



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

7. Juni 2021

Autor
Eric Heymann
+49 69 910-31730
eric.heyman@db.com

Editor
Stefan Schneider

Deutsche Bank AG
Deutsche Bank Research
Frankfurt am Main
Deutschland
E-Mail: marketing.dbr@db.com
Fax: +49 69 910-31877

www.dbresearch.de

DB Research Management
Stefan Schneider

Der Klimawandel zählt zu den wichtigsten globalen Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Es ist im Kern ein Energieproblem, bei dem es darum geht, leistungsfähige, möglichst kostengünstige und CO₂-arme Energieträger zu entwickeln, die politisch akzeptiert sind und klimaverträgliches Wachstum ermöglichen. Die Transformation wird erhebliche Einschnitte in Wahlfreiheiten erfordern. Die Politik muss gesellschaftliche Spannungen adressieren.

Die klimapolitischen Instrumente müssen stärker auf Effizienz und Effektivität ausgerichtet werden. Ein international und sektoral umfassender und einheitlicher CO₂-Preis ist erforderlich. Subventionen für fossile Kraftstoffe müssen auf null zurückgefahren werden. Mehr Technologieoffenheit ist angezeigt. Die Forschungsausgaben müssen massiv erhöht werden, denn mit den heute verfügbaren und politisch akzeptierten Technologien halten wir Klimaneutralität in weniger als 30 Jahren nicht für erreichbar. Hier existieren wirtschaftliche, technologische und nicht zuletzt politische Hürden. Mehr Anpassung an den Klimawandel ist schon heute möglich und sinnvoll. In diesem Bericht stellen wir energiewirtschaftliche Fakten vor und ergänzen diese durch begründete Thesen.

Um den Klimawandel zu bewältigen, muss die Welt ihre Abhängigkeit von fossilen Energien deutlich reduzieren und in der langen Frist beenden. Der Anteil von Öl, Kohle und Erdgas am globalen Primärenergieverbrauch lag 2019 aber noch bei knapp 81%. Er ist damit seit Jahrzehnten recht konstant. Zugleich wird der Energieverbrauch der Weltbevölkerung wachsen. Fossile Energieträger werden vorerst weiter die Hauptlast der globalen Energieversorgung tragen. Die größten Zuwächse werden jedoch die erneuerbaren Energien verzeichnen. Die Finanzierung bedeutet gerade für ärmere Volkswirtschaften einen Kraftakt.

Die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen lagen 2020 um 127% über dem Niveau von 1971. Die 2020er Jahre könnten aber das erste Jahrzehnt werden, in dem die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen (leicht) sinken werden.

In Deutschland soll Strom aus erneuerbaren Energien künftig große Teile des Energiebedarfs im Verkehrssektor oder Wärmemarkt abdecken. Damit werden der absolute Stromverbrauch und die Spitzenlast deutlich steigen. Im Jahr 2019 entfielen nur 20% des Endenergieverbrauchs in Deutschland auf Strom. Mobilität und Raumwärme (inklusive Warmwasserbereitung) kamen jeweils auf über 30%. Aufgrund der hohen Bedeutung von Fahrzeugen und Gebäuden im Bestand sind beide Sektoren sehr träge. Schnelle Reduktionen von Energieverbrauch und CO₂-Emissionen sind hier (auch politisch) schwer zu erreichen.

Trotz des Zuwachses an installierter Leistung bei Erneuerbaren dürfte die Versorgungssicherheit vermehrt in den Fokus rücken, wenn zugleich konventionelle Kraftwerkskapazitäten vom Netz gehen. Die wetterabhängigen erneuerbaren Energien haben (neben der geringen CO₂-Intensität) den Vorteil von Grenzkosten nahe null; auch die Stromgestehungskosten sinken. Dem stehen Nachteile bei den gesamten Systemkosten sowie bei der Leistungsfähigkeit gegenüber.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

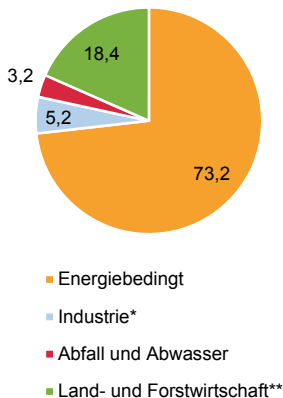
Einleitung: Klimawandel ist ein Energieproblem

Der Klimawandel zählt zu den großen weltumfassenden Herausforderungen dieses Jahrhunderts. Zwischen Klimawandel und anderen globalen Problemen besteht eine enge Wechselwirkung: Die Versorgung der Weltbevölkerung mit Nahrungsmitteln und Trinkwasser wird durch den Klimawandel erschwert. Zudem hängen die Themen Gesundheit, Migration, Biodiversität oder auch Bildung mehr oder weniger direkt mit dem Klimawandel zusammen. Der engste Zusammenhang des Klimawandels besteht eindeutig zur Energieversorgung: Die energiebedingten Treibhausgasemissionen der Menschen (z.B. Strom- und Wärmeerzeugung, Mobilität) machen zusammen mit den prozessbedingten Emissionen der Industrie (z.B. Baustoffproduktion) sowie den Emissionen aus der Abfallwirtschaft und der Abwasseraufbereitung mehr als 80% der gesamten globalen Treibhausgasemissionen aus. Die übrigen Emissionen entfallen auf die Land- und Forstwirtschaft bzw. die Landnutzungsänderung. Letztlich ist der Klimawandel also ein Energieproblem. Das eine ist ohne das andere nicht zu lösen. Dabei dominiert das Treibhausgas CO₂. Es zählt zu den Jahrhundertaufgaben schlechthin, leistungsfähige, möglichst kostengünstige und CO₂-arme Energieträger zu entwickeln. Wir werden noch ausführen, was wir unter dem Begriff „leistungsfähig“ verstehen.

Energiebedingte Treibhausgasemissionen dominieren

1

Anteil an globalen anthropogenen Treibhausgasemissionen, 2016, %



* Nur prozessbedingte Emissionen
** Inklusive Landnutzungsänderung

Quelle: Our World in Data

Mehr Realismus in der klima- und energiepolitischen Debatte notwendig

Aktuell formulieren immer mehr Länder und Staatengemeinschaften immer anspruchsvollere Klimaschutzziele. Prominentes Beispiel ist das Ziel der Klimaneutralität der EU oder der USA bis zum Jahr 2050. Die deutsche Bundesregierung hat kürzlich das Ziel der Klimaneutralität auf das Jahr 2045 vorgezogen. Manche NGOs fordern dies sogar schon bis 2035 ein. Bei diesem „Zielwettbewerb“ rückt sehr häufig in den Hintergrund, wie diese Ziele erreicht werden sollen und was das in energiewirtschaftlichen Zahlen bedeuten würde. Die folgenden Ausführungen haben das Ziel, die Verknüpfung zwischen den Klimaschutzzielen und der Energiefrage aufzuzeigen und die Debatte durch den Blick auf Fakten zu versachlichen. Um zu zeigen, wie anspruchsvoll die Aufgabe einer klimaneutralen Zukunft ist, beleuchten wir intensiv den energiewirtschaftlichen Status quo.

In der öffentlichen Wahrnehmung (zumindest bei jenen Akteuren, die sich nicht regelmäßig mit Energiestatistiken beschäftigen) herrscht bisweilen eine Diskrepanz zwischen dem gefühlten und dem tatsächlich erreichten Fortschritt auf dem Weg in Richtung einer klimaverträglichen oder gar klimaneutralen Zukunft. Ein Beispiel ist die Debatte über die deutsche Energiewende. Aufgrund der politischen und medialen Fokussierung auf den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, der 2020 schon bei 44% lag, mag bei manchen Beobachtern der Eindruck entstehen, dass wir schon fast die Hälfte dieses Weges gegangen seien. Das ist weit gefehlt, weil Strom nur ein Fünftel des Endenergieverbrauchs in Deutschland ausmacht. Zugleich dominieren in der klimapolitischen Debatte (zu) häufig emotional beladene Symbole, die vom Gesamtproblem ablenken und für dieses jeweils nur eingeschränkt relevant sind. Zu nennen sind die Kohleverstromung, der Verbrennungsmotor im Allgemeinen und das SUV im Speziellen, der Luftverkehr, das Eigenheim, der Fleischkonsum oder zuletzt vermehrt der steigende Energieverbrauch durch IT-Nutzung. Ein nüchterner Blick auf energiewirtschaftliche Zahlen hilft, die Dimension der gesamten Aufgabe zu verdeutlichen.

Letztlich geht es auch darum, die möglichen Beiträge einzelner Technologien zur Lösung des Energie- und Klimaproblems realistisch einzuordnen. Es reicht nicht zu betonen, was technologisch in der Theorie alles machbar ist, wenn es

Klimapolitik häufig von emotional beladenen Symbolen geprägt



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

keinerlei Restriktionen gäbe. Stattdessen muss beleuchtet werden, welche wirtschaftlichen Kosten entstehen, welche zeitlichen Einschränkungen bestehen, wie leistungsfähig einzelne Energieträger in den kommenden Jahren realistischerweise sein können oder welche sozialen Folgen zu erwarten sind. Man muss zudem über notwendige Verhaltensänderungen von privaten Haushalten und Unternehmen, etwaige Eingriffe in Wahlfreiheiten und Eigentumsrechte und damit auch über politische und gesellschaftliche Widerstände diskutieren, die es mit Sicherheit geben wird. Man sollte jedenfalls nicht verkennen, dass der Thematik eine enorme politische Sprengkraft innewohnt. Es ist zu erwarten, dass beide Pole des politischen und gesellschaftlichen Spektrums versuchen werden, sich mit extremen Positionen und Forderungen Gehör zu verschaffen (z.B. „Klimaneutralität in Deutschland in zehn bis 15 Jahren“ versus „Klimawandel ist kein Problem“ oder „Klimaschutz einschränken, weil Deutschland alleine nichts ausrichten kann“). Die jüngsten politischen Debatten zeigen, dass dieser Prozess schon begonnen hat. Der Begriff „Klima-Lockdown“ ist hierfür nur ein Beispiel.

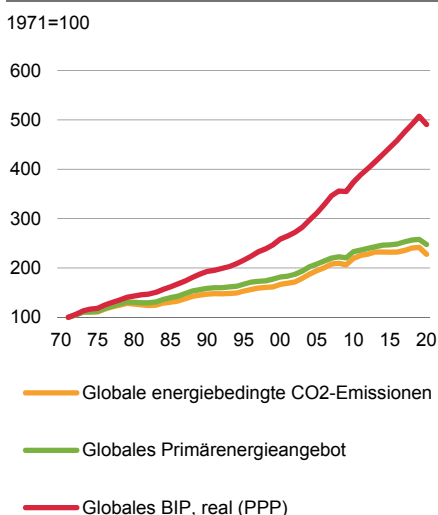
Klima- und energiepolitische Ziele stehen häufig im Konflikt zu anderen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Zielen sowie zu individuellen Konsumwünschen. Diese Konflikte können nicht ernsthaft negiert werden. Das demokratische Ringen darum, welche Ziele man sich setzen und wie man priorisieren sollte, ist daher notwendig. Es zählt zudem zu den wichtigsten und zugleich schwierigsten politischen Aufgaben der kommenden Jahre, Antworten auf die Frage zu finden, welche Instrumente man für Klimaschutz und Energiewende idealerweise einsetzen sollte. Dass es hier Verbesserungspotenzial gibt, ist nicht zu bestreiten. Wir werden in diesem Bericht – neben dem Blick auf energiewirtschaftliche Fakten – auch Thesen zur künftigen Entwicklung in der Energiewirtschaft formulieren und diese begründen, um die energie- und klimapolitische Debatte zu beleben.

1. Die globale Perspektive

Energieangebot und Energieverbrauch steigen

Relative Entkopplung von BIP-Wachstum und Energieverbrauch

2



Quellen: IEA, IMF, Global Carbon Project

Fakt: Energieverbrauch und Energieangebot sind auf globaler Ebene in den letzten Jahren weitgehend stetig gestiegen. Für das globale Primärenergieangebot liegen von der Internationalen Energieagentur (IEA) Zeitreihen bis ins Jahr 1971 zurück. Es ist seither um knapp 150% oder etwa 1,9% pro Jahr gestiegen. Da Energieangebot und Energienachfrage eng korreliert sind, dürfte auch der Primärenergieverbrauch mit ähnlicher Rate expandiert sein. Dabei haben wir gemäß IEA-Schätzung einen Rückgang von Energienachfrage und -angebot im Jahr 2020 aufgrund der Corona-Pandemie um 4% unterstellt. Dies wäre der mit Abstand größte Rückgang innerhalb eines Jahres im gesamten Betrachtungszeitraum. Zuvor kam es lediglich 2009 (globale Wirtschafts- und Finanzkrise) sowie 1980 und 1981 (Ölkrise und damit hohe Ölpreise) zu leichten Rückgängen des globalen Primärenergieangebots um jeweils weniger als 1%.

