Jahr 2021 etwa 69 TWh und 11,8 Prozent des gesamten Strombedarfs produziert. Die Erzeugungskapazitäten von Wind und Photovoltaik liegen hingegen bei 63 GW (Anteil von 27,1 % an der Erzeugungskapazität) bzw. 56,2 GW (24,2 %), wobei die Erzeugung bei 117,7 TWh (20,1 %) bzw. 49 TWh (8,4 %) lag. Tabelle 1 zeigt für verschiedene Energieträger die Relationen zwischen den Kapazitäten zur Stromerzeugung, der tatsächlichen Stromerzeugung und Indikatoren zur Nutzung der Kapazität.

Die Relation zwischen Stromerzeugung über ein Jahr und der Leistung, die sich bei voller Nutzung der Kapazität ergibt, ist der Jahresnutzungsgrad. Eine alternative Darstellung für die Auslastung der vorhandenen Kapazitäten sind die Volllaststunden, d. h. die Zahl der Stunden, die die entsprechenden Kraftwerke unter voller Last betrieben werden müssen, um die tatsächlich erzielte Leistung zu erbringen.

¹ Zwischen 2011 und 2020 wiesen sowohl die Gasimporte und auch die russischen Einfuhrmengen erhebliche Schwankungen auf. Die Importe aus Russland sind seit 2011 im Trend gestiegen. 2020 erreichten sie einen Wert von rund 52 Milliarden Kubikmetern.

Tabelle 1: Kapazitäten zur Stromerzeugung und deren Nutzung, 2021

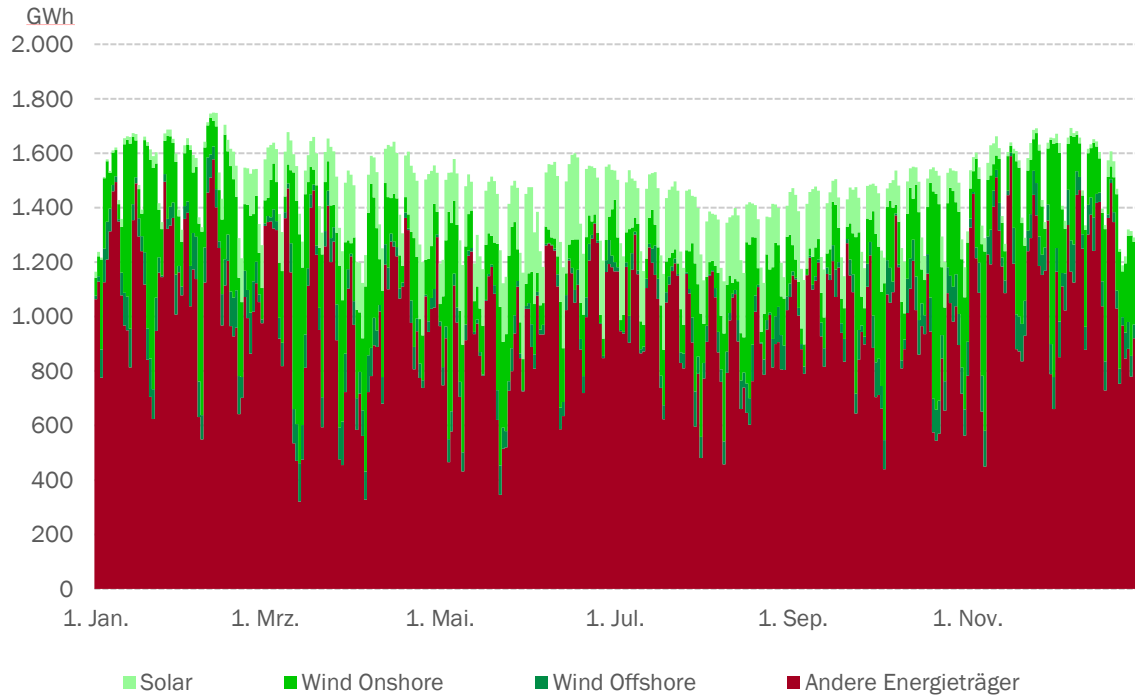
	Kapazitäten (GW)	Erzeugung (TWh)	Jahresnutzungsgrad in %	Volllaststunden
Photovoltaik	56,2	49,0	10	871,9
Windenergie	63,0	117,7	21	1.868,3
Kernenergie	8,1	69,0	97	8.518,5
Braunkohle	20,0	108,3	62	5.415,0
Steinkohle	19,9	54,3	31	2.728,6
Gas	31,7	89,0	32	2.807,6

Quellen: BMWK (2020); ETR.

Da Strom nur in einem sehr geringen Umfang und zu sehr hohen Kosten gespeichert werden kann, müssen das Angebot und die Nachfrage nach Strom zu jedem Zeitpunkt synchronisiert werden. Dies wird zu einer immer stärkeren Herausforderung, da die Stromproduktion im Bereich der erneuerbaren Energien von den Witterungsbedingungen abhängig ist und daher stark schwankt. Abbildung 17 zeigt die tägliche Stromerzeugung durch die volatilen erneuerbaren Energien und die Last, die durch gesicherte Leistungen übernommen werden muss für das Jahr 2021. Abbildung 18 zeigt die Schwankung der erneuerbaren Energieerzeugung über das Jahr.

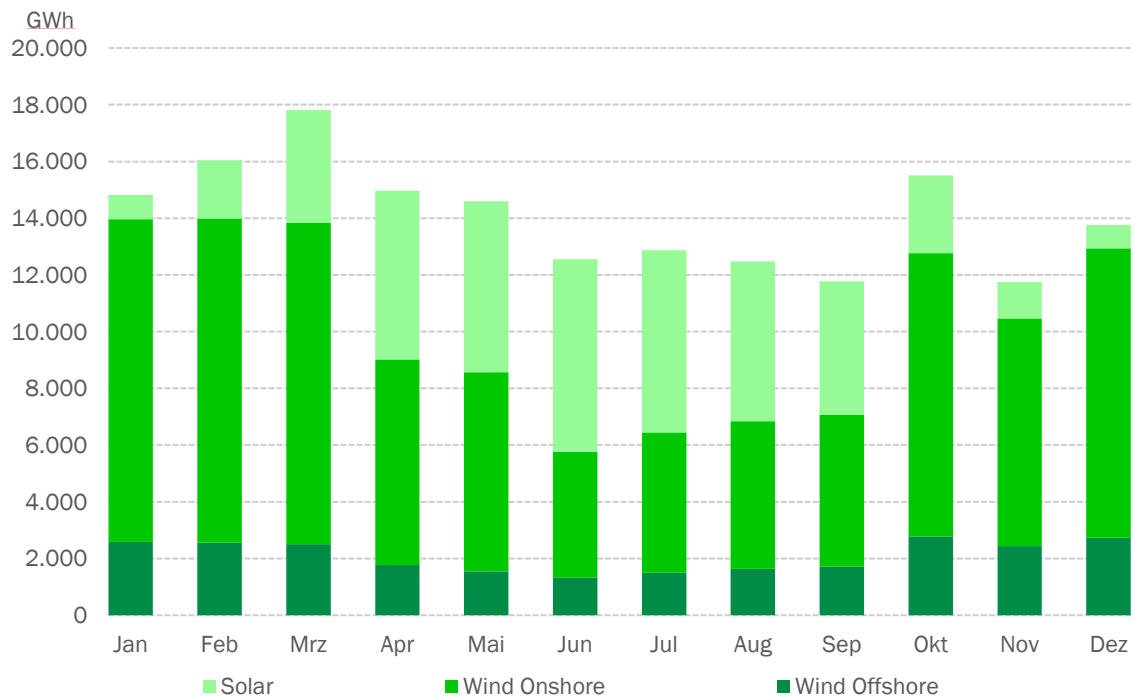
Der tägliche Strombedarf schwankt im **Wochen-** und im **Jahreszyklus** stark. So ist die Stromnachfrage am Wochenende geringer als unter der Woche und im Winter höher als im Sommer. Im Jahr 2021 lag mit 1.123 GWh die geringste Nachfrage am 23.05 (Sonntag) vor und die höchste mit 1.749 GWh am 11.02. (Donnerstag). Die Stromproduktion durch Wind und Photovoltaik ist nicht nur sehr volatil, sondern unterliegt auch einem Zyklus im Jahresverlauf (vgl. Abbildung 18). Im Herbst und Winter ist die Windstromproduktion besonders hoch; im Sommer ist sie besonders niedrig. In Teilen wird der fehlende Wind im Sommer durch Photovoltaik kompensiert, da hier die Produktion im Sommer hoch ist. Im Winter ist sie aber sehr gering. Insgesamt ist die Stromerzeugung durch Sonne und Wind im Winter und im Frühjahr am höchsten und im Sommer am geringsten. Obwohl die Einspeisung durch erneuerbare Energien tendenziell im Winter höher ist als im Sommer, gab es im Jahr 2021 die geringste Einspeisung von Wind und Solar (50 GWh) am 16.11 – einem windstillen und dunklen Novembertag. An diesem Tag mussten gesicherte Kraftwerke 1.590 GWh Strom liefern und damit mehr als an jedem anderen Tag des Jahres. Die höchste Einspeisung durch Wind und Solar erfolgte mit 1.083 GWh am 13.03.2021, einem Samstag. Am darauffolgenden Sonntag war die Einspeisung etwas geringer, aber der Strombedarf war noch niedriger. Damit nahm die Residuallast hier mit 321 GWh das Minimum des Jahres an.