These: Der Energieverbrauch der Erde wird weiter steigen. Damit wird auch das Energieangebot zunehmen. Die IEA erwartet in ihrem Hauptszenario, dass der globale Primärenergieverbrauch¹ bis 2040 um 0,8% pro Jahr wachsen wird. Die wesentlichen Treiber für den steigenden Energieverbrauch liegen auf der Hand: Die Bevölkerungszahl auf der Erde wächst aktuell um etwa 80 Millionen Men-

¹ Der Primärenergieverbrauch ist die Primärenergie (z.B. Erdgas, Öl, Kohle, Biomasse), die einer Volkswirtschaft zugeführt wird. Er steht quasi am Anfang der „Energiewertschöpfungskette“. Bei der Umwandlung von Primärenergie in Endenergie (z.B. Kraftstoffe, Strom, Fernwärme) entstehen Wandlungsverluste.



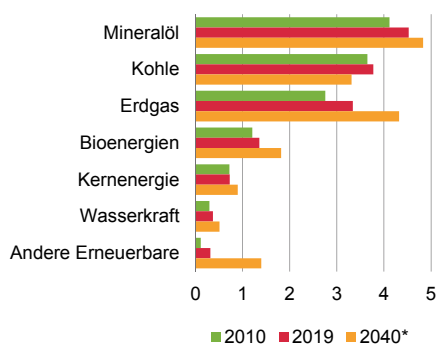
Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

schen – pro Jahr! Alle relevanten Volkswirtschaften streben nach Wirtschaftswachstum, ein Großteil der Menschen nach mehr (materiellem) Wohlstand. Konsum, Mobilität und Industrialisierung werden damit weiter steigen, was letztlich zu einem höheren Ressourcen- und Energieverbrauch führt; gerade in den Entwicklungs- und Schwellenländern wird auch der Verbrauch pro Kopf zunehmen. Fortschritte bei der Energieeffizienz dürften durch höheren Konsum überkompensiert werden (Rebound-Effekt). Gleichwohl entspräche das von der IEA prognostizierte Wachstum des Primärenergieverbrauchs bis 2040 einer deutlich geringeren Dynamik als in den vergangenen Jahrzehnten.

Öl schmiert die Weltwirtschaft

3

Globaler Primärenergieverbrauch, Milliarden Tonnen Öläquivalente



* Hauptszenario inklusive Umsetzung der Zusagen aus dem Pariser Klimaschutzabkommen

Quelle: IEA

Energiemix: Fossile dominieren

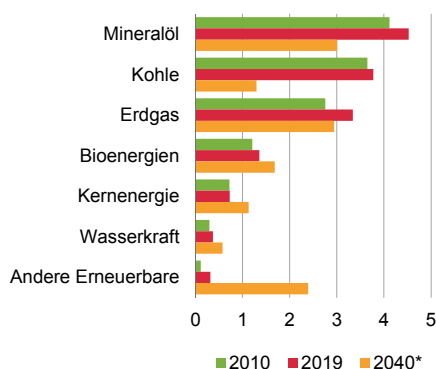
Fakt: Fossile Energieträger dominieren die globale Energiewirtschaft. Der Anteil von Öl, Kohle und Erdgas am globalen Primärenergieverbrauch lag 2019 laut IEA bei knapp 81%. Wichtigste nicht-fossile Energiequelle waren 2019 die Bioenergien mit gut 9%. Auch im globalen Stromsektor dominieren die fossilen Energieträger mit einem Anteil von 63% an der Stromerzeugung. Hier ist die Wasserkraft mit 16% vor der Kernenergie (10%) der wichtigste nicht-fossile Energieträger. Übrigens lag der Anteil fossiler Energieträger am Primärenergieverbrauch bereits 1990, 2000, und 2010 jeweils knapp über 80%. Dieser Anteil war in den letzten Jahrzehnten offenkundig eine „globale Konstante“, die sich trotz aller Bemühungen um Klimaschutz und Energieeffizienz zumindest bis heute nicht wesentlich geändert hat.

These: Fossile Energieträger werden in den kommenden Jahren global weiter die Hauptlast der Energieversorgung tragen. Die IEA formuliert in ihrem jährlichen World Energy Outlook stets verschiedene Szenarien. In ihrem oben bereits erwähnten Hauptszenario (Stated Policies Scenario, SPS) wird z.B. unterstellt, dass die internationale Staatengemeinschaft ihre Zusagen aus dem Pariser Klimaschutzabkommen einhält und massiv in erneuerbare Energien, Energieeffizienz und andere Klimaschutztechnologien investiert. Selbst unter diesen Annahmen sinkt der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch bis 2040 im SPS „lediglich“ auf 72%. Im Stromsektor rechnet die IEA mit größeren Fortschritten. Im SPS geht der Anteil der Fossilen an der Stromerzeugung bis 2040 auf 44% zurück; die Kohle wird hier stärker zurückgedrängt, bleibt aber bis 2040 knapp vor Erdgas wichtigster einzelner Energieträger im Strombereich. Jetzt könnte man natürlich argumentieren, dass die IEA in ihrem Hauptszenario zu pessimistische Annahmen getroffen hat und den Bedeutungsverlust fossiler Energien unterschätzt. Insofern lohnt ein Blick auf das aus klimapolitischer Sicht sehr viel ambitioniertere „Sustainable Development Scenario“ (SDS) der IEA. Hier ist z.B. unterstellt, dass viele Industrieländer bis zum Jahr 2050 Netto-Null-Emissionen aufweisen und dass der globale Primärenergieverbrauch sinkt. Beides sind gewagte Thesen. Selbst in diesem Fall läge der Anteil der fossilen Energieträger am Primärenergieverbrauch im Jahr 2040 jedoch noch bei 56%. Der Stromsektor ist im SDS bis 2040 allerdings schon weitgehend dekarbonisiert. Hier kämen die Fossilen dann zusammen auf nur noch 17% der Stromerzeugung, wobei die Kohle auf einen Anteil von 5% schrumpft (2019: 37%). Im SDS sind erneuerbare Energien mit 72% die wichtigste Säule im Stromsektor, auf Platz 2 und 3 folgen Erdgas und die Kernenergie mit 12 bzw. 11%. Die Kernenergie leistet im Vergleich zum Hauptszenario einen größeren Beitrag zur Energieversorgung, wenn die klimapolitische Ambition steigt. Übrigens ist laut IEA für Dekarbonisierungspfade auch der vermehrte Einsatz von CCUS-Technologien notwendig (Carbon Capture Usage and Storage, also das Abscheiden, Nutzen und Speichern von CO₂).

Kohle wird im SDS stark zurückgedrängt, aber Fossile bleiben wichtig

4

Globaler Primärenergieverbrauch, Milliarden Tonnen Öläquivalente



* Sustainable Development Scenario

Quelle: IEA

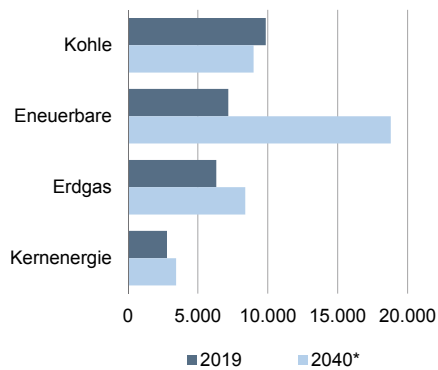


Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Stromerzeugung wird erneuerbarer

5

Globale Stromerzeugung, Terawattstunden (TWh)



* Hauptszenario

Quelle: IEA

Windkraft und Fotovoltaik global noch unbedeutend, aber mit hoher Dynamik

Fakt: Bioenergien und Wasserkraft sind global bislang die mit Abstand dominierenden erneuerbaren Energien. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch der Erde lag 2019 zusammen bei etwa 12%. Dabei liegen die Bioenergien mit 9% vor der Wasserkraft (3%), denn Holz ist in vielen Entwicklungs- und Schwellenländern (mangels Alternativen) der wichtigste Energieträger. Beispielsweise entfallen in Afrika etwa 45% des Primärenergieverbrauchs auf Bioenergien (Holz, biogene Reststoffe), was viele negative Folgen hat (Luftverschmutzung in Haushalten durch das Kochen auf offenen Feuerstellen, Waldrodung). Auf die von der IEA so bezeichneten „sonstigen Erneuerbaren“, also vor allem Windkraft und Fotovoltaik, entfielen 2019 etwa 2% des globalen Primärenergieverbrauchs. Im Stromsektor liegt die Wasserkraft mit 7% vor den sonstigen erneuerbaren Energien (5%) und den Bioenergien (4%). Im Stromsektor übersteigen alle drei erneuerbaren Quellen zusammen den Anteil der Kernenergie von 13%.

These: Die sonstigen erneuerbaren Energien (Windkraft und Fotovoltaik) werden in den kommenden Jahren den mit Abstand größten Zuwachs verzeichnen. Die IEA erwartet im SPS, dass der absolute Primärenergieverbrauch, der auf diese Energieträger entfällt, bis 2040 um über 7% pro Jahr wachsen wird. Im Stromsektor ist die Dynamik sogar noch höher. Das entspräche jeweils mehr als einer Vervielfachung bis 2040 gegenüber dem Niveau von 2019. Im deutlich anspruchsvolleren SDS schreibt die IEA den erneuerbaren Energien (ohne Bioenergien und Wasserkraft) sogar jahresdurchschnittliche Wachstumsraten von mehr als 10% bis 2040 zu. Hauptgrund für diesen Zuwachs ist – unabhängig vom konkreten Szenario – das politische Bekenntnis vieler Staaten, Windkraft und Fotovoltaik ausbauen und staatlich fördern zu wollen.

Investitionen im Stromsektor vor allem bei Erneuerbaren

Fakt: Schon heute entfallen im Stromsektor mit Abstand die größten Investitionen auf Erzeugungskapazitäten im Bereich der erneuerbaren Energien. Laut IEA wurden hier von 2015 bis 2019 jahresdurchschnittlich global etwa USD 310 Mrd. investiert. Das entspricht gut 64% aller Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten. Investitionen in fossile Kraftwerke kamen im genannten Zeitraum auf 29% (durchschnittlich USD 139 Mrd. pro Jahr). Die gesamten Investitionen im Energiesektor inklusive Exploration von fossilen Energieträgern, Netzausbau oder Energieeffizienzmaßnahmen beliefen sich in den Jahren 2015 bis 2019 laut IEA auf USD 1,94 Bill. pro Jahr.

These: Die Investitionen in erneuerbare Energien werden in den kommenden Jahren deutlich steigen, die Finanzierung wird jedoch zu einem Kraftakt. Die IEA beziffert im SPS die Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten auf USD 366 Mrd. pro Jahr zwischen 2020 und 2040. Hinzu kommen USD 452 Mrd. pro Jahr für den Ausbau der Stromnetze sowie jährlich USD 446 Mrd. für Energieeffizienzmaßnahmen (in Summe 48% mehr als im Durchschnitt der Jahre 2015 bis 2019). Zusammen entspricht dies gut 1,3% des nominalen globalen BIP des Jahres 2021. Bislang erfolgt der Großteil der Investitionen für erneuerbare Energien im Rahmen einer staatlichen Regulierung und/oder langfristigen Verträgen z.B. in Form von garantierten Preisen bzw. Einspeisevergütungen. Sie reduzieren das Risiko für den Investor und die Kapitalgeber. Auch der Netzausbau erfolgt in vielen Ländern über Anreizregulierungen. Grundsätzlich stehen alle Investitionen, die im Energiesektor getätigt werden sollen, in Konkurrenz zu anderen Investitionsmöglichkeiten. Dies gilt unabhängig davon, ob primär die öffentliche Hand oder die Privatwirtschaft die Investitionen trägt. Staatliche Ausgaben für eine klimaverträgliche Energieversorgung stehen nicht mehr



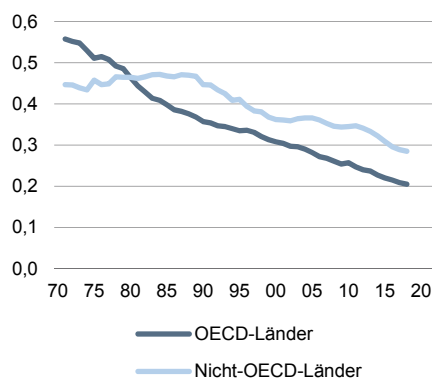
Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

zur Verfügung für Ausgaben in den Bereichen Bildung, Forschung und Entwicklung, Gesundheit, innere und äußere Sicherheit, den Ausbau anderer Infrastrukturen, Rentenerhöhungen, höhere Löhne für Beschäftigte im öffentlichen Dienst oder Steuersenkungen. In der Privatwirtschaft orientieren sich die Investitionen an den Opportunitätskosten bzw. der erzielbaren Rendite. Für Unternehmen können Investitionen in anderen Bereichen als dem Energiesektor lukrativer sein. Insofern stehen die von der IEA ausgerufenen Investitionen unter Finanzierungsvorbehalt und erfordern von den einzelnen Volkswirtschaften einen finanziellen Kraftakt; dies gilt vor allem für ärmere Staaten. Dieser Kraftakt fällt im SDS noch größer aus. Denn hier beziffert die IEA die jährlichen Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten auf USD 615 Mrd. pro Jahr, in Stromnetze auf USD 623 Mrd. und auf USD 658 Mrd. für Energieeffizienz. Dies übersteigt in Summe die Investitionen der drei Bereiche aus dem Hauptszenario um mehr als 50% und liegt um über 120% über den tatsächlichen durchschnittlichen Investitionen der Jahre 2015 bis 2019.

CO₂-Intensität sinkt

6

kg CO₂ pro USD BIP in Kaufkraftparitäten



Quelle: IEA

Energie- und CO₂-Intensität sinken

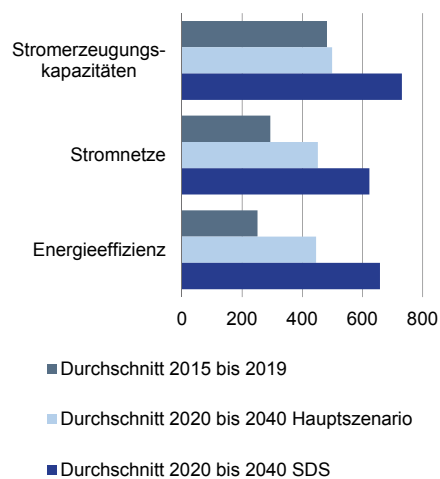
Fakt: Sowohl die Energie- als auch die CO₂-Intensität der Weltwirtschaft sind in den letzten Jahrzehnten stetig gesunken. Es erfolgte eine relative Entkopplung des Wirtschaftswachstums vom Energieverbrauch bzw. den CO₂-Emissionen. Der globale Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen pro Einheit BIP (in Kaufkraftparitäten) haben sich seit 1971 mehr als halbiert. Gründe hierfür liegen in der höheren Energieeffizienz über alle Wirtschaftsbereiche, im steigenden Anteil der Dienstleistungen am BIP im Vergleich zum energieintensiveren Produzierenden Gewerbe sowie im Bedeutungsgewinn CO₂-armer Energieträger. Besonders schnelle Fortschritte bei der Energie- und CO₂-Intensität waren in den 2010er Jahren zu verzeichnen.

These: Der Trend einer sinkenden Energie- und CO₂-Intensität wird sich in den kommenden Jahren nicht nur fortsetzen, sondern sogar beschleunigen. Dafür sprechen weitere Effizienzfortschritte und die eher größeren Bemühungen, auf CO₂-arme Energieformen umzusteigen. Zudem verliert die Kohle, deren Verbrennung hohe CO₂-Emissionen im Vergleich zu Öl oder Gas verursacht, in den Industrieländern schneller an Bedeutung als in früheren Jahren und wird in wichtigen Verbrauchsländern wie China künftig mit einem höheren Wirkungsgrad eingesetzt, da ältere Kohlekraftwerke durch modernere ersetzt werden (Effizienz). Viele Schwellenländer werden aber weiterhin auch auf Kohle setzen, weil sie vor Ort verfügbar ist, häufig relativ kostengünstig genutzt werden kann und eine zuverlässige Energiequelle darstellt. Beispielsweise steigt die Stromerzeugung auf Basis von Kohle in Indien im Hauptszenario der IEA bis 2040 um mehr 17% gg. 2019.

Investitionen im Stromsektor steigen

7

Globale Investitionen in ausgewählten Bereichen des Energiesektors, USD Mrd. pro Jahr



Quelle: IEA

Globale CO₂-Emissionen könnten Peak erreicht haben

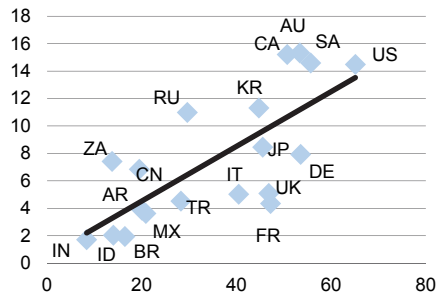
Fakt: Die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen sind in den letzten Jahrzehnten fast in jedem Jahr gestiegen. Sie lagen 2020 um 127% über dem Niveau von 1971. Dabei hat die Dynamik im letzten Jahrzehnt deutlich nachgelassen. Allein von 2000 bis 2010 waren die energiebedingten CO₂-Emissionen weltweit um fast 32% gestiegen. Ein wichtiger Grund hierfür war die Integration Chinas in die internationale Wertschöpfungskette nach seinem WTO-Beitritt Ende 2001. In der letzten Dekade, also von 2010 bis 2020, schwächte sich der Zuwachs der CO₂-Emissionen auf nur noch etwa 4% ab. Ein Teil des geringen Wachstums ist auf die Corona-Pandemie zurückzuführen, die im letzten Jahr zu einer Verringerung der Emissionen um etwa 6% gg. 2019 geführt hat. Gleich-



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Reiches Land – hohe CO₂-Emissionen 8

X: BIP pro Kopf, USD, 2019, nom. (PPP)
Y: CO₂-Emissionen pro Kopf, 2018/19, Tonnen



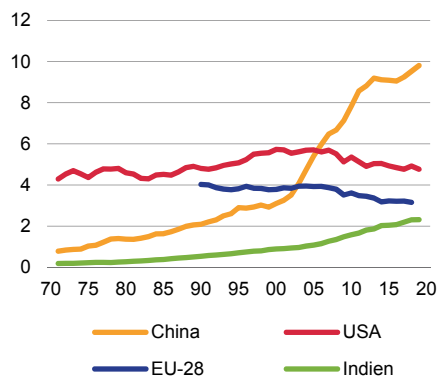
Quellen: IEA, IWF

wohl wären die energiebedingten CO₂-Emissionen auch ohne den Corona-Effekt so langsam gestiegen wie in keinem anderen Jahrzehnt seit Beginn der IEA-Zeitreihe Anfang im Jahr 1971.

These: Die 2020er Jahre könnten das erste Jahrzehnt werden, in dem die globalen energiebedingten CO₂-Emissionen nicht mehr steigen, sondern (leicht) sinken werden. Nach der Bewältigung der Corona-Pandemie wird es zwar auch bei den Emissionen zu einem Rebound-Effekt kommen. Es könnte sich allerdings herausstellen, dass 2019 das Jahr mit den absolut höchsten globalen energiebedingten CO₂-Emissionen war (Peak Carbon). Dabei werden die Emissionen in den meisten Entwicklungs- und Schwellenländern vorerst noch steigen, während sie in den Industrieländern (weiter) sinken. Beide Effekte könnten sich in Summe aufheben oder gar der Einspareffekt überwiegen. Im IEA-Hauptszenario liegen 2030 die Emissionen in etwa auf dem Niveau von 2019. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass die IEA bei der Veröffentlichung des nächsten World Energy Outlook im Herbst 2021 ein etwas optimistischeres Hauptszenario skizziert. Im SDS sinken die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2030 um 2,8% pro Jahr und liegen dann um 27% unter dem Niveau von 2019. Dies wäre hinsichtlich der Entwicklung in den letzten 50 Jahren ein gigantischer Fortschritt, wenngleich der Weg Richtung Netto-Null-Emissionen selbst in diesem unwahrscheinlichen Szenario noch immer sehr weit wäre und aus technologischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Sicht ohnehin mit vielen Fragezeichen versehen ist.

China größter CO₂-Emittent 9

Energiebedingte CO₂-Emissionen, Mrd. Tonnen



Quelle: IEA

Reiche Länder verzeichnen hohe CO₂-Emissionen

Fakt: Es besteht ein positiver Zusammenhang zwischen Wohlstandsniveau und energiebedingten CO₂-Emissionen eines Landes. BIP pro Kopf und CO₂-Emissionen sind eng korreliert. In Grafik 9 ist dieser Zusammenhang für die G20-Staaten dargestellt. Korrelation bedeutet nicht unbedingt Kausalität. Aber in diesem Fall leuchtet es ein, dass materieller Wohlstand mit einem höheren Energieverbrauch einhergeht, der ja global zu über 80% auf fossilen Energien basiert. Die vertikalen Abweichungen der CO₂-Emissionen von der Trendlinie in der Grafik lassen sich durch verschiedene Faktoren erklären. Dazu zählen Unterschiede in der Energieversorgung (inklusive Exploration von fossilen Energieträgern), die Höhe der Energiepreise, unterschiedliche Konsum- und Produktionsgewohnheiten (z.B. Mobilität, Siedlungsstruktur, Industrieanteil, Energieeffizienz) sowie klimatische Faktoren, die den Raumwärmebedarf eines Landes determinieren. So weisen die USA, Australien, Kanada oder Saudi-Arabien recht hohe CO₂-Emissionen pro Kopf auf. Sie alle sind wichtige Förderländer von fossilen Energierohstoffen. Zudem müssen Unternehmen und private Haushalte recht niedrige Energiepreise zahlen, weshalb die Energieeffizienz z.B. von Gebäuden, Autos oder elektronischen Konsumgütern weniger wichtig ist. Innerhalb der EU verzeichnet Deutschland deutlich höhere CO₂-Emissionen pro Kopf als Frankreich, obwohl beide Länder ähnlich wohlhabend sind. Gründe hierfür liegen darin, dass der Anteil des Verarbeitenden Gewerbes an der gesamten Bruttowertschöpfung in Deutschland etwa doppelt so hoch ist wie in Frankreich (2020: 19,7% versus 10,4%). Zudem ist die Pkw-Flotte in Deutschland im Durchschnitt stärker motorisiert als in Frankreich. Ferner fällt der Heizwärmebedarf in Deutschland höher aus. Ein wesentlicher Grund für die niedrigeren CO₂-Emissionen in Frankreich liegt natürlich auch darin, dass dort die Kernenergie die wichtigste Energiequelle im Stromsektor ist, während in Deutschland die CO₂-intensive Braunkohle eine deutlich größere Rolle spielt. China weist – gemessen am Wohlfahrtsniveau – recht hohe CO₂-Emissionen pro Kopf auf. Das Land ist eine CO₂-intensive Volkswirtschaft, weil auf die Kohle rd. 60% des Primärenergieverbrauchs entfallen. Es ist weltweit zudem der größte Exporteur von Industrieerzeugnissen. China exportiert damit quasi auch CO₂-Emissionen in die Abnehmerländer. Von allen G20-Staaten kommt Frankreich dem Ziel am



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

nächsten, relativ wohlhabend zu sein, aber zugleich möglichst wenige CO₂-Emissionen pro Kopf zu verursachen. Von der politisch angestrebten Klimaneutralität ist aber auch Frankreich noch weit entfernt. Selbst die ärmsten Staaten in Afrika, wo die Energieversorgung zu einem großen Teil auf erneuerbaren Energien (Holz) basiert, motorisierte individuelle Mobilität keine große Rolle spielt und wo das BIP pro Kopf nur einen Bruchteil des Niveaus in den Industrieländern ausmacht, sind nicht klimaneutral.