Abbildung 17: Nettostromerzeugung in Deutschland 2021



Quellen: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2022); ETR.

Abbildung 18: Durchschnittliche Stromerzeugung durch Wind und Photovoltaik 2019-2021

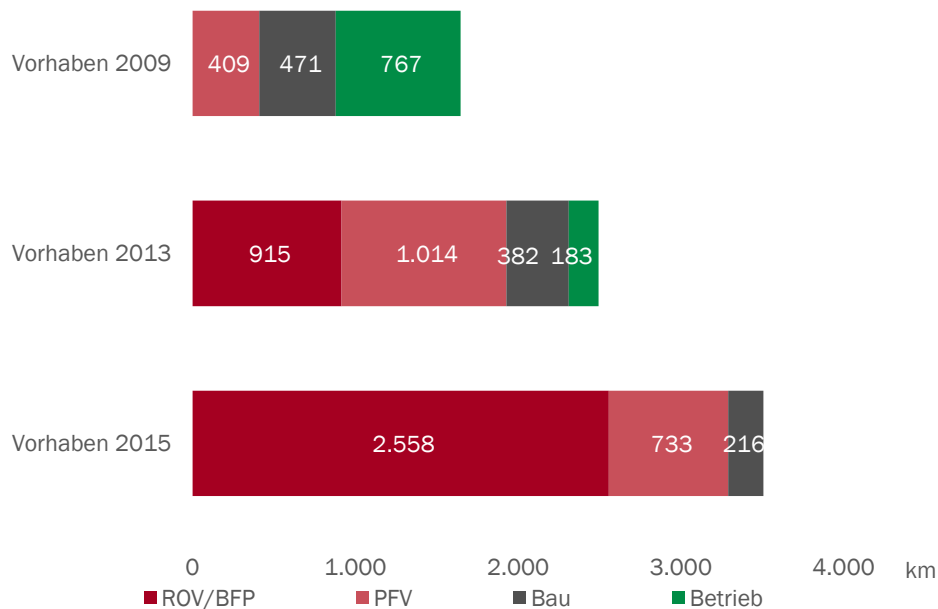


Quellen: Fraunhofer ISE (2022); ETR.

Die Zyklizität und die Volatilität der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten erforderten, dass ein **Backup** durch gesicherte Kapazitäten vorhanden sein muss. Je höher die Kapazität, desto höher muss auch das Backup sein, da grundsätzlich alle Erzeugungsanlagen gleichzeitig ausfallen können. Diese doppelte Bereitstellung der Kapazitäten erhöht die Kosten der Stromversorgung deutlich.

Neben der Volatilität ist auch die **Regionalität** der erneuerbaren Stromerzeugung eine Herausforderung. Die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien findet überwiegend an der Küste im Norden und im Osten von Deutschland statt. Der Strombedarf ist aber im Süden aufgrund der industriellen Struktur besonders hoch. Die regionalen Ungleichgewichte werden mit dem Ausbau der Offshore-Winderzeugung in den nächsten Jahren weiter ansteigen. Der Deutsche Bundestag hat in den Jahren 2009, 2013 und 2015 insgesamt 65 Netzausbau-Vorhaben beschlossen. Abbildung 19 zeigt, wie sich die geplanten Vorhaben entwickeln. Von den 1.655 Kilometern, die im Jahr 2009 beschlossen wurden, sind knapp die Hälfte inzwischen im Betrieb. Aber im Jahr 2013 sind fast 2.500 Kilometer hinzugekommen, von denen bisher nur 183 Kilometer fertiggestellt wurden. Im Jahr 2015 sind noch einmal etwas mehr als 3.500 Kilometer hinzugekommen. Von den Vorhaben, die zusammen 7.656 Kilometern umfassen, sind somit nur 26,4 Prozent im Bau oder fertiggestellt und fast 50 Prozent befinden sich noch nicht einmal im Stadium der Planfeststellung.

Abbildung 19: Planungsrückstand im Leitungsausbau



- ROV/BFP: Vorhaben im Raumordnungs-/Bundesfachplanungsverfahren, einschließlich Antragsvorbereitung, Antragsphase und Entscheidung
- PFV: Vorhaben im Planfeststellungsverfahren, einschließlich Antragsvorbereitung, Antragsphase und Entscheidung
- Bau: Vorhaben in der Bauphase, einschließlich Bauvorbereitung
- Betrieb: Vorhaben in der Betriebsphase.

Quellen: BMWK (2020); ETR.

3.3 | Herausforderungen durch Sektorkoppelung

3.3.1 | Spezielle Risiken im Verkehrssektor

Energieversorgung Mobilität

Im Jahr 2019, vor der Covid-Krise, hatte der Straßenverkehr einen Anteil von 71,7 Prozent am gesamten Energieverbrauch des Verkehrssektors. Der Anteil der Schifffahrt lag bei 4,1 Prozent und der der Luftfahrt bei 12,1 Prozent. Der Schienenverkehr wies einen Anteil von 1,7 Prozent auf. Dabei fanden 72 Prozent der Güterbeförderungs- und 89 Prozent der Personenbeförderungsleistung im Straßenverkehr statt. Dieser hatte ein Anteil von insgesamt 95 Prozent des Energieverbrauchs für die Güterbeförderung und von 96 Prozent für den Personenverkehr (vgl. UGR 2022). Eine aktuelle Prognose für das Verkehrsministerium zeigt, dass der Personenverkehr in den nächsten Jahrzehnten deutlich zunehmen wird, wobei der größte Teil des Anstiegs von der Bahn getragen wird (+52 %). Der Straßenverkehr wird nur geringfügig zunehmen (+4 %). Im Güterverkehr wird es aber zu einer deutlichen Zunahme des Straßenverkehrs kommen (+54 %). Die Transportleistungen von Bahn (+33 %) und Binnenschiff (0 %) werden deutlich weniger stark steigen. Ursächlich für diese Entwicklung zugunsten der Straße ist der starke Rückgang der Massen- und Energiegüter, die heute vorwiegend per Bahn transportiert werden.

Der hohe Anteil flüssiger Kraftstoffe im Verkehrssektor begründet sich darin, dass diese Kraftstoffe eine hohe Energiedichte haben, sodass Personenkraftwagen mit Verbrennungsmotoren eine hohe Reichweite aufweisen. Ein Pkw mit vollem Tank kann zwischen 500 und 1.000 Kilometer fahren. Dies wird durch die hohe Energiedichte ermöglicht: In einem Liter Diesel sind 9,9 kWh (Benzin 9 kWh) Energie gebunden. Lithium-Ionen-Batterien haben hingegen nur eine Energiedichte von maximal 0,4 kWh/Liter. Damit enthält ein Liter Diesel über 20-Mal mehr Energie als eine Batterie gleicher Größe. Der Verbrauch in kWh ist im Elektro-Pkw etwa bei einem Drittel bis einem Viertel des Dieserverbrauchs. Insofern kann ein Pkw mit einem Liter Kraftstoff etwa die **vier- bis fünffache Strecke** zurücklegen wie ein Elektro-Pkw mit einer entsprechenden Batterie. Beim Gütertransport, insbesondere beim Schwerlastverkehr, verhindert die geringe Energiedichte der Batterien bisher deren Einsatz vollständig.

Bei einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung von 13.600 Kilometern und einem Verbrauch von 20 kWh je 100 Kilometern verbraucht ein durchschnittlicher Elektro-Pkw 7,5 kWh am Tag. Würden alle 48,5 Millionen Pkw elektrisch betrieben, ergibt sich ein Strombedarf von 361 GWh pro Tag. Im Winter geht der Verbrauch von Elektro-Pkw darüber hinaus um bis zu 30 Prozent nach oben (vgl. AAA 2019), womit der tägliche Strombedarf für Elektro-Pkw sogar bei 470 GWh liegt und damit den täglichen **maximalen Strombedarf** im Jahr 2021 um 25 Prozent erhöhen würde.