These: Der positive Zusammenhang zwischen Wohlfahrtsniveau und CO₂-Emissionen pro Kopf wird vorerst weiter fortbestehen. Die Trendlinie wird sich jedoch abflachen. In den reichen Ländern werden die CO₂-Emissionen in den kommenden Jahren sinken. In den ärmeren Staaten dürfte das BIP pro Kopf schneller wachsen als die CO₂-Emissionen pro Kopf. Die Argumente für diese These sind oben ausgeführt.

Ambitioniertere Klimaschutzziele in vielen Ländern

Fakt: Viele große Volkswirtschaften haben in der jüngeren Vergangenheit ihre klimapolitischen Ziele verschärft. Nach der EU haben nun auch die USA, Kanada oder Japan das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 formuliert. China möchte bis 2060 CO₂-neutral sein. Die deutsche Bundesregierung hat das Ziel auf 2045 vorgezogen.

These: Das Ankündigen anspruchsvoller langfristiger CO₂-Reduktionsziele fällt auch künftig leichter als deren Umsetzung. Die Zielverschärfungen der jüngeren Vergangenheit wurden medial zum Teil euphorisch aufgenommen. Verweise auf klimapolitische Zielverfehlungen in der Vergangenheit sind häufig nur eine Randnotiz. Marktbeobachter und Analysten, die bezüglich der ambitionierten Ziele skeptisch bleiben, weil sie auf energiewirtschaftliche Zusammenhänge, physikalische Gesetzmäßigkeiten, wirtschaftliche und soziale Kosten, politische und gesellschaftliche Widerstände oder zeitliche, technologische und sonstige Restriktionen hinweisen oder klimapolitische Maßnahmen wegen mangelnder Effizienz und Effektivität kritisieren, wird zuweilen unterstellt, dass sie Klimaschutz nicht für ein erstrebenswertes Ziel halten. Die Geschichte der Klimapolitik zeigt jedoch, dass zwischen Anspruch und Wirklichkeit im Klimaschutz häufig eine große Lücke bestand, weil die oben genannten Faktoren in der Realität zum Tragen kommen. Es gibt also durchaus Gründe für Skepsis. Skepsis an sich ist ja auch ein wichtiger Impulsgeber für wissenschaftlichen Erkenntnisgewinn. Auch wir blicken skeptisch auf die ambitionierten Ziele. Sie bezieht sich dabei nicht auf die nächsten 20, 40, 60 oder gar noch mehr Prozentpunkte an CO₂-Reduktion, sondern auf das Ziel der Klimaneutralität im eigentlichen Sinne des Wortes in weniger als 30 Jahren.² Die Analyse der Deutschen Energie-Agentur (dena) zur Klimaneutralität von 2020 führt hierzu aus: „Theoretisch könnte Neutralität auch durch eine vollständige Einstellung aller Treibhausgasemissionen erzielt werden (Brutto-Null oder – bezogen auf CO₂ – eine komplette Dekarbonisierung). Dies ist jedoch unrealistisch, da das vollständige Eliminieren von Emissionen in mehreren Sektoren unmöglich oder mit prohibitiven Kosten verbunden wäre. Ein geringes Restniveau an Emissionen wird sich wohl als unvermeidbar herausstellen.“³

² Vgl. Heymann, Eric (2020). Klimaneutralität: Sind wir bereit für eine ehrliche Debatte? Deutsche Bank Research. Aktueller Kommentar. Frankfurt am Main. Dass langfristige politische Ziele verfehlt werden, ist übrigens keine Besonderheit der Klimapolitik. Beispielsweise hatte sich die EU-Kommission 2012 das Ziel gesetzt, den Anteil der Industrie (Verarbeitendes Gewerbe) von damals knapp 16% bis 2020 auf 20% zu erhöhen. Man kann darüber debattieren, ob dies ein sinnvolles Ziel war. Fakt ist jedoch, dass der Industrieanteil seither in etwa konstant geblieben ist. Konsequenzen hatte die Zielverfehlung keine.

³ Deutsche Energie-Agentur (2020). dena-Analyse. Klimaneutralität. Ein Konzept mit weitreichenden Implikationen. Berlin.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Anpassungsmaßnahmen werden wichtiger

Fakt: Durch Anpassungsmaßnahmen können schon heute negative Folgen des Klimawandels abgemildert werden. Dies gilt z.B. für physische Infrastrukturen in Entwicklungs- und Schwellenländern, die widerstandsfähiger gegen Wetterextreme sind, für ein besseres Wassermanagement und mehr Küstenschutz oder für Änderungen in der Land- und Forstwirtschaft. Zu nennen sind aber auch recht einfache Maßnahmen wie Warnsysteme bei Hitzeperioden, die ältere Menschen daran erinnern, ausreichend viel zu trinken (die Hitzewelle im August 2020 führte zu einer Übersterblichkeit in Deutschland).

These: Anpassungsmaßnahmen werden in den kommenden Jahren verstärkt in den Fokus der öffentlichen Debatte rücken. Die Forderung, hier mehr finanzielle Mittel einzusetzen, dürfte verstärkt werden. Da die finanziellen Ressourcen des Staates begrenzt sind, wird die Konkurrenz von staatlich finanzierten Klimaschutzmaßnahmen (CO₂-Vermeidung) und Anpassungsmaßnahmen zunehmen.

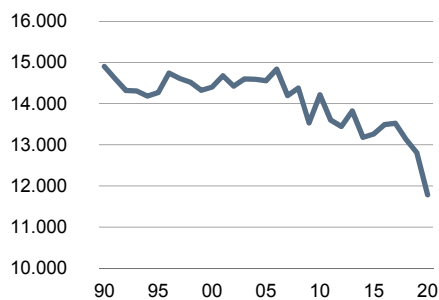
2. Der Blick auf Deutschland

Primärenergieverbrauch gesunken – schon vor Corona

Corona-Krise verursacht Rückgang des Primärenergieverbrauchs

10

Primärenergieverbrauch in DE, Petajoule



Quelle: BMWi

Fakt: Der Primärenergieverbrauch in Deutschland lag 2020 um etwa 21% unter dem Niveau von 1990. Die Corona-Krise verursachte dabei den größten Rückgang in den letzten 30 Jahren: Allein 2020 sank der Primärenergieverbrauch um 8%. Allerdings tendierte er schon zuvor nach unten. Es gibt verschiedene Gründe für den langfristig rückläufigen Primärenergieverbrauch. Direkt nach der Wiedervereinigung führte die Schließung von Industriebetrieben und veralteten Kraftwerken in Ostdeutschland zu einem rückläufigen Energieverbrauch. Über den gesamten Zeitraum dämpften Effizienzfortschritte z.B. bei der Stromerzeugung oder in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen (z.B. Mobilität, Gebäude) den Energiebedarf. In den letzten Jahren wurde zudem die Kohle zurückgedrängt, die bei der Stromerzeugung einen niedrigeren Wirkungsgrad aufweist als etwa Gas- und Dampfkraftwerke; dies bedeutet einen niedrigeren Primärenergieeinsatz. Nicht zu vernachlässigen ist auch der seit Jahren sinkende Kapitalstock in den energieintensiven Sektoren, die für einen großen Teil des Stromverbrauchs in Deutschland verantwortlich zeichnen. Eine beachtliche Rolle spielen schließlich die im Durchschnitt milderen Temperaturen, die zu einem geringeren Heizwärmebedarf in der kalten Jahreszeit geführt haben. Mildere Winter waren etwa 2014 und 2018 für den jeweils deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs maßgeblich.

These: Abgesehen von einem kurzfristigen Rebound-Effekt nach der Corona-Krise wird der Primärenergieverbrauch in Deutschland in den kommenden Jahren tendenziell sinken. Dafür sprechen weitere Fortschritte bei der Energieeffizienz sowie der voraussichtlich anhaltende Bedeutungsverlust energieintensiver Sektoren in Deutschland (z.B. Metallherzeugung, Chemieindustrie, Baustoffe). Die Verschiebung im Energiemix weg von der Kohle ist ebenfalls zu nennen. Sollten die Winter im Zuge des Klimawandels im Durchschnitt weiter milder werden, würde auch hieraus ein dämpfender Effekt auf den Primärenergieverbrauch resultieren. Dem stünde zwar ein höherer Energiebedarf für die Kälteerzeugung gegenüber (mehr Klimaanlagen). Netto dürften jedoch die Einspareffekte überwiegen. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 gegenüber 2008 zu halbieren. Dies entspräche bis dahin einer jährlichen Reduktion von gut 1,6% pro Jahr gegenüber dem außerordentlich niedrigen Verbrauch des Corona-Jahres 2020. Zum Vergleich: Von 1990 bis 2020 nahm der Primärenergieverbrauch trotz Wiedervereinigungseffekt und dem massiven Rückgang durch Corona „lediglich“ um 0,8%



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

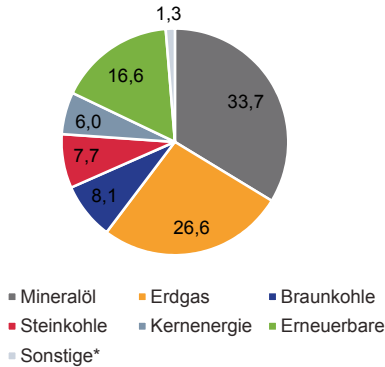
pro Jahr ab. Die jährlichen Einsparungen beim Primärenergieverbrauch müssten sich in den kommenden 30 Jahren gegenüber den letzten drei Dekaden also mehr als verdoppeln. Der Vergleich zeigt, wie ambitioniert das Ziel der Bundesregierung formuliert ist.

Energiemix: Auch in Deutschland dominieren fossile Energieträger

Öl bleibt wichtigster Energieträger

11

Anteil einzelner Energieträger am Primärenergieverbrauch in Deutschland, 2020, %



* Abzüglich Stromausfallsaldo

Quelle: AG Energiebilanzen

Fakt: Wie auf globaler Ebene wird der Primärenergieverbrauch auch in Deutschland eindeutig von fossilen Energieträgern dominiert. Ihr Anteil lag 2020 bei 76,1%. Das ist der historisch niedrigste Wert. Gegenüber 2010 (78,2%) entspricht dies einem Rückgang um gut 2%-Punkte und im Vergleich zu 2000 um 7,6%-Punkte. Auf Erdöl entfiel im letzten Jahr mit 33,7% der größte Teil des Primärenergieverbrauchs, gefolgt von Erdgas (26,6%). Braunkohle und Steinkohle kamen 2020 zusammen auf 15,8% und lagen damit erstmals unter dem Wert der erneuerbaren Energien (16,6%). Letztere haben 2020 einen neuen Rekordwert erreicht. Das lag zum einen an den guten Witterungsbedingungen für Windkraft und Fotovoltaik und zum anderen am deutlichen Rückgang des gesamten Primärenergieverbrauchs, was in Summe bei den Erneuerbaren zu einem Anteilsgewinn von 1,7%-Punkten geführt hat. Innerhalb der Erneuerbaren macht Biomasse mit etwa 52% den größten Teil der erneuerbaren Energien aus (v.a. Einsatz von Holz für Raumwärme, Verstromung von Biomasse sowie Bio-kraftstoffe). **Auf alle Windkraftanlagen in Deutschland und die Solarenergie entfielen 2020 dagegen lediglich knapp 6% des gesamten Primärenergieverbrauchs.** Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei Energieträgern ohne natürlichen Heizwert (Kernenergie, Wasserkraft, Windkraft, Fotovoltaik) der Beitrag zum Primärenergieverbrauch nach der sogenannten Wirkungsgradmethode berechnet wird. Laut Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen ergibt sich dabei bei erneuerbaren Energieträgern wie Windkraft und Fotovoltaik eher ein niedrigerer und bei Kernenergie eher ein höherer Beitrag zum Primärenergieverbrauch. Das Gesamtbild ändert sich hierdurch jedoch nicht grundlegend.⁴

These: Auf fossile Energieträger wird auch in den kommenden Jahren der größte Anteil des Primärenergieverbrauchs in Deutschland entfallen. Gleichwohl wird ihr Anteil weiter sinken. Die sinkende Bedeutung von Kohle und Kernenergie (Anteil 2020: 6%) dürfte durch einen steigenden Anteil von Erdgas und erneuerbaren Energien ausgeglichen werden. Gleichwohl erscheint eine vollkommene Abkehr von fossilen Energieträgern in den nächsten Dekaden unrealistisch. In den letzten 30 Jahren ist ihr Anteil „lediglich“ um 11%-Punkte gesunken. Man kann darüber diskutieren, ob der Primärenergieverbrauch die richtige Größe ist, wenn man die Bedeutung der erneuerbaren Energien analysieren möchte. Schließlich könnte man den Primärenergieverbrauch dadurch absenken, dass man die Wandlungsverluste vermindert, die z.B. bei thermischen Kraftwerken recht hoch sind, wenn die Abwärme nicht für die Fernwärmeversorgung genutzt werden kann. Gleichwohl gibt es auch beim Einsatz von erneuerbaren Energien Wandlungsverluste. Diese werden künftig eher zunehmen, wenn Strom aus Erneuerbaren im Rahmen der angestrebten Sektorkopplung vermehrt für die Produktion von flüssigen oder gasförmigen Energieträgern wie Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen eingesetzt werden sollen (Power-to-X, P2X). Festzuhalten ist, dass nach 20 Jahren EEG der Anteil von Windkraft und Fotovoltaik am Primärenergieverbrauch in Deutschland deutlich unter 10% liegt. Zugleich lässt sich der Anteil von Bioenergien (wegen der begrenzten Verfügbarkeit von Biomasse) sowie der Wasserkraft (z.B. topografische Restriktionen) nicht beliebig ausbauen. Angesichts eines Anteils der Kohle von nicht einmal 16% am gesamten Primärenergieverbrauch wird ferner deutlich, dass der

⁴ Zur Methodik der Berechnung vgl. AG Energiebilanzen (2020). Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019. Seite 38. Berlin, Bergheim.