Die Versorgung der Fahrzeuge wird in Deutschland derzeit von etwa 14.500 Tankstellen mit rund 94.000 Zapfsäulen gewährleistet. An den Tankstellen sind 58.500 Personen

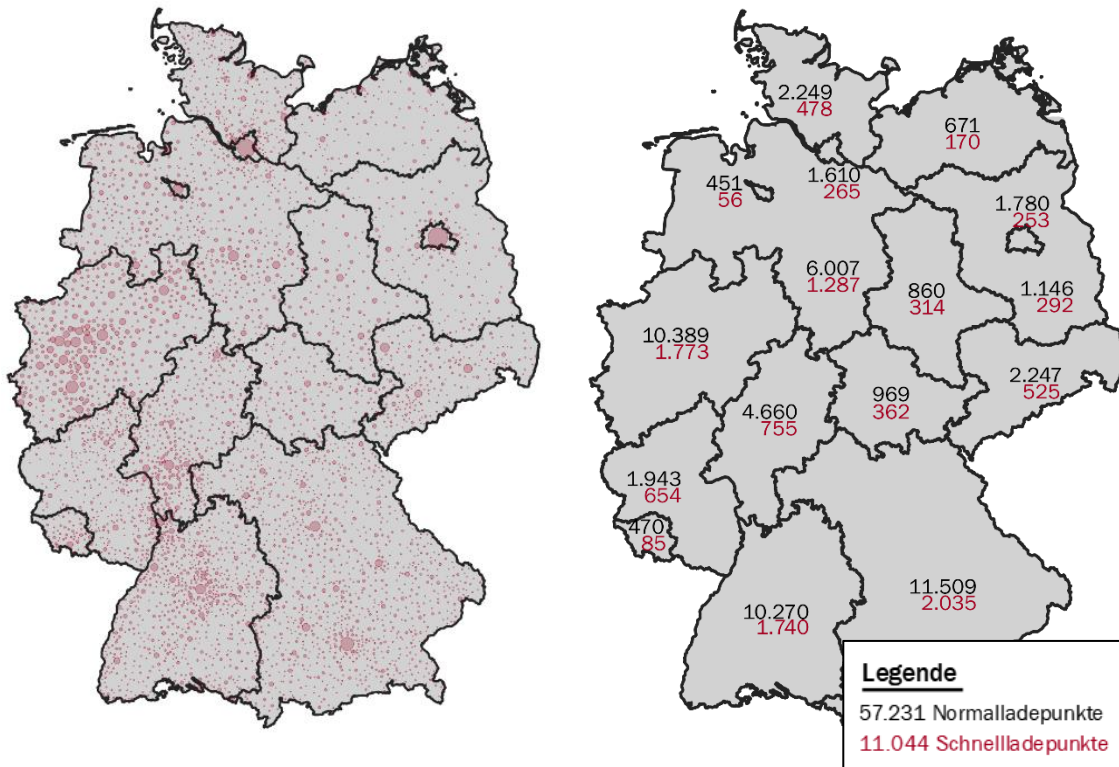
sozialversicherungspflichtig beschäftigt und außerdem gibt es noch etwa 59.500 Minijobs. In Regionen des ländlichen Raums ist die Zahl der Tankstellen bezogen auf die Bevölkerung (26 Tankstellen je 100.000 Einwohner) hoch, sodass auch hier die Versorgungssicherheit gegeben ist. Dennoch ist die Tankstellendichte bezogen auf die Gebietsfläche relativ niedrig (2,9 Tankstellen je 100 km²). Im städtischen Raum ist die Zahl der Tankstellen mit 18 je 100.000 Einwohner in Relation zur Bevölkerung niedrig, aber bezogen auf die Fläche (8,9 Tankstellen je 100 km²) sehr hoch (vgl. Abbildung 20).

Berücksichtigt man die durchschnittliche Dauer eines Tankvorgangs, die dabei erzielten Durchflussmengen und die Energiedichte, so beträgt die durchschnittliche „Leistung“, mit der Energie im Rahmen eines Tankvorgangs in das Fahrzeug übertragen wird, rund 10 MW, also 10.000 kW. Bei den 94.000 Zapfsäulen ist in Deutschland das Äquivalent zu einer (gesicherten) Gesamtleistung von 940 GW installiert (vgl. Frontier Economics 2019). Für die batterieelektrische Mobilität muss eine entsprechende Ladeinfrastruktur aufgebaut werden. Insgesamt sind der Bundesnetzagentur zum 01.09.2022 57.231 Normalladepunkte und 11.044 Schnellladepunkte gemeldet worden. Die Ladeleistung der öffentlichen Ladepunkte liegt bei 2 GW. Dabei kann diese nicht auf eine optimale Auslastung dimensioniert werden, sondern auf regionale Spitzensituationen ausgerichtet sein. Dadurch kommt es zwangsläufig dazu, dass große Teile der Infrastruktur nur zeitweise genutzt werden.

Abbildung 20: Regionale Verteilung der Tankstellen und Ladepunkte

Tankstellen

Ladepunkte



Quellen: OnPageLeads (2021); Bundesnetzagentur (2022); ETR

Herstellung von Batterien

Regional wird die **Batteriefertigung** derzeit von China dominiert, wo 80 Prozent der Batterien für die Elektromobilität hergestellt werden. Die Kosten der Herstellung werden wesentlich durch Material und Rohstoffkosten (70 % bis 80 %) sowie Lohnkosten (5 % bis 10 %) bestimmt (vgl. Fraunhofer 2020)². Bei hohen **Skalenvorteilen** wird sich die chinesische Spitzenposition über längere Zeit erhalten. Um die damit verbundenen Lieferrisiken abzubauen, wird zurzeit – zum Teil mit erheblicher staatlicher Förderung – auch eine deutsche und europäische Batterieproduktion aufgebaut.

Die Herstellung von Batterien ist sehr energieintensiv und deshalb auch mit hohen **CO₂-Emissionen** verbunden. Je nach Energiequelle, Energieeffizienz der Produktion und der Batteriegröße fallen zwischen 70 und 130 Prozent höhere Treibhausgasemissionen an als bei der Herstellung von Benzin- oder Dieselfahrzeugen. Da batteriegetriebene Elektro-Pkw im Verkehr weniger CO₂-Emissionen verursachen, verbessert sich ihre CO₂-Bilanz gegenüber den konventionellen Pkw umso stärker, je mehr sie gefahren werden. Bei einem typischen Mittelklasse-Pkw wird die CO₂-Bilanz nach etwa 60.000 bis 80.000 Kilometern Fahrleistung besser als die eines konventionellen Pkw sein (vgl. Frontier Economics 2019). Bei einer durchschnittlichen Fahrleistung von knapp 14.000 Kilometern im Jahr würde der Schwellenwert nach 4 bis 5 Jahren erreicht werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Pkw mit sehr hohen Fahrleistungen zunächst nicht auf Elektro-Pkw umgestellt werden, da diese häufig eine höhere Reichweite benötigen als die derzeitigen Batterien für Mittelklasse-Elektro-Pkw zur Verfügung stellen können. Insofern werden die Elektro-Pkw in der Regel eine unterdurchschnittliche Fahrleistung aufweisen. Es stellt sich dann die Frage, ob der Schwellenwert, bei dem die CO₂-Bilanz des Elektro-Pkw besser wird als die eines konventionellen Pkw innerhalb der Lebensdauer der Batterie, die bei acht bis zehn Jahren liegt (vgl. TÜV-Nord 2022), überhaupt erreicht wird. Die Gefahr, dass die CO₂-Bilanz des Elektro-Pkw über den gesamten Lebenszyklus schlechter ausfällt als die eines konventionellen Pkw ist besonders groß, wenn große Batterien in Fahrzeuge verbaut werden, die dann aber nur geringe Strecken gefahren werden.

Der Ausbau der batteriebetriebenen Elektromobilität erfordert nicht nur die Ausweitung von Kapazitäten zur Fertigung von Batterien bzw. deren Komponenten, sondern auch die deutliche Ausweitung der Förderung zum Teil **kritischer Rohstoffe**. Bisher ist die Förderung einzelner Rohstoffe für die Batterien stark auf einige Länder konzentriert: Auf der DERA-Rohstoffliste werden die bedeutenden Rohstoffe Kobalt und Graphit der Risikogruppe 3 (hohes Risiko) zugeordnet:

- Im Kobaltmarkt ist die Angebotskonzentration sowohl bei der Bergwerksförderung als auch bei der Weiterverarbeitung hoch. Aus der DR Kongo stammen heute mehr als 60 Prozent der Bergwerksförderung und der Anteil wird bis 2026 auf über 70 Prozent steigen. Mit dieser weiterhin steigenden Angebotskonzentration

² Die Energiekosten liegen nur bei 3 Prozent und werden deshalb die Standortwahl weniger beeinflussen.

verbunden mit hohen Länderrisiken der Bergwerksförderung bleiben die Beschaffungsrisiken insgesamt in einem sehr kritischen Bereich (vgl. DERA 2021).

- Bei natürlichem Graphit besitzt China einen Weltmarktanteil von knapp 74 Prozent und bei synthetischem Graphit von 49 Prozent. Noch stärker ist die chinesische Dominanz bei der nachgelagerten Wertschöpfungskette zur Herstellung von batterie-tauglichen Graphitqualitäten sowie Anodenmaterialien. Die hohe Länderkonzentration auf China kann zu vorübergehenden Lieferengpässen für batterie-taugliche Graphitspezifikationen führen (vgl. DERA 2021).

Die beiden anderen zentralen Rohstoffe für Batterien sind Lithium und Nickel, die den Risikogruppen 2 (mittleres Risiko) und 1 (geringes Risiko) zugerechnet werden.

Insgesamt erfordern schon realistische Ausbauszenarien für die Elektromobilität eine deutliche Ausweitung und Diversifikation der Rohstoffförderung. Geht man global von einem hypothetischen 100 Prozent-Elektromobilitätsszenario aus, so übersteigt der Bedarf an kritischen Rohstoffen selbst unter Annahme hoher Recyclingquoten die vorhandenen Reserven und Ressourcen. Kommen die batterieelektrischen Fahrzeuge mit der aktuell dominierenden Batterietechnologie (Lithium-Ionen-Akku mit Nickel-Mangan-Kobalt-Kathode) zum Einsatz, werden Kobalt- und Lithiumverfügbarkeit zum begrenzenden Faktor. Eine Umstellung auf Festkörperbatterien mit reiner Lithium-Anode würde die Knappheiten von Lithium verschärfen (vgl. FVV 2021). Insgesamt wird sich durch die Umstellung auf Elektromobilität die **Abhängigkeit** von importierten Rohstoffen nicht reduzieren, sondern verstärkt auf einzelne Länder konzentrieren, wodurch die Versorgungssicherheit gefährdet sein könnte.

3.3.2 | Spezielle Risiken im Wärmesektor

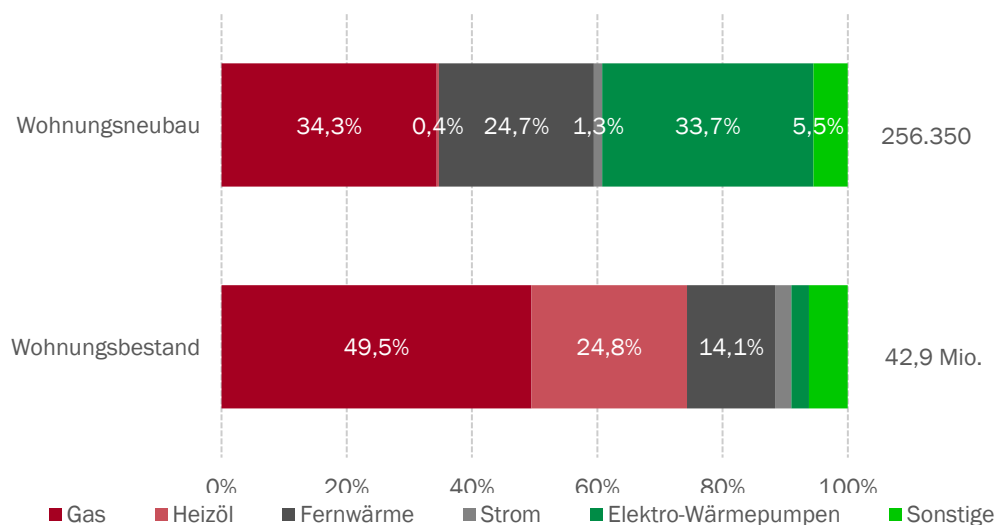
Entwicklung des Energiebedarfs

Zur Erfüllung der Klimaziele in Deutschland kommt der Erzeugung von **Raumwärme** und **Warmwasser im Gebäudesektor** eine zentrale Rolle zu. Derzeit wird in jeder zweiten Wohnung (52 %) das Heizsystem mit Erdgas betrieben. Knapp ein Viertel der Privathaushalte nutzen Ölheizungen, wobei die 5,3 Millionen Ölheizungen überwiegend in Ein- und Zweifamilienhäusern im ländlichen Raum aufgestellt sind. In einzelnen Regionen ist der Anteil der Ölheizungen deutlich höher und übertrifft den Anteil der Gasheizungen. Die höchste Bedeutung haben Ölheizungen in Niederbayern, wo 47,5 Prozent der Wohnungen mit Öl beheizt werden.

Fast 90 Prozent des heutigen **Gebäudebestands** sind älter als 20 Jahre und nur 13 Prozent gelten als vollsaniert oder Neubau. Im Jahr 2021 wurden in Deutschland nur 256.350 Wohnungen fertiggestellt, womit etwa 0,6 Prozent des Bestands neu gebaut wurden. Zugleich stagniert die Sanierungsrate weiter bei etwa einem Prozent pro Jahr. Mit dem Klimapaket der Bundesregierung wird ein Kurswechsel durch höhere Förderungen von Sanierungen angestrebt (vgl. den Gebäudereport 2019). Allerdings besteht die Gefahr, dass die höhere Förderung im Wesentlichen zu Preissteigerungen führt, da eine Ausweitung der Sanierung an Verfügbarkeiten der Handwerker scheitern könnte. Um die angestrebte energetische

Sanierungsrate von 2 Prozent pro Jahr zu realisieren, müsste beispielsweise das Handwerk in den nächsten 10 Jahren jährlich doppelt so viele Sanierungen vornehmen wie in den letzten 20 Jahren. Da der Wärmebedarf in nicht-sanieren Gebäuden relativ hoch ist, sind hier elektrisch betriebene Wärmepumpen ineffizient. Außerdem ist die Technologie auch in Mehrfamilienhäusern kaum nutzbar. Deshalb haben Wärmepumpen im Bestand bisher nur eine sehr geringe Bedeutung und kommen vor allem im Neubau zum Einsatz (vgl. Abbildung 21).

Abbildung 21: Wohnungsneubau und Wohnungsbestand 2021



Quellen: BDEW (2022); ETR.

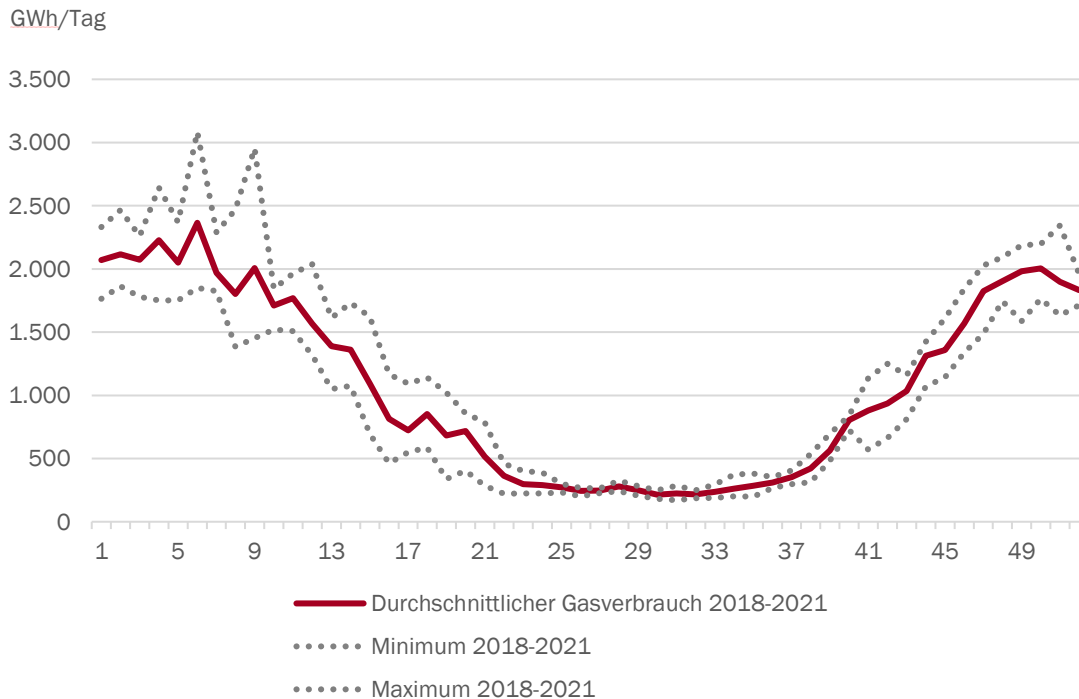
Saisonale Verteilung des Energiebedarfs

Der Wärmebedarf ist über das Jahr sehr ungleich verteilt: Im Sommer besteht nur ein sehr geringer Bedarf für Warmwasser. In der Heizperiode ist der Energiebedarf dagegen sehr groß. Damit der Energiebedarf kontinuierlich gedeckt werden kann, müssen bei Erdgas zentrale Speicher und bei Heizöl die Tanks der Kunden gefüllt werden.

Die erhebliche **Saisonalität** der Energienachfrage im Wärmemarkt wird durch die Schwankungen der Gasnachfrage deutlich. In einzelnen Wochen lag der Gasverbrauch der Haushalte und Gewerbekunden in den Jahren 2018 bis 2021 im Wochendurchschnitt bei 3.000 GWh pro Tag, der Ölverbrauch bei etwa 1.500 GWh/Tag. Der Verbrauch von Öl und Gas wird dann zusammen bei 4.500 GWh/Tag gelegen haben. Die maximale Stromproduktion lag aber lediglich bei 1.750 GWh/Tag. Selbst bei sehr effizienten Wärmepumpen müsste die **maximale Stromproduktion verdoppelt werden**, um die zusätzliche Stromnachfrage im Wärmemarkt zu decken. Im Winter liegt der durchschnittliche Energiebedarf für Wärme weit über der derzeitigen täglichen Stromproduktion. Die historische Strom-Spitzenlast von 80 GW würde sich allein durch die zusätzliche Bedienung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs mehr als verdoppeln.