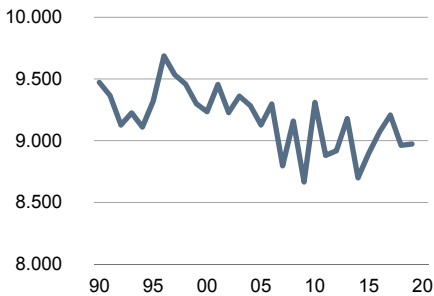
Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Ausstieg aus der Kohleverstromung zwar bedeutsam, jedoch kein Gamechanger für den gesamten Energieeinsatz ist, zumal sie nur teilweise durch Erneuerbare ersetzt wird.

Endenergieverbrauch sinkt langfristig nur geringfügig*

12

Endenergieverbrauch in DE, Petajoule



* Offizielle Daten für 2020 liegen noch nicht vor

Quelle: BMWi

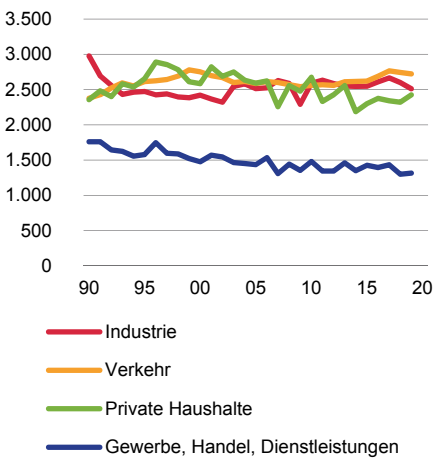
Endenergieverbrauch im langfristigen Vergleich nur leicht gesunken

Fakt: Der gesamte Endenergieverbrauch in Deutschland lag 2019 um gut 5% unter dem Niveau von 1990. Offizielle Zahlen für 2020 liegen noch nicht vor, aber allein im letzten Jahr dürfte der Endenergieverbrauch krisenbedingt um mindestens 5% gesunken sein. In der Frage, wofür in Deutschland letztlich Energie verbraucht wird, herrscht bisweilen eine verzerrte Wahrnehmung. Wichtigste Energieträger beim Endenergieverbrauch sind mit 29,9% (2019) Kraftstoffe (z.B. Diesel, Benzin), die überwiegend im Verkehrssektor eingesetzt werden. Auf Platz 2 folgen Gase (25,5%). Sie werden in privaten Haushalten und im Gewerbe für die Erzeugung von Raumwärme sowie für industrielle Prozesse genutzt. An dritter Stelle liegt Strom, der lediglich ein Fünftel des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs ausmacht. Aus sektoraler Sicht ist der Verkehrssektor der wichtigste Verbraucher von Endenergie, gefolgt von der Industrie, den privaten Haushalten sowie dem Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Dabei ist z.B. die Industrie der wichtigste Stromverbraucher in Deutschland. Wenn Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien neu ans Netz gehen, wird deren Leistungsfähigkeit häufig darin gemessen, wie viele Haushalte von diesen Anlagen (theoretisch) mit Strom versorgt werden können. Solche Zahlen erscheinen auf den ersten Blick durchaus beeindruckend. Zur Einordnung dieser Vergleiche ist es jedoch hilfreich zu wissen, dass der Stromverbrauch aller privaten Haushalte in Deutschland lediglich 5% des gesamten Endenergieverbrauchs bzw. 25% des gesamten Stromverbrauchs ausmacht und damit weniger relevant ist.

Verkehr wichtigster Sektor beim Endenergieverbrauch

13

Endenergieverbrauch in DE, Petajoule



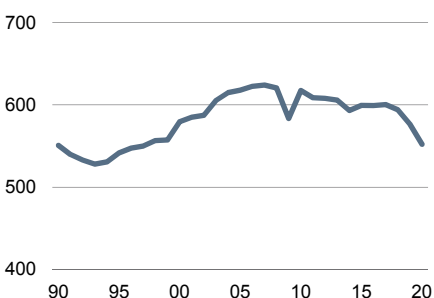
Quelle: BMWi

These: Der Endenergieverbrauch in Deutschland wird weiter sinken. Die steigende Energieeffizienz ist hierbei ein dauerhafter Impulsgeber. Wie schnell der Endenergieverbrauch künftig sinken wird, hängt nicht zuletzt von klimapolitischen Maßnahmen (z.B. Bepreisung von CO₂, Ordnungsrecht) und damit von der Preisentwicklung für Endenergien (z.B. Kraftstoffe, Strom) inklusive staatlicher Steuern und Gebühren ab. Die Höhe der Energiepreise bleibt freilich politisch brisant. Der Bedeutungsverlust der energieintensiven Branchen in Deutschland dürfte sich fortsetzen und damit ebenfalls zum rückläufigen Endenergieverbrauch beitragen. In den betreffenden Sektoren dürfte dies mit einem Verlust an heimischer Wertschöpfung einhergehen. Der Anteil von Strom am Endenergieverbrauch wird steigen, weil künftig mehr Branchen (Mobilität, Raumwärme, Industrieprozesse) mit Strom versorgt werden sollen.

Bruttostromverbrauch vor Corona recht stabil

14

Bruttostromverbrauch in DE, Terawattstunden



Quelle: AG Energiebilanzen

Stromverbrauch in Deutschland steigt

Fakt: Der Bruttostromverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2020 in etwa auf dem Niveau von 1990 (552 Terawattstunden, TWh). Ohne Corona-Effekt hätte der Stromverbrauch den Wert von damals übertroffen. Allerdings war er bereits 2018 und 2019 leicht gesunken, was auf die schwache Konjunktur in energieintensiven Branchen (z.B. Chemie) in den beiden Jahren zurückzuführen ist.

These: Der Stromverbrauch in Deutschland wird in den kommenden Jahren steigen. Wesentlicher Grund hierfür ist, dass größere Teile des Verkehrssektors (z.B. Elektromobilität) und des Wärmemarktes (Wärmepumpen) mit Strom versorgt werden sollen (Sektorkopplung). Zudem soll Strom künftig vermehrt für die Produktion von Wasserstoff und (anderen) synthetischen Kraftstoffen eingesetzt werden. Weitere Effizienzfortschritte oder ein schrumpfender Kapitalstock bei energieintensiven Branchen dürften durch den Mehrbedarf überkompensiert werden. In einer aktuellen Analyse erwartet das Energiewirtschaftliche Institut



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

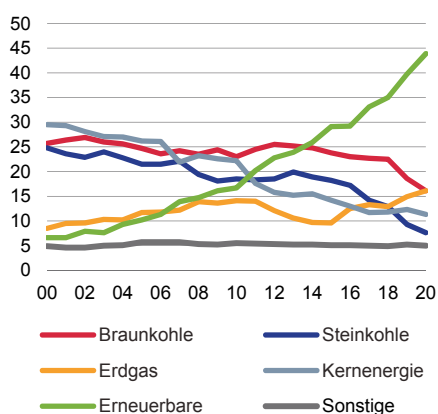
Köln (EWI) bis 2030 einen Stromverbrauch in Höhe von 685 TWh.⁵ Das wären 24% mehr als im Jahr 2020. Es zählt zu den großen politischen Ungereimtheiten der Energiewende, dass die Bundesregierung bislang von einem in etwa stagnierenden Stromverbrauch bis 2030 ausgeht, obwohl sie das Ziel verfolgt, künftig größere Teile der Volkswirtschaft mit Strom zu versorgen. Auch hier hilft ein Blick auf die energiewirtschaftlichen Dimensionen: Im Jahr 2019 lag der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasserbereitung in Deutschland bei knapp 793 Terawattstunden (TWh). Das übersteigt die gesamte Bruttostromerzeugung des gleichen Jahres um mehr als 30%. Hinzu kommt der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors, der 2019 etwa 756 TWh betrug und damit die gesamte Bruttostromerzeugung in Deutschland um 24% übertraf. Selbst wenn man nur kleine Teile des Wärmemarktes und Verkehrssektors elektrifizieren will, führt dies zu einem merklich steigenden Strombedarf. Ein theoretisches Rechenbeispiel hilft, die Dimensionen zu illustrieren: Wollte man den gesamten Endenergieverbrauch des Verkehrssektors durch Elektrizität decken, bräuhete es rein rechnerisch beispielsweise die Strommenge von 86 Kernkraftwerksblöcken mit jeweils 1 GW installierter Leistung, die 365 Tage rund um die Uhr unter Vollast laufen (86 mal 1 GW mal 8.760 Stunden = 753 TWh). Alternativ wäre die Strommenge von 108.000 Windkraftanlagen mit je 3,5 Megawatt installierter Leistung notwendig, die auf 2.000 Vollaststunden pro Jahr kommen (108.000 mal 3,5 MW mal 2.000 = 756 TWh). Wandlungsverluste sind in beiden Rechenbeispielen ausgeklammert. Das ist natürlich eine Betrachtung des Status quo. So könnte der absolute Endenergieverbrauch des Verkehrssektors durch Effizienzgewinne oder Verkehrsvermeidung sinken. Dies war in den letzten 30 Jahren (vor Corona) allerdings noch nicht gelungen. Letztlich geht es hier aber in erster Linie um eine Darstellung der groben Dimensionen. Zum Vergleich: Ende 2020 gab es in Deutschland 29.608 Windkraftanlagen an Land.

Stromverbrauch: Erneuerbare inzwischen wichtigste Stromquelle

Erneuerbare legen zu, Kernenergie und Kohle verlieren

15

Anteil einzelner Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland, %



Quelle: AG Energiebilanzen

Fakt: Der Anteil aller erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland stieg 2020 mit knapp 44% auf ein neues Rekordhoch. Die günstigen Witterungsbedingungen sowie die insgesamt gesunkene Stromnachfrage sorgten maßgeblich für diesen Anteilsgewinn. Erdgas und Braunkohle kamen auf jeweils rd. 16% am Bruttostromverbrauch, die Kernenergie machte 11% aus und lag damit vor der Steinkohle (2020: 7,6%). Auf die Sonstigen (z.B. Pumpspeicher, Müllverbrennungsanlagen entfielen knapp 5%.