Abbildung 22: Gasverbrauch der Haushalte und Gewerbekunden

(Wöchentliche Mittelwerte)



Quelle: Bundesnetzagentur (2022); ETR.

Dabei ist noch nicht berücksichtigt, dass es in seltenen Fällen zu **Extremkälteperioden** („1 in 20 Winter“) kommt. Die Stromerzeugungskapazitäten müssen Reserven aufweisen, die auch in diesen Perioden die Wärmeversorgung sichern. Eine Elektrifizierung der Wärmenachfrage durch 5 Millionen zusätzliche Wärmepumpen bis 2030 würde in einer Kälteperiode, wie es sie im Jahr 2012 gegeben hat, zu einem Anstieg der Spitzenlast um 12 bis 41 GW führen (entspricht circa 15 bis 50 Prozent der heutigen Systemspitzenlast von knapp 80 GW). Bei gleichzeitiger Stilllegung von 36 GW Stromerzeugungskapazitäten infolge von Kernenergie- und Kohleausstieg stellt dies eine erhebliche Herausforderung für die Versorgungssicherheit der Stromversorgung dar (vgl. Frontier Economics 2020).

3.4 | Die wichtigsten Punkte

Die politisch aktuell stark fokussierte Elektrifizierung und die regulativen Markteingriffe zur Verdrängung der heute vorhandenen und verbreiteten Technologien, unabhängig davon, dass sie zunehmend mit erneuerbaren, CO₂-neutralen Energieträgern verwendet werden können, birgt erhebliche Risiken für die Versorgungssicherheit. Der Stromsektor steht vor einigen großen Herausforderungen:

- Die Abschaltung der Kernenergie und der Kohlekraftwerke muss durch eine Ausweitung der erneuerbaren Energien kompensiert werden. Aufgrund der schwankenden Erzeugungsleistung von Wind- und Solarenergie müssen Backup-Kraftwerke vorgehalten werden. Diese verursachen hohe Kosten.

- Bei einer vollständigen Umstellung der Fahrzeugflotte auf Elektro-Pkw steigt der Strombedarf für Elektro-Pkw um 470 GWh und würde damit den täglichen maximalen Strombedarf um 27 Prozent erhöhen. Gleichzeitig stockt allerdings der Ausbau der Ladeinfrastruktur.
- Im Gebäudesektor bestehen aufgrund von geringen Neubau- und Sanierungsraten auch über die nächsten Jahrzehnte erhebliche Energiebedarfe. Wärmepumpen haben im Bestand bisher eine sehr geringe Bedeutung und eine Umstellung erfordert sehr hohe Investitionen. Selbst wenn sich die Sanierungsraten deutlich beschleunigen würden, übersteigt der Energiebedarf für Wärme die derzeitigen Stromerzeugungskapazitäten erheblich. Darüber hinaus müssen auch Kapazitäten für extreme kalte Tage bereitgehalten werden.
- Heutige politisch ins Auge gefasste regulative Markteingriffe zugunsten von Wärmepumpen im Gebäudebestand stellen daher ein großes Risiko hinsichtlich der Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit, Bezahlbarkeit und damit Akzeptanz der Wärmewende dar.

4 | Chancen durch erneuerbare flüssige Energieträger

Da die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors zu erheblichen **Versorgungsrisiken** führen kann und die wirtschaftlichen Folgen einer solchen Regulierung noch nicht absehbar sind, stellt sich die Frage, ob andere Optionen zur Defossilisierung dieser Sektoren bestehen. Gleiches gilt auch für die derzeitigen Anwendungsbereiche von Mineralölprodukten in der Industrie und im Gewerbe. Eine alternative Option **bieten erneuerbare CO₂-neutrale Gase und Flüssigenergieträger. Insbesondere E-Fuels**, die mithilfe von Strom aus erneuerbaren Energien, Wasser und CO₂ aus der Luft hergestellt werden. E-Fuels setzen damit im Gegensatz zu herkömmlichen Kraft- und Brennstoffen kein zusätzliches CO₂ frei, sondern sind in der Gesamtbilanz klimaneutral. Dabei können die E-Fuels als Beimischung zu heutigem Benzin, Diesel oder Heizöl verwendet oder als reine klimaneutrale Kraft- und Brennstoffe sofort genutzt werden und somit eine CO₂-neutrale Option für den weltweiten Fahrzeugbestand von 1,3 Mrd. Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor sein. Dies impliziert, dass die gesamte Infrastruktur von flüssigen Kraft- und Brennstoffen technisch unkompliziert weiterverwendet werden kann. Dies bezieht sich auf Motoren und moderne effiziente Heiz-Brennwertsysteme ebenso wie auf Transport-, Lager- und Verteilinfrastruktur (Häfen, Raffinerien, Tank- und Zulieferstrukturen).

4.1 | Erzeugungspotenziale

E-Fuels können grundsätzlich überall erzeugt werden, wo ertragsreiche erneuerbare Energiepotenziale am Standort zur Verfügung stehen. In Deutschland sind die Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Energien relativ begrenzt, was zum einen auf die knappen Flächen und zum anderen auf die klimatischen Bedingungen zurückzuführen ist. Umwandlungsverluste für die **Veredlung** des erneuerbar erzeugten Stroms zu einem CO₂-neutralen E-Fuel werden durch die höhere Effizienz der Stromerzeugung an Standorten mit hohem Erzeugungspotenzial für erneuerbare Energien kompensiert.

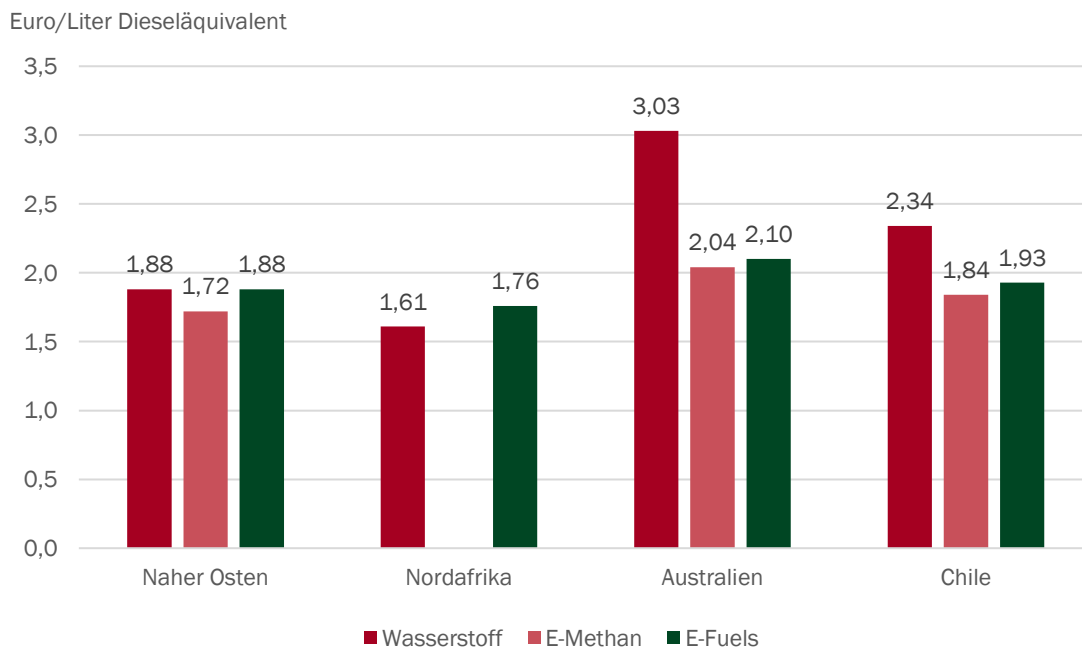
Verschiedene Länder haben **höhere Flächenpotenziale** und zugleich deutlich bessere **Bedingungen** für die Erzeugung von **Wind- und Solarstrom** als Deutschland. Die Umwandlung des Stroms in E-Fuels ist somit eine Möglichkeit erneuerbare Energien aus ertragreichen Regionen zu importieren, wobei die Erzeugungspotenziale global reichlich vorhanden sind. Ein wesentlicher Vorteil von E-Fuels ist, dass die Erzeugung dezentral in verschiedenen Ländern und Regionen erfolgen kann, sodass eine hohe Diversifikation der Bezugsregionen für Energie möglich wird.

Fraunhofer IIE (2021) hat in einem PtX-Atlas die global verfügbaren Potenzialflächen für die Erzeugung erneuerbarer Energie bewertet. Dabei wurden nur solche Flächen berücksichtigt, bei denen es keine Konflikte zu anderen Nutzungen gibt. Darüber hinaus wurde auch das sozioökonomische Potenzial der Regionen bewertet und einbezogen. Der Atlas zeigt, dass in allen Weltregionen erhebliche Potenzialflächen zur Verfügung stehen. Den größten Anteil hat Nordamerika, da hier neben der Flächenverfügbarkeit auch die

politischen Rahmenbedingungen positiv beurteilt wurden. Bei Verbesserung der politischen Strukturen würden sich die Potenziale in vielen Ländern Afrikas und Südamerikas deutlich verbessern.

Eine ähnliche Bewertung der Erzeugungspotenziale wurde 2022 in einer Studie von adelphi, dena, GIZ und Navigant vorgenommen. Auch hier zeigt sich, dass die Potenzialflächen global verteilt sind und in vielen Ländern der Welt die Möglichkeiten zur Kostensenkung und zum PtX besteht. Ein globaler Vergleich der Importkosten von Wasserstoff und seiner Folgeprodukte in Form von Methanol und E-Fuels wird in der Studie von Concawe, Aramco (2022) vorgenommen. Die Kosten von E-Fuels, die in anderen Regionen der Welt wie Australien und Chile hergestellt und nach Europa importiert werden, werden hier mit den Kosten für Importe von Wasserstoff verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Importkosten für flüssige E-Fuels selbst bei sehr großen Transportentfernungen nur geringfügig ändern und in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie bei den in Südeuropa produzierten E-Fuels. Bei E-Wasserstoff führt ein Langstreckentransport von vielen Tausend Kilometern hingegen zu einem erheblichen Anstieg der Importkosten.

Abbildung 23: Prognose der Importkosten von Wasserstoff und E-Fuels in 2050



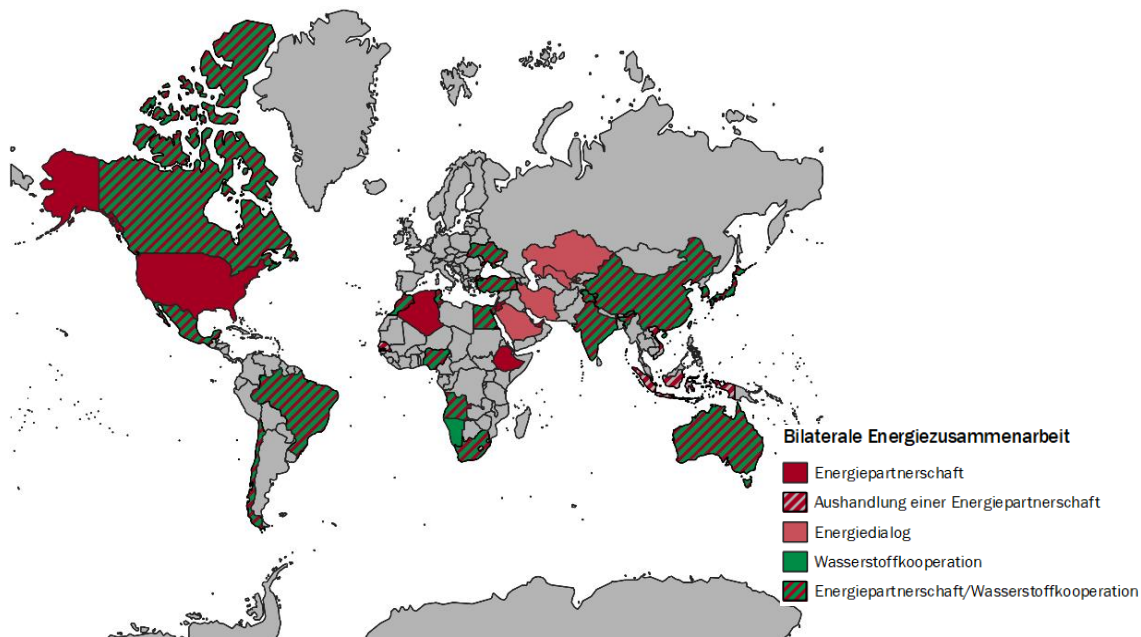
Quellen: Concawe, Aramco (2022); ETR.

Um die Potenziale in verschiedenen Ländern der Welt zu nutzen, hat die Bundesregierung mit diversen Staaten **Energiepartnerschaften** und/oder Wasserstoffkooperationen abgeschlossen (vgl. Abbildung 24). Das BMWK strebt zusammen mit den Partnerländern und Kooperationspartnern eine Transformation hin zu nachhaltigen und versorgungssicheren Energiesystemen an. Neben der bilateralen Zusammenarbeit gibt es auch noch multilaterale Kooperationen, wie z. B. die Nordsee-Energiekooperation von acht Ostseeanrainer-Staaten,

mit sieben Partnerländern des EUREKA-Netzwerks, mit der Ukraine, Ländern Zentralasiens und des Südkaukasus.

Über Energiepartnerschaften kann eine Diversifikation der Erzeugung erfolgen, bei der die verschiedenen geografischen und politischen Risiken über die Zahl der Anlagen und deren geografische Verteilung verteilt werden. Insgesamt ist die Zahl der Länder, in denen eine Erzeugung und Beschaffung von E-Fuels möglich ist, groß und somit können Bezugsabhängigkeiten in Zukunft vermieden werden.

Abbildung 24: Energiepartnerschaften



Quellen: BMWi (2021); BMBF (2021); GIZ (2022); ETR.

Kasten 2: Fallbeispiele zu Energiepartnerschaften

Wasserstoffkooperationen bestehen bereits mit einigen Staaten, darunter unter anderem mit Kanada. Seit 2010 fördert das BMBF 10 Projekte zur Netzwerkstärkung im Bereich Wasserstoffforschung. Seit August 2022 gibt es ein Wasserstoffabkommen zwischen Deutschland und Kanada zum Ziel des Aufbaus einer transatlantischen Lieferkette für grünen Wasserstoff. Seit Oktober 2022 werden vier Verbundprojekte zur Kostenminimierung bei der Wasserstoffproduktion, Integration von Wasserstoff in Wertschöpfungsketten und Herstellungsmethoden von Wasserstoff gefördert. Ab 2025 werden erste Lieferungen aus Kanada nach Deutschland erwartet.

Darüber hinaus setzt das BMBF auf strategische Partnerschaften mit West- und Südafrika. Eines der vielversprechendsten Länder zur Produktion von grünem Wasserstoff ist Namibia. Daher stellt das BMBF ab Anfang 2023 Fördermittel in Höhe von 40 Millionen Euro für vier deutsch-namibische Wasserstoffprojekte zur Verfügung. Namibia weist aus mehreren Gründen hohe Wasserstoffpotenziale auf. In den Wüstengebieten der Namib und der Kalahari gibt es viel Land und keine Nutzungskonkurrenz für Solar- und

Windparks. Ein subtropisches, kontinentales Klima mit etwa 300 Sonnentagen pro Jahr bietet generell optimale Voraussetzungen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms aus Photovoltaik. Entlang der Küstengebiete (insbesondere im Süden Namibias) herrscht reichlich Potenzial zur Stromerzeugung durch Windkraftanlagen.

Aufgrund geringer Niederschlagsmengen im Süden Namibias ist eine erneuerbare Meerwasserentsalzungsanlage in der Nähe von Lüderitz geplant. In der Planung ist darüber hinaus ein Ausbau der Hafenanlage in Lüderitz, um die Verschiffung von grünem Wasserstoff und Ammoniak zu ermöglichen. Alternativ bietet sich auch eine Verschiffung über den 400 Kilometer nördlich gelegenen Tiefseehafen in Walvis Bay an. Zwei der vier vom BMBF geförderten Projekte sollen unter anderem die Transformation zum emissionsarmen Hafenbetrieb in Walvis Bay unterstützen. Angestrebt wird ein Export von grünem Wasserstoff aus Namibia noch vor 2025.

Weitere Kooperationen bestehen mit Australien und Neuseeland. Das BMBF hat in Kooperation mit der Australian Renewable Energy Agency die Fördermaßnahme HyGATE zur Förderung von Projekten zur Entwicklung von grünen Wasserstofftechnologien ins Leben gerufen. In Neuseeland fördert das BMBF drei Projekte zur Wasserstoffherzeugung und Wasserstoffspeicherung mit insgesamt 1,2 Millionen Euro.

Das australische Projekt von ABEL Energy zur Erzeugung von grünem Wasserstoff und Methanol wird im Hafen von Bell Bay gebaut und nutzt die hervorragende erneuerbare Energieversorgung Tasmaniens aus Wasser- und Windkraft zur Herstellung von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser.

Das Bell Bay Powerfuels Project wird eine der größten Elektrolyseureinheiten - über 100 MW - umfassen, die bis 2025 in Australien installiert werden.

ABEL Energy hat eine Machbarkeitsstudie für das Projekt erstellt und einen Bericht zum Wissensaustausch veröffentlicht. Zuvor hatte die tasmanische Regierung im Rahmen ihres Programms für erneuerbaren Wasserstoff einen Zuschuss gewährt. Reiner grüner Wasserstoff aus der Anlage wird für Haushaltskunden verfügbar sein.