These: Der Anteil der Erneuerbaren an der Bruttostromerzeugung wird weiter steigen, weil hier der größte Zubau erfolgen wird und zugleich konventionelle Kraftwerkskapazitäten vom Netz gehen sollen (Kernenergie, Kohlekraftwerke). Der Ausbau wird vor allem im Bereich Windkraft und Fotovoltaik erfolgen. Die notwendigen Investitionskosten bis 2030 liegen (deutlich) über EUR 100 Mrd. Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, den Anteil der Erneuerbaren bis zum Jahr 2030 auf 65% zu steigern. Unterstellt man einen Bruttostromverbrauch von 685 TWh im Jahr 2030 und vernachlässigt zur Vereinfachung Stromimporte und Stromexporte, so müsste die jährliche Bruttostromerzeugung der Erneuerbaren bis dahin um 77% gegenüber 2020 steigen (von 251 Mrd. kWh im Jahr 2020 auf etwa 445 Mrd. kWh im Jahr 2030). Da vor allem Fotovoltaik und Windkraft zugebaut werden sollen, müsste die neu zu installierende Erzeugungskapazität bis 2030 gegenüber 2000 sogar noch kräftiger steigen. Das ist darin begründet, dass diese beiden Erzeugungsformen im Vergleich zu Kraft-

⁵ Vgl. EWI (2021). Auswirkungen des EEG 2021 auf den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromnachfrage 2030. Köln.



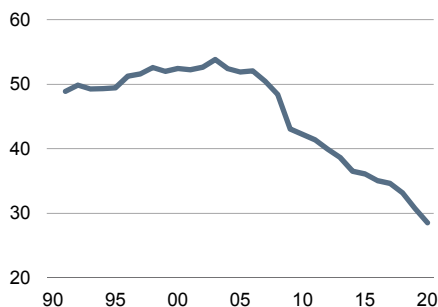
Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

werken auf Basis von Biomasse eine sehr niedrige jahresdurchschnittliche Kapazitätsauslastung aufweisen.⁶ Das notwendige Minimum an zusätzlich zu installierender Leistung liegt bereits bei mehr als 100 Gigawatt (GW). Damit würde allein die zusätzliche Nennleistung die aktuelle Spitzenlast in Deutschland übertreffen, die 80 GW übersteigt. Je höher der Anteil der Fotovoltaik ausfällt, desto mehr Kapazität müsste zugebaut werden, weil die Fotovoltaik von allen erneuerbaren Energieträgern die mit Abstand schlechteste jahresdurchschnittliche Kapazitätsauslastung hat (2020: gut 11%). Bei einem höheren Anteil von Offshore-Windkraftanlagen wäre der notwendige Kapazitätszubau geringer, weil diese Anlagen eine höhere Kapazitätsauslastung (2020: ca. 40%) aufweisen. Der Zubau von mehr als 100 GW installierter Leistung bei den erneuerbaren Energien bis 2030 ist ein anspruchsvolles Vorhaben. Zum Vergleich: Mitte Juni 2020 waren insgesamt 123,5 GW an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten installiert. Bei der Erweiterung dürfte nicht der grundsätzliche politische Wille die größte Hürde sein, wie bisweilen der Politik vorgeworfen wird. Vielmehr ist zu beachten, dass Planungs- und Genehmigungsprozesse einige Zeit in Anspruch nehmen, lokale Bürgerproteste z.B. gegen Windkraftanlagen eher zunehmen dürften, die ausführenden Firmen ihre Kapazitäten nicht beliebig ausweiten können, viele gute Standorte für erneuerbare Energien bereits besetzt sind und einige ältere Anlagen in der nächsten Dekade vom Netz gehen werden. Natürlich müssen auch die notwendigen Investitionsmittel aufgebracht werden. Wie hoch diese ausfallen, hängt davon ab, welche zusätzlichen Kapazitäten geschaffen werden. So sind Offshore-Windkraftanlagen pro Megawatt installierter Leistung deutlich teurer als Windkraftanlagen an Land oder Fotovoltaikanlagen. Den höheren Investitionskosten für Offshore-Windkraft stehen auf der Habenseite auch mehr Volllaststunden gegenüber. Unterstellen wir bei einem Mix aus Onshore- und Offshore-Windkraft sowie Fotovoltaik durchschnittliche Investitionskosten von EUR 1 Mio. pro Megawatt Nennleistung, so kämen wir bei einem Zubau von 100 GW bis 2030 auf Investitionskosten von EUR 100 Mrd. Das dürfte die Untergrenze des benötigten Investitionsvolumens sein. Hinzu kommen Investitionen für den Netzausbau. Laut dem zweiten Entwurf für den Netzentwicklungsplan Strom von Ende April liegen diese bei Onshore-Netzen über EUR 70 Mrd. bis 2035. Dazu summieren sich Investitionen für die Offshore-Anbindung in Höhe von EUR 33 bis 55 Mrd. (auch bis 2035).

Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor sinkt

16

Verhältnis Volllaststunden zu Jahresstunden im deutschen Stromsektor, %



* Verhältnis der Bruttostromerzeugung eines Jahres im Verhältnis zur installierten Leistung am Jahresende; für 2020 installierte Leistung zur Jahresmitte

Quellen: BMWi, Bundesnetzagentur, Deutsche Bank Research

Unterscheidung zwischen Stromerzeugung und installierter Leistung wichtig

Fakt: Der durchschnittliche Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch oder an der Bruttostromerzeugung innerhalb eines Jahres sagt wenig über deren Beitrag zur gesicherten Leistung aus. Das ist jene Leistung, die mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit immer zur Verfügung steht. Da Windkraft und Fotovoltaik vom Wetter bzw. von solarer Einstrahlung abhängig sind, ist ihr Beitrag zur gesicherten Leistung deutlich kleiner als die installierte Leistung. In der Leitstudie „Integrierte Energiewende“ der Deutschen Energie-Agentur (dena) von 2018 heißt es dazu: „Nicht-regelbare Wind-Offshore-Anlagen können mit 5% sowie Wind-Onshore-Anlagen mit 1% der installierten Kapazität zur gesicherten Leistung beitragen, während Photovoltaik keinen Beitrag [für die Deckung der Jahreshöchstlast] leistet.“⁷ Für Windkraftanlagen an Land findet sich in Online-Quellen zwar auch ein Anteil von ca. 6% der installierten Kapazität, die der gesicherten Leistung zugerechnet werden kann; die Diskrepanz wäre aber selbst

⁶ Für die Berechnung der jahresdurchschnittlichen Kapazitätsauslastung benötigt man zunächst die Volllaststunden. Sie ergeben sich aus dem Verhältnis der Stromerzeugung (in Wattstunden) zur installierten Leistung oder Nennleistung (in Watt). Diese Volllaststunden werden dann ins Verhältnis zur Gesamtstundenzahl eines Jahres gesetzt. Rechenbeispiel: Von einem Energieträger sind 10 Gigawatt Nennleistung installiert. Wenn diese Erzeugungskapazitäten in einem Jahr 65.000 GWh Strom erzeugen, dann errechnen sich 6.500 Volllaststunden. Im Verhältnis zur Jahresstundenzahl von 8.760 Stunden ergibt sich eine Kapazitätsauslastung von gut 74%.

⁷ Deutsche Energie-Agentur (2018). Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

bei diesem Wert noch enorm. Unabhängig vom Beitrag zur Deckung der Spitzenlast trägt die gesamte installierte Kapazität der Fotovoltaikanlagen in den Wintermonaten über Wochen nur einen marginalen Teil zur Stromversorgung bei. Der Zusammenhang, dass Windkraft und Fotovoltaik nur dann Strom liefern können, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint, ist eigentlich banal. Es ist in der politischen Diskussion jedoch oft nur eine Randnotiz. Zwar ist es so, dass zumindest die Windkraft immer einen gewissen Beitrag zur Stromversorgung leistet, weil „irgendwo“ in Deutschland immer der Wind weht. Allerdings sind längere Zeiten einer weitgehenden, großflächigen „Dunkelflaute“ nicht selten (windarme Nächte, stabile Hochdruckwetterlagen im Winter mit Hochnebel).

These: Die Diskrepanz zwischen installierter Leistung und gesicherter Leistung bei wetterabhängigen erneuerbaren Energie bleibt vorerst eines der fundamentalen technologischen Probleme der Energiewende, für das eine umfassende, mittelfristig realisierbare und kostengünstige Lösung aussteht. Wir kommen darauf zurück. Zunächst behandeln wir jedoch noch weitere Fakten und stellen Thesen vor, die zu diesem Themengebiet passen.

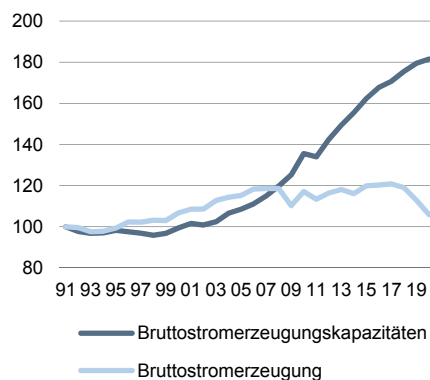
Massiver Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten

Fakt: Die installierte Stromerzeugungskapazität ist in Deutschland in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Der Zubau erfolgte ganz überwiegend bei Windkraft und Fotovoltaik. Die Kapazitätsauslastung im gesamten Stromsektor ist dadurch massiv gesunken. Noch im Jahr 2000 lag die Gesamtkapazität in etwa auf dem Niveau von 1991 (125,5 GW). Es bestand also ein Puffer über der Spitzenlast (auch damals schon gut 80 GW) von mehr als 50%. Dieser Kapazitätsüberschuss wurde u.a. für Wartungs- und Reparaturarbeiten am Kraftwerkspark vorgehalten. Über 90% der installierten Kraftwerkskapazität entfielen 2000 noch auf fossile Energieträger sowie die Kernenergie. Von 2000, dem Jahr, als das EEG in Kraft getreten war, bis 2020 nahm die installierte Leistung im deutschen Kraftwerkspark um mehr als 82% zu und erreichte Mitte 2020 den Wert von 229 GW. Damit liegt die installierte Kapazität um mehr als 180% über der Spitzenlast. Mitte letzten Jahres machten die Windkraft (Onshore und Offshore) sowie die Fotovoltaik zusammen mit 113 GW fast 49% der gesamten Nennleistung aus. In den letzten 20 Jahren sind dagegen die Kapazitäten bei Steinkohle- und Kernkraftwerken recht deutlich zurückgebaut bzw. stillgelegt worden. Bei Braunkohlekraftwerken sind nur leichte Verluste zu verzeichnen. Dagegen ist die Nennleistung bei Gaskraftwerken seit 2000 um etwa ein Drittel gestiegen. In Summe ist die installierte Leistung bei konventionellen Kraftwerken noch immer so groß, dass sie die Spitzenlast in Deutschland vollständig abdecken kann. Mitte 2020 waren es knapp 92 GW, die vor allem durch Kohle-, Gas- und zu einem kleineren Teil durch Kernkraftwerke abgedeckt waren. Auch Biomasse- und Wasserkraftwerke tragen zur gesicherten Leistung bei. Hinzu kommen fossile Kraftwerkskapazitäten, die aktuell (noch) der sogenannten Netzreserve oder der Sicherheitsbereitschaft zugeordnet werden bzw. vorläufig stillgelegt wurden, in den Wintermonaten aber hochgefahren werden können, wenn nicht genügend Leistung zur Verfügung steht (etwa 10 GW). **Unter dem Strich war es aufgrund der geringen gesicherten Leistung bei den wetterabhängigen erneuerbaren Energien bislang noch nicht möglich, die Kapazitäten bei konventionellen Kraftwerken stärker zurückzufahren.** Der Zubau bei erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten (bei gleichzeitig nur geringer Rückführung der konventionellen Kapazitäten) hat in den letzten Jahren zu einem dramatischen Absinken der durchschnittlichen Kapazitätsauslastung geführt. Wetterabhängige Erneuerbare kommen per se auf geringe Volllaststunden. Durch ihre niedrigen Grenzkosten bei der Stromproduktion (siehe unten) und den Einspeisevorrang verdrängen sie zudem konventionelle Kraftwerke, bei denen die Auslastung sinkt. Das Verhältnis der Volllaststunden zur Gesamtstundenzahl des Jahres lag 2000 im gesamten Kraftwerkspark bei etwa 52%. Im Jahr 2020 waren es nur noch 28%.