Der Wasserstoff wird auch vor Ort mit biogenem Kohlenstoff umgesetzt, um grünes Methanol zu produzieren, etwa 300.000 Tonnen pro Jahr. ABEL Energy wird sich bemühen, diesen vielseitigen flüssigen Alkoholkraftstoff für den Export und die Verwendung im Inland zu fördern. Im Herbst 2022 wurde in Chile die erste kommerzielle Großanlage zur Herstellung von E-Fuels in Betrieb genommen. In den kommenden Jahren soll die Produktion dort auf 550 Millionen Liter pro Jahr hochgefahren werden. Das Bundeswirtschaftsministerium fördert das Projekt im Rahmen der nationalen Wasserstoffstrategie.

Literatur: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021); Bundesministerium für Bildung und Forschung (2021); Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (2022), Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V..

Global betrachtet ist das Angebot an erneuerbarer Energie in Form von Wind und Sonne groß und ausreichend, um die globale Energienachfrage zu befriedigen. Das Problem besteht darin, die erneuerbare Energie an den Orten und Zeiten verfügbar zu machen, wo sie benötigt werden. Hier können E-Fuels helfen. Das Fraunhofer IIE schätzt das globale PtX-Angebotspotenzial auf 87.000 TWh. Rechnet man das Potenzial aus politisch instabilen Ländern nicht mit so reduziert sich das umsetzbare Potenzial auf 57.000 Terawattstunden PtL. Für die globale Luftfahrt wird für 2050 eine Nachfrage von 6.700 Terawattstunden geschätzt und für den weltweiten Schiffsverkehr werden 4.500 Terawattstunden PtL benötigt. Insgesamt reicht das PtL-Potenzial leicht um die gesamte Energienachfrage des Verkehrssektors von 31.300 TWh (vgl. IEA 2022). E-Fuels sind technisch eine Alternative zu den heutigen fossilen Ölprodukten, die aus technischen und chemisch-physikalischen Gründen ein hohes Verbreitungspotenzial und Anwendungspotenzial ohne Umstellungskosten aufweisen.

4.2 | Nutzung von E-Fuels in Deutschland

E-Fuels bieten die Möglichkeit die heutigen Bedarfe an flüssigen Energieträgern komplett durch erneuerbare CO₂-neutrale Energieträger zu substituieren. Dabei sind E-Fuels in allen vier Sektoren Industrie, GHD, Verkehr und Gebäude anwendbar. Insofern müssen im Verkehrssektor nicht alle Fahrzeuge durch batterieelektrische Antriebe ersetzt werden, um die Klimaziele zu erreichen. Dies bedeutet, dass die Batterieproduktion deutlich weniger ausgeweitet werden muss, was geringere Probleme bei der Rohstoffversorgung impliziert. Die Umstellung auf E-Fuels bedeutet auch, dass die **Bestandsflotte** klimaneutral gemacht werden kann. Selbst wenn der Anteil der Elektro-Pkw an den Neuzulassungen von heute 13 Prozent auf 70 Prozent steigen würde, würden in Deutschland im Jahr 2030 noch mehr als 70 Prozent der Pkw mit konventionellem Antrieb betrieben. Schon diese Bestandsflotte von aktuell etwa 49 Millionen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor würde die Klimaziele ernsthaft gefährden, wenn sie weiter allein mit fossilen Brennstoffen betrieben würde. Für die Einhaltung der Klimaziele sind nicht die Emissionen im Jahr 2045 entscheidend, sondern die kumulierte Gesamtmenge der bis dahin ausgestoßenen Treibhausgase im Vergleich zum berechneten maximalen Treibhausgasbudget, das noch zur Verfügung steht. Vor diesem Hintergrund sollten die bestehenden Fahrzeuge möglichst schnell, durch kontinuierlich steigende Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe defossilisiert werden.

Im **Wärmesektor** können E-Fuels in effizienten Ölheizungen in Kombination mit anderen erneuerbaren Energien, wie zum Beispiel Solarthermie, Photovoltaik oder mit Wärmepumpen eingesetzt werden, um Spitzenlasten abzufedern. Da auch hier die vorhandenen Heizungssysteme weiter genutzt werden können, ist die Umstellung im Gegensatz zu anderen Optionen zur Defossilisierung mit geringeren Investitionen verbunden.

E-Fuels erlauben nicht nur die weitere Nutzung der **bestehenden Pkw und Heizungen**, sondern auch die weitere Verwendung der Transport-, Lager- und Verteilinfrastruktur. Dazu gehören Häfen, Raffinerien, Tank- und Zulieferstrukturen. Damit bieten sie die Möglichkeiten, erneuerbare Energie aus Ländern mit hohen Erzeugungspotenzialen zu

importieren. In Ländern mit hoher Flächenverfügbarkeit können Kapazitäten zur Erzeugung von erneuerbarem Strom in ganz anderer Dimension aufgebaut werden, als dies in Deutschland möglich ist. Einige Länder mit hoher Flächenverfügbarkeit haben außerdem sehr viel mehr Sonnen- und Windstunden als Deutschland, sodass die Anlagen sehr viel effizienter genutzt werden können. Dies gleicht Verluste, die durch die Umwandlung von Strom in flüssige Energieträger und der Nutzung in Verbrennungsmotoren und Heizungen entstehen, aus (vgl. Frontier Economics 2020).

4.3 | Die wichtigsten Punkte

- E-Fuels können einen Beitrag zur **Defossilisierung** aller vier Sektoren leisten. Dabei können sie in den vorhandenen Fahrzeug- und Heizungstechnologien genutzt werden. Außerdem können sie auch im Industrie- und GHD-Sektor eingesetzt werden.
- E-Fuels können den bisher genutzten fossilen Mineralölprodukten beigemischt werden und damit eine schrittweise **Defossilisierung** erlauben, die schnell gestartet werden kann. Darüber hinaus können sie diese auch vollständig ersetzen.
- E-Fuels können mit der **vorhandenen Infrastruktur** gespeichert und transportiert werden. Die Nutzung der bereits vorhandenen Infrastruktur senkt die Kosten der Umstellung massiv und stärkt die Versorgungssicherheit und Akzeptanz.
- E-Fuels können in **verschiedenen Ländern** der Welt hergestellt werden und ermöglichen die Nutzung der bereits heute existierenden sicheren Importstruktur für flüssige Energieträger.
- **Wertschöpfungspotenziale** können in den Exportländern, aber auch in der heimischen Wirtschaft gehoben werden.

5 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Schlussfolgerungen

- Um die Energiewende erfolgreich bewältigen zu können muss das Energiesystem der Zukunft von der Bevölkerung akzeptiert werden. Dies erfordert zum einen Bezahlbarkeit und zum anderen Versorgungssicherheit.
- Der Ausbau der heimischen erneuerbaren Energien und eine effiziente Direktstromverwendung sind wichtige Säule der Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität.
- Die Transformation erfordert einer vollständige Defossilisierung des Energiesystems. Dies ist auch insbesondere im Bereich der flüssigen und gasförmigen Energieträger, die aktuell zum Großteil immer noch auf fossiler Grundlage basieren, eine besondere Herausforderung.
- Einen wichtigen Beitrag können PtX-Energieträger, ob nun Wasserstoff, Methanol, synthetisches Rohöl, E-Diesel, E-Benzin oder andere Derivate, leisten. Sie können zukünftig jene Bereiche bedienen, in denen flüssige und gasförmige Energieträger aufgrund ihrer chemisch-physikalischen Eigenschaften heute die primären Energieträger darstellen.
- Flüssige Energieträger haben einen hohen Stellenwert im heutigen Energiesystem. Besonders in den Sektoren Wärme und Verkehr sind sie ein elementarer Teil der Energieversorgung dar.
- Flüssige Energieträger werden an den globalen Märkten gehandelt und bieten daher eine stark diversifizierte Importstruktur und somit einen hohen Grad an Versorgungssicherheit. Externe Angebotschocks können somit unkompliziert und schnell kompensiert werden.
- Außerdem stellen flüssige Energieträger einen unverzichtbaren Teil der Energiebevorratung dar. Insgesamt können in deutschen Ölspeichern, Öltanks, privaten Pkw und Tankstellen ca. 600 TWh an Energie gespeichert werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass flüssige Energieträger, die heutzutage meist Derivate von fossilem Erdöl sind, einen hohen Anteil zur stabilen, kostengünstigen und krisensicheren Energieversorgung Deutschlands beitragen. Gleichzeitig bilden Erdölprodukte als End- bzw. Vorprodukt einen erheblichen Teil der chemischen Grundstoffsicherung in Deutschland und sind als Teil einer wirtschaftlichen Prozesskette unverzichtbar.

Die vorliegende Analyse hat gezeigt, dass die Fokussierung auf eine vollständige Elektrifizierung hohe Risiken birgt, wenn nicht parallel eine Importstrategie für alternative regenerative Energieträger auf PtX-Basis im deutschen Energiemarkt etabliert wird.

Dieser zukunftsorientierte Energiemarkt sollte aus Gründen der Kosteneffizienz soweit wie möglich auf bereits vorhandene Transport- und Verteilinfrastrukturen zurückgreifen. Eben in diesem Bereich bieten flüssige synthetische Energieträger enorme Vorteile, denn es

existiert bereits nicht nur eine globale Handelsstruktur, sondern auch auf nationaler Ebene besteht bereits eine umfangreiche Betankungs- und Verteilinfrastruktur. Perspektivisch kann diese somit ohne technische Anpassung vollständig weiter genutzt werden.