Stromerzeugungskapazitäten wachsen rasant

17

Bruttostromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung in DE, 1991=100

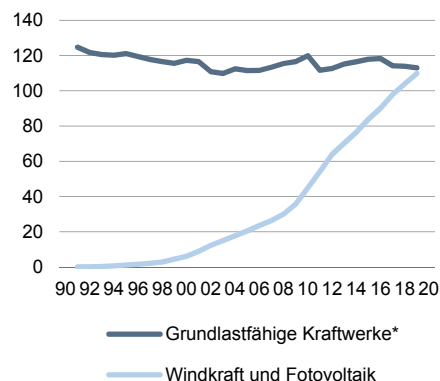


Quellen: BMWi, Bundesnetzagentur, Deutsche Bank Research

Wenig Veränderung bei grundlastfähigen Kraftwerken

18

Installierte Stromerzeugungskapazität in Deutschland, Gigawatt



* Fossile Energieträger, Kernenergie, Biomasse und Wasserkraft

Quelle: BMWi

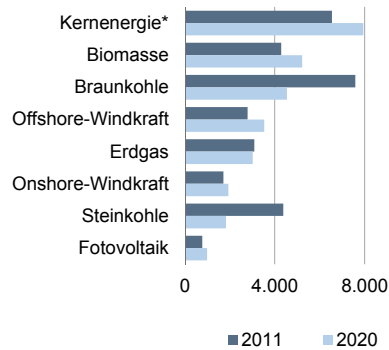


Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Volllaststunden gehen vor allem bei Kohlekraftwerken zurück

19

Volllaststunden nach Energieträger



* Aufgrund der Abschaltung mehrerer Kernkraftwerke im Jahr 2011 haben wir für die Kernenergie die Daten für 2010 statt für 2011 herangezogen

Quellen: BMWi, Bundesnetzagentur, Bundesverband Windenergie, Deutsche Bank Research

These: Die installierte Leistung bei den Stromerzeugungskapazitäten wird weiter wachsen. Der Zubau findet aufgrund der politischen Weichenstellungen (EEG 2021) weiter primär bei Windkraft und Fotovoltaik statt. Obwohl Stromverbrauch und mittelfristig auch die Spitzenlast in Deutschland steigen werden, dürfte die Kapazitätsauslastung im Stromsektor tendenziell weiter sinken. Das hängt auch mit der geplanten Stilllegung von konventionellen Kraftwerkskapazitäten zusammen. Die Versorgungssicherheit bei der Stromversorgung rückt vermehrt in den Fokus und kann in Gefahr geraten. Laut EEG 2021 soll bis 2030 bei Windkraftanlagen an Land die Nennleistung von knapp 54 GW (Mitte 2020) auf 71 GW im Jahr 2030 steigen. Bei Fotovoltaik ist eine Erweiterung von 51,5 GW auf 110 GW angestrebt. Für Offshore-Windenergie sieht das Windenergie-auf-See-Gesetz eine Nennleistung von 20 GW im Jahr 2030 vor (gegenüber 7,7 GW im Mitte 2020). Nach der Verschärfung des deutschen Klimaschutzgesetzes ist es wahrscheinlich, dass die Ausbauziele nach der Bundestagswahl im September 2021 noch angehoben werden. Auch ohne Verschärfung würden im Falle der Umsetzung dieser Pläne alleine auf diese drei Energieträger mehr als 200 GW installierte Leistung im Jahr 2030 entfallen. Deren Beitrag zur gesicherten Leistung fiel wegen der Wetterabhängigkeit jedoch deutlich niedriger aus. Selbst unter der optimistischen Annahme eines Anteils an gesicherter Leistung von 5% der Nennleistung im Durchschnitt der drei Energieformen (Onshore- und Offshore-Windkraft sowie Fotovoltaik) läge deren gesicherte Leistung lediglich bei gut 10 GW. Zugleich dürfte die Spitzenlast in Deutschland eher steigen, wenn bis 2030 oder gar 2050 nennenswerte Teile des Verkehrssektors oder des Wärmemarktes mit Strom versorgt werden sollen. In der zitierten Leitstudie der dena von 2018 heißt es dazu: „Die durchschnittliche Spitzenleistung während der zweiwöchigen kalten Dunkelflaute beträgt im Jahr 2050 etwa 90 GW in den Technologiemienszenarien beziehungsweise 150 GW in den Elektrifizierungsszenarien. Der Leistungsbedarf ist jeweils zum überwiegenden Teil aus Gebäudesektor und Industrie bedingt.“⁸ Die Spitzenlast wird also auch künftig vor allem an Werktagen (Industrieproduktion) in der kalten Jahreszeit auftreten (Raumwärmebedarf). Allerdings fällt die Stromerzeugung durch Fotovoltaik auch künftig in den Wintermonaten sehr gering und nachts komplett aus. Die Lücke zwischen der gesicherten Leistung der Erneuerbaren und der künftigen Spitzenlast ist also enorm.

Zugleich werden schon in den nächsten Jahren konventionelle Kraftwerkskapazitäten vom Markt genommen. Laut Bundesnetzagentur scheiden allein bis 2023 netto mehr als 12 GW dargebotsunabhängige (also vom Wetter unabhängige) Kraftwerksleistung aus (Kernenergieausstieg, Beginn Kohleausstieg). stellt sich also die Frage, wie künftig die Stromnachfrage (längere Dunkelflaute und Spitzenlast) bedient werden soll, wenn der Stromverbrauch steigt, gesicherte Leistung vom Netz geht, wenn ein Neubau von konventionellen Kraftwerken aufgrund der geringen erwarteten Kapazitätsauslastung ausbleibt und neu geschaffene Erzeugungskapazitäten überwiegend wetterabhängig sind. Der Bundesrechnungshof hat in einem aktuellen Bericht bereits vor kurzfristigen Lücken in der Stromversorgung gewarnt. Darin heißt es: „Aufgrund der Abweichung des beschlossenen Kohleausstiegspfads zur bisherigen Planung ist ab 2022 mit einer Lücke von bis zu 4,5 GW gesicherter Leistung wegen des Kohleausstiegs zu rechnen.“⁹ Um die Relevanz der Frage der Versorgungssicherheit zu erkennen, muss man also nicht bis ins Jahr 2030 oder 2050 blicken. Offenkundig sollen (1) Importe von Strom, (2) Lastmanagement sowie (3) Stromspeicher etwaige Lücken bei der Stromversorgung sichern.

Bundesrechnungshof warnt vor Versorgungslücke

⁸ Deutsche Energie-Agentur (2018). Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Berlin.

⁹ Bundesrechnungshof (2021). Bericht nach § 99 BHO zur Umsetzung der Energiewende im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit bei Elektrizität. Bonn.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Zu (1): In der oben erwähnten dena-Leitstudie wird zu **Stromimporten** ausgeführt: „In den vom Bundeswirtschaftsministerium beauftragten Langfrist- und Klimaszenarien beträgt die Importleistung beispielsweise auch in der Dunkelflaute in der Spitze rund 50 GW Strom. In der dena-Leitstudie wurde die eher restriktive Annahme definiert, dass zur Deckung des Leistungsbedarfs Stromimporte mit maximal 5 GW Leistung möglich sind.“¹⁰ Im Monitoringbericht des BMWi zur Versorgungssicherheit von 2019 wird ausgeführt, dass Deutschland in der Spitze auf Stromimporte von bis zu 20 GW im Jahr 2030 angewiesen sein wird.¹¹ Zur Erinnerung: Das entspricht etwa einem Viertel der aktuellen hiesigen Spitzenlast. Nun ist es so, dass Stromimporte und -exporte schon heute dem Lastausgleich innerhalb Europas dienen. Im Jahr 2020 lagen die deutschen Nettoexporte von Strom in Spitze bei über 12 GW, die Nettoimporte im Maximum an einzelnen Tagen bei knapp 8 GW. Und natürlich ist es sinnvoll, dass die europäischen Stromnetze z.B. durch Netzausbau stärker integriert werden, damit Spitzen bei Angebot und Nachfrage künftig besser ausgeglichen werden können. Die entscheidende Frage ist jedoch, ob sich Deutschland darauf verlassen will, dass das Ausland im Falle einer länger anhaltenden Deckungslücke stets in die Bresche springen und verlässlich Strom liefern will und kann. Aus ökologischer Sicht ist ferner interessant, aus welchen Quellen der importierte Strom stammen soll. Stabile Hochdruckwetterlagen in den Wintermonaten machen häufig nicht an den Landesgrenzen halt. Nachts fallen in ganz Europa die Kapazitäten der Fotovoltaik aus. Insofern ist zu erwarten, dass zumindest ein Teil des importierten Stroms auch künftig aus konventionellen Kraftwerken (u.a. Kernenergie aus Frankreich oder Tschechien) stammen wird.

Deutschland exportiert Strom zumeist, wenn er günstig ist, und importiert bei höheren Strompreisen

Exkurs: Aus ökonomischer Sicht ist übrigens interessant, dass Deutschlands Stromaußenhandel negativ mit dem Strompreis korreliert ist. Das heißt: Deutschland exportiert netto üblicherweise dann besonders viel Strom, wenn der Börsenpreis niedrig ist. Das ist z.B. dann der Fall, wenn viel erneuerbarer Strom verfügbar ist und der Strompreis wegen der niedrigen Grenzkosten der Erneuerbaren sinkt. Dann wird z.B. viel Strom nach Österreich oder in die Schweiz exportiert, wo der Strom u.a. dafür eingesetzt wird, Wasser in Pumpspeicherkraftwerken vom unteren in das obere Speicherbecken zu pumpen. Dagegen importiert Deutschland in der Regel Strom zu hohen Preisen, nämlich dann, wenn dieser knapp ist. Mengenmäßig war Deutschland 2020 erneut Netto-Exporteur von Strom (67,1 TWh Exporte versus 47,1 TWh Importe; Saldo: 20 TWh). Die Netto-Exporte sind teilweise auch darauf zurückzuführen, dass sich konventionelle Kraftwerke (vor allem Braunkohle und Kernenergie) nicht schnell genug herunterfahren lassen, wenn gute Bedingungen für Windkraft und Fotovoltaik herrschen. Die Netto-Exporte gingen gegenüber 2019 (32,7 TWh) um 39% zurück. In monetärer Betrachtung sank der Netto-Exportüberschuss aufgrund der niedrigen Großhandelsstrompreise sogar um 69% (von EUR 1,096 Mrd. im Jahr 2019 auf EUR 0,337 Mrd. im letzten Jahr). Im Durchschnitt wurde damit 1 Kilowattstunde des Nettostromexports lediglich mit 1,685 Cent vergütet, während der durchschnittliche Großhandelsstrompreis 2020 bei 3,047 Cent pro kWh lag.

Zu (2): Bezüglich des **Lastmanagements** ruht die Hoffnung darauf, dass künftig große Verbraucher im Falle von temporären Stromengpässen kurzzeitig vom Netz genommen werden können. Dieses Demand Side Management geschieht

¹⁰ Deutsche Energie-Agentur (2018). A.a.O.

¹¹ BMWi (2019). Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität. Berlin.