Die Herausforderung bei der Etablierung einer vollumfänglichen Versorgung mit regenerativen Flüssigkraftstoffen liegt auf der Angebotsseite. Analysen des potenziellen Angebots an PtX-Energieträgern zeigen jedoch auf, dass global ausreichende Produktionskapazitäten aufgebaut werden können. Der Aufbau einer globalen PtX-Wertschöpfungskette führt hierbei, neben einer Globalisierung von Klimaschutztechnologien, auch zu neuen Chancen für erhöhte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte in den potenziellen PtX-Exportländern.

Ziel sollte es daher sein, die angestrebte Energiewende in Deutschland mit Hilfe verschiedener regenerativer Energiegrundlagen technologieoffen auszurichten. So können importierte synthetische Flüssigkraftstoffe das heimische Stromangebot entlasten und einen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit leisten, weil sie eine einfache und kostengünstige Bevorratung ermöglichen. Dies ist nicht nur in Krisen- und Katastrophenfällen von hoher Relevanz. Durch ihre Erzeugung an globalen Standorten mit niedrigen Stromgestehungskosten und dem erwartbaren Ausbau einer global-industriellen Massenproduktion, wären synthetische Flüssigenergie-träger mittelfristig in der Lage, ein preislich konkurrenzfähiges Energieprodukt zu werden. Zu Beginn des Produktionshochlaufs können sie herkömmlichen Kraftstoffen bereits beigemischt werden, was ebenfalls preisdämpfend wirkt.

Handlungsempfehlungen

Den Hochlauf flüssiger synthetischer Energieprodukte kann die Politik auf vielfältige Art und Weise unterstützen, anregen und fördern:

- Erneuerbare flüssige Energieträger sollten als fester Bestandteil der Energiewende anerkannt werden.
- Politische Rahmenbedingungen müssen technologieoffen ausgestaltet werden.
- Alle Technologien zur Defossilisierung des Verkehrs- und Wärmesektors müssen dem gleichen regulatorischen Rahmen unterworfen werden. Dazu gehört eine einheitliche CO₂-Bilanzierung, die eine Vergleichbarkeit der Emissionsintensität der Sektoren ermöglicht. Dabei sollten u. a. auch die Produktion, der Transport und die Verfügbarmachung der genutzten Energien in der Anwendungstechnologie sowie die Produktion und Endverwertung der Technologie selbst berücksichtigt werden.
- Internationale Energiepartnerschaften sollten weiter ausgebaut werden, wobei langfristige Investitionsanreize gesetzt werden müssen.
- Die Kriterien für Wasserstoff und dessen Derivate müssen so ausgestaltet werden, dass global produzierte Energieträger synthetischer Art in Europa anerkannt und genutzt werden können.
- Die benötigten Investitionen in Erzeugungsanlagen sollten durch gesicherte

Anwendungsgarantien abgesichert werden, indem regulativ eine breite Anwendung von synthetischen Energieprodukten in verschiedenen Sektoren ermöglicht wird. Mengenquoten können einen Beitrag für eine Anwendungsgarantie leisten.

- Die Besteuerung von Kraftstoffen sollte konsequent auf eine CO₂-Bepreisung umgestellt werden. Synthetische Kraftstoffe würden bei einem einheitlichen Steuersatz aufgrund ihrer CO₂-Neutralität geringer besteuert und wären wettbewerbsfähiger.
- Anreize für deutsche Unternehmen im Maschinen- und Anlagenbau als weltweit gefragte Technologiepartner setzen, damit diese neben der heimischen Nutzung ihrer Industrieprodukte auch auf die globale Nachfrage von Klimaschutztechnologien „Made in Germany“ reagieren können.

Literaturverzeichnis

- adelphi consult GmbH; Deutsche Energie-Agentur (dena); Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ); Navigant (2020): Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- American Automobile Association (2019): AAA Electric Vehicle Range Testing.
- Aurora (2022): Capacity requirements for LNG terminals in Germany.
- BDEW (2022): Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2016): Schieferöl und Schiefergas in Deutschland.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2022): BGR Energiestudie 2021.
- Bundesministerium des Innern und für Heimat; Bundesministerium der Finanzen (2022): Bericht zur Hochwasserkatastrophe 2021: Katastrophenhilfe, Wiederaufbau und Evaluierungsprozesse.
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (2021): Internationale Forschungsoperationen Grüner Wasserstoff: alle Förderaufrufe.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2016): Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2020): Der Netzausbau schreitet voran. Online https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=8, zuletzt geprüft am 02.12.2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021): Energiepartnerschaften und Energiedialoge – Jahresbericht 2020.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021): Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020.
- Concawe; aramco (2022): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050.
- Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021): dena-Gebäudereport 2021 - Fokusthemen zum Klimaschutz im Gebäudebereich.
- Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021): dena-Gebäudereport 2022.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (2017): The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU.
- Deutsche Rohstoffagentur (DERA) (2017): Rohstoffrisikobewertung - Lithium.
- Deutsche Rohstoffagentur (DERA) (2018): Rohstoffrisikobewertung – Kobalt.
- Deutsche Rohstoffagentur (DERA) (2021): Batterierohstoffe für die Elektromobilität - DERA Themenheft.

- Deutsche Rohstoffagentur (DERA) (2021): DERA-Rohstoffliste 2021.
- Deutsche Rohstoffagentur (DERA) (2021): Rohstoffrisikobewertung - Graphit.
- Deutsche Rohstoffagentur (DERA) (2021): Rohstoffrisikobewertung - Nickel.
- Energieagentur Rheinland-Pfalz (2022): Gemeinsamer Abschlussbericht 2021: Wärme- und Gasversorgung im Ahrtal nach der Flutkatastrophe.
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (2021): PTX-ATLAS: Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen.
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2020): Batterien für Elektroautos: Faktencheck und Handlungsbedarf.
- Fröhlich, T., Blömer, S., Münter, D., Brischke, L.-A. (2019): CO₂-Quellen für die PtX-Herstellung in Deutschland - Technologien, Umweltwirkung, Verfügbarkeit.
- Frontier Economics (2019): Die CO₂-Gesamtbilanz für Antriebstechnologien im Individualverkehr Heute und in Zukunft. Studie im Auftrag von: UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V.
- Frontier Economics (2020): Der Effizienzbegriff in der klimapolitischen Debatte zum Straßenverkehr. Studie im Auftrag von: UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V. und Mineralölwirtschaftsverband e.V.
- Frontier Economics (2021): Der Wert von Wasserstoff im Wärmemarkt. Studie im Auftrag von FNB Gas.
- Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) (2022): Bilaterale Energiepartnerschaften und -dialoge. Online <https://www.giz.de/de/weltweit/53180.html>, zuletzt geprüft am 29.11.2022.
- International Energy Agency (IEA) (2022): Global EV Outlook 2022.
- International Energy Agency (IEA) (2022): Global Supply Chains of EV Batteries.
- International Energy Agency (IEA) (2022): World Energy Outlook 2022.
- Kopernikus-Projekt Ariadne (2022): Wasserstoff und die Energiekrise: fünf Knackpunkte. Studie im Auftrag von: Bundesministerium für Bildung und Forschung.
- Landesregierung Rheinland-Pfalz (2022): Der Wiederaufbau in Rheinland-Pfalz nach der Naturkatastrophe vom 14./15. Juli 2021.
- Marz, W (2022): Reduziert mehr Homeoffice die Emissionen im Verkehr? In: ifo Schnelldienst 5, 75(5), S. 15–18.
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2015): Raffinerien bewegen Menschen und Märkte.
- Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2021): Mineralölversorgung mit Pipelines.
- Prognos AG; Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT; Deutsches Biomasseforschungszentrum DBFZ (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. Studie im Auftrag von: Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), Institut für Wärme und Oeltechnik e.V. (IWO), MEW

Mittelständische Energiewirtschaft Deutschland e.V. und UNITI Bundesverband mittelständischer Mineralölunternehmen e. V.

Statistisches Bundesamt (2022): Umweltökonomische Gesamtrechnung (UGR).

TÜV Nord (2022): Elektroauto Batterie und ihre Lebensdauer. Online <https://www.tuev-nord.de/de/privatkunden/verkehr/auto-motorrad-caravan/elektromobilitaet/elektroauto-batterie/>, zuletzt geprüft am 26.11.2022.

VDI/VDE Innovation + Technik GmbH; TÜV Rheinland; TU Berlin (2021): Nachhaltigkeit der Batteriezellfertigung in Europa. Studie im Auftrag von: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Verband der Chemischen Industrie e.V. (2022): Chemiewirtschaft in Zahlen.

Verband der Chemischen Industrie e.V. (2022): Energiestatistik - Daten und Fakten.

Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (2023): In der Praxis. Online <https://futurefuels.blog/in-der-praxis/>, zuletzt geprüft am 05.12.2022.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2021): E-Fuels - CO₂-Potenzialatlas. Studie im Auftrag von: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.