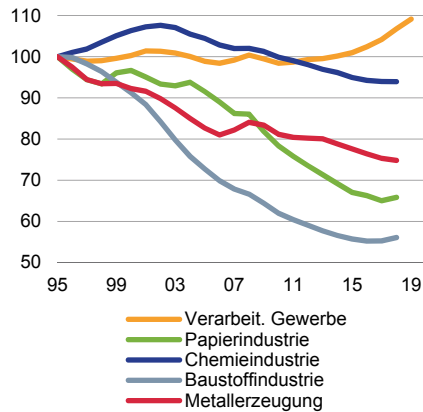


Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Reales Nettoanlagevermögen sinkt in energieintensiven Branchen spürbar

20

Reales Nettoanlagevermögen in Deutschland, 1995=100



Quelle: Statistisches Bundesamt

Lastmanagement kann nur kurzfristige Engpässe überbrücken

Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland nur mit geringer Kapazität

bereits heute. Henrik Paulitz von der Akademie Bergstraße nennt hierzu in seinem Buch mit dem bezeichnenden Titel „StromMangelWirtschaft“ einige Beispiele und erläutert auch die Probleme, die aus Produktionsunterbrechungen resultieren.¹² Zwar werden die industriellen Großabnehmer (z.B. aus dem Bereich Metallerzeugung) für ihren „Lastabwurf“ finanziell entschädigt. Ein gutes Zeichen für den Industriestandort Deutschland sind solche Unzuverlässigkeiten bei der Stromversorgung jedoch sicher nicht. Der Kapitalstock der energieintensiven Branchen (Chemie, Metallerzeugung, Baustoffe, Papier) in Deutschland schrumpft jedenfalls seit Jahren recht kontinuierlich. Hauptgrund hierfür ist aus unserer Sicht nicht der absolute Strompreis. Dieser ist wegen Ausnahmeregelungen beim EEG und beim EU-Emissionshandel für energieintensive Sektoren nämlich recht niedrig und international konkurrenzfähig. Wichtig ist vielmehr die Unsicherheit der Unternehmen, ob diese Sonderregelungen auch in fünf, zehn oder mehr Jahren noch gelten. Temporäre Stromabschaltungen oder Netzinstabilitäten kommen als negativer Standortfaktor hinzu. Der Verband „Die Familienunternehmer“ hatte 2020 in einem Positionspapier zum Green Deal der EU ausgeführt: „Die Versorgungssicherheit ist vermutlich der letzte große Vorteil des europäischen und deutschen Wirtschaftsstandortes gegenüber den globalen Wettbewerbern. Leider gerät auch dieses Pfund immer stärker in Gefahr.“¹³ Für ein reiches Industrieland wie Deutschland ist es auch ein gewaltiger Paradigmenwechsel, dass Strom nicht mehr immer rund um die Uhr zur Verfügung stehen soll. Über welche Dimensionen sprechen wir beim Lastmanagement? Der 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom von Ende April 2021 rechnet bis 2035 – je nach Szenario – mit 4 bis 8 GW an nachfrageseitigen Flexibilitäten durch Lastabwurf. In der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende wurde ein Wert von knapp 7 GW bis 2050 ausgerufen. Auf ihrer Homepage beziffert die dena das DSM-Potenzial in der Industrie auf 5 bis 15 GW. Das sind jeweils zwar nennenswerte Kapazitäten. Klar ist aber auch, dass diese jeweils nur zur Überbrückung von Engpässen eingesetzt werden können, die höchstens wenige Stunden andauern. Für einen mehrtägigen Ausgleich von Deckungslücken aufgrund von ungünstigen Witterungsbedingungen sind die Kapazitäten jedoch nicht geeignet und nicht ausreichend groß. Dass Lastmanagement Kosten verursacht, ist ebenfalls unbestritten. Diese können freilich niedriger sein als Reservekraftwerke vorzuhalten, die nur wenige Stunden oder Tage im Jahr laufen.

Zu (3): Auch **Stromspeicher** liefern bislang keine befriedigende Lösung für das Problem möglicher Versorgungsengpässe, die länger als nur wenige Stunden dauern. Weltweit decken Pumpspeicherkraftwerke etwa 99% der Kapazitäten zur Stromspeicherung ab. Das Grundprinzip wurde oben bereits kurz skizziert: Bei solchen Kraftwerken besteht zwischen zwei Speicherbecken ein Höhenunterschied. Bei Stromüberschuss oder niedrigen Strompreisen wird Wasser vom unteren ins obere Becken gepumpt. Bei Strommangel oder hohen Strompreisen fließt Wasser vom oberen Becken durch eine Turbine ins untere und erzeugt dabei Strom. Auch in Deutschland dominieren derartige Kraftwerke den Speichermarkt. Die Deutsche Energie-Agentur beziffert die Netto-Nennleistung der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland auf 9,6 GW. In der Literatur finden sich auch niedrigere Zahlen von weniger als 7 GW. In den letzten Jahren erfolgte kein nennenswerter Zubau an Kapazitäten; dieser ist auch nicht in Sicht. Neubaupläne scheiterten in den letzten Jahren nicht zuletzt am Widerstand der lokalen Bevölkerung. Der Netzentwicklungsplan rechnet nicht mit einer nennenswerten Erhöhung der Nennleistung bis 2035. Laut AG Energiebilanzen stand 2020 über alle Lastzyklen einer Pumparbeit von 8 TWh eine Ausspeisung aus den Kraftwerken von 6,1 TWh gegenüber. Die Ausspeisung machte damit gut

¹² Vgl. Paulitz, Henrik (2020). StromMangelWirtschaft. Warum eine Korrektur der Energiewende nötig ist. Seeheim-Jugenheim.

¹³ Die Familienunternehmer (2020). European Green Deal. Eine kritische Bewertung von Die Familienunternehmer. Berlin.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

1% der gesamten Bruttostromerzeugung aus. Relevanter als diese jahresdurchschnittliche Betrachtung ist die Frage, wie lange alle Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland eine länger anhaltende Versorgungslücke ausgleichen könnten, wenn die oberen Speicherbecken vollständig gefüllt wären. Ein Artikel aus dem Jahr 2017 beziffert den maximalen Speicherenergiegehalt aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland auf gut 37 Gigawattstunden (GWh) pro Lastzyklus.¹⁴ Lassen wir uns die Zahl auf 40 GWh aufrunden. Auch hier verdeutlicht ein Rechenbeispiel die Dimensionen: Wollte man eine 14-tägige winterliche Versorgungslücke von lediglich 20 GW mit Stromspeichern überbrücken, wäre ein Speicherenergiegehalt von 6.720 GWh nötig. Man müsste also die aktuelle Kapazität aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland um den Faktor 168 erhöhen. Richtig ist, dass im benachbarten Alpenraum (Österreich, Schweiz) oder in Norwegen Pumpspeicherkraftwerke existieren, aus denen Deutschland Strom beziehen kann. Aber auch diese Kapazitäten reichen bei Weitem nicht aus, um längere Versorgungsengpässe zu überbrücken. Zudem hat Deutschland kein Anrecht, diese Kapazitäten (ausschließlich) für sich zu nutzen. Auch Batteriespeicher, die in privaten Haushalten oder im Kleingewerbe mit Fotovoltaikanlagen verknüpft sind (PV-Batteriespeicher) können keine längeren (also mehrtägigen) Versorgungsengpässe ausgleichen, wenngleich in diesem Bereich in den nächsten Jahren ein Zubau wahrscheinlich ist. Im Entwurf des Netzentwicklungsplans sind je nach Szenario zwischen 11 und knapp 17 GW im Jahr 2025 aufgeführt. Diese sollen aber tatsächlich der Stromversorgung der jeweiligen Haushalte dienen. Auf die Rolle von Wasserstoff als potenzieller Batteriespeicher kommen wir noch zu sprechen.

Blieben konventionelle Kraftwerke länger als geplant in der Kapazitätsreserve?

Zusammenfassung: Es ist offenkundig, dass das Thema der Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren an Bedeutung gewinnen wird (damit sind nicht die kurzfristigen, punktuellen Stromausfälle bei Haushalten gemeint, die 2019 im Durchschnitt auf einem Rekordtief von gut 12 Minuten lagen). Es geht beim Thema Versorgungssicherheit auch nicht um die symbolische Frage, wie schnell ein Ausstieg aus der Kohleverstromung möglich ist. Natürlich könnte dies vor 2038 gelingen, wenn genügend andere gesicherte Leistung (Gaskraftwerke) verfügbar ist; vielleicht verdrängt ein steigender CO₂-Preis die Kohle auch schon weit vor 2038 aus dem deutschen Stromsektor, ohne dass die Politik hierzu etwas tun müsste. Die skizzierten physikalischen Gesetzmäßigkeiten und wirtschaftlichen Restriktionen könnten die Politik jedoch dazu bewegen, konventionelle Kraftwerke länger als geplant in irgendeiner Form von Kapazitätsreserve zu belassen und die Anlagenbetreiber dafür entsprechend zu entlohnen. Keine Regierung wird ein Interesse daran haben, die Versorgungssicherheit aufs Spiel zu setzen.

Erneuerbare können phasenweise bereits gesamte Stromnachfrage abdecken

Fakt: Bereits heute gibt es Tageszeiten, in denen der gesamte deutsche Stromverbrauch vollständig rechnerisch durch erneuerbare Energien abgedeckt wird. Beispielsweise lag der Anteil der Erneuerbaren an der Netzlast am 17. Mai 2020 zwischen 14.00 bis 15.00 Uhr laut Bundesnetzagentur bei 112%. Dies war zwar ein Sonntag in Zeiten von Corona, an dem also die Industrie nur wenig Strom nachgefragt haben dürfte. Gleichwohl ist dies beachtlich. An dem Tag waren zudem Netto-Stromexporte sowie zeitweise negative Strompreise zu verzeichnen.

These: Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden die Zeiten zunehmen, an denen erneuerbarer Strom den gesamten Stromverbrauch deckt bzw. an denen das Stromangebot die aktuelle Nachfrage übersteigt. Bei Angebotsüberschüssen geraten die Börsenstrompreise unter Druck. Die Börsen-

¹⁴ Vgl. Heimerl, Stephan und Beate Kohler (2017). Aktueller Stand der Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland. In: WasserWirtschaft 10/2017.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

strompreise dürften häufiger in den negativen Bereich rutschen. Laut Bundesnetzagentur gab es 2020 insgesamt 298 Stunden mit negativen (vortägigen) Großhandelsstrompreisen; dies entspricht einem Zuwachs um 41% gegenüber 2019. Sofern es keine staatlichen oder privat ausgehandelten Preisgarantien für die Betreiber von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen gibt, senkt dies die möglichen Einnahmen aus dem Stromverkauf und erschwert die Amortisation der Investitionen.

Überschussproduktion an Strom soll künftig (auch) gespeichert werden

Fakt: Die Politik verfolgt das Ziel, die Überschussproduktion von Strom aus erneuerbaren Energien künftig zu speichern bzw. in synthetische Kraftstoffe umzuwandeln. Die Produktion von „grünem Wasserstoff“ bzw. P2X-Technologien auf Basis von erneuerbarem Strom sollen dabei eine große Rolle spielen. Laut Nationaler Wasserstoffstrategie der Bundesregierung von 2020 soll Wasserstoff „eine zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende“ einnehmen.

Grüner Wasserstoff bleibt vorerst knapp und teuer

These: Damit grüner Wasserstoff einen nennenswerten Beitrag zu einer klimaverträglichen Energieversorgung der Zukunft leisten kann, muss er in großen Mengen, kostengünstig und möglichst CO₂-arm erzeugt werden. Hier gibt es große wirtschaftliche und technologische Hürden. Hinzu kommen Herausforderungen bei Transport und Lagerung von Wasserstoff. Reiner grüner Wasserstoff, der also ausschließlich auf der Basis von Erneuerbaren produziert wurde, wird in den kommenden Jahren knapp und damit teuer bleiben. Wie immer hilft ein Blick auf die Größenordnungen: Die Bundesregierung erwartet für 2030 eine inländische grüne Wasserstoffproduktion in Höhe von bis zu 14 TWh. Dies entspricht knapp 0,6% des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland des Jahres 2019. Selbst wenn zusätzlich noch die zehnfache Menge des im Inland hergestellten Wasserstoffs importiert werden könnte, wäre der Gesamtbeitrag bescheiden.¹⁵ Für Wasserstoffimporte im großen Stil bräuchte es zudem Produktionskapazitäten im Ausland, die noch nicht existieren, sowie die entsprechende Transport- und Verteilinfrastruktur. Ein anderes Beispiel: Das Unternehmen Linde errichtet in Leuna die weltgrößte Produktionsanlage zur Erzeugung und Verflüssigung von grünem Wasserstoff. Die Anlage soll 2022 in Betrieb genommen werden. Laut einer Pressemitteilung des Unternehmens kann die Anlage z.B. 600 Brennstoffzellenbusse mit grünem Wasserstoff versorgen, die in Summe 40 Mio. Kilometer pro Jahr fahren. Das ist eine durchaus beeindruckende Zahl. Allerdings sollte berücksichtigt werden, dass allein die Berliner Verkehrsbetriebe 1.500 Busse einsetzen. Wir rechnen damit, dass grüner Wasserstoff zunächst vor allem bei ortsgebundenen Großanwendungen eingesetzt wird, etwa in energieintensiven Industrien. Vorerst sind hierfür staatliche Subventionen notwendig. Wasserstoff ist theoretisch zwar ein Energie-Multitalent. Nicht zuletzt wegen hoher Kosten (anfängliche Investitionen in die notwendige Erzeugungsinfrastruktur, operativer Betrieb inklusive Wandlungsverluste, Speicherung, Transport, Verteilung) dürfte sein Beitrag für die Energiewende in den nächsten ein bis zwei Dekaden jedoch noch überschaubar ausfallen.

¹⁵ Siehe hierzu ausführlicher Heymann, Eric (2021). Grüner Wasserstoff als Energieträger: Die Billionen-Euro-Frage. Deutsche Bank Research. Aktueller Kommentar. Frankfurt am Main.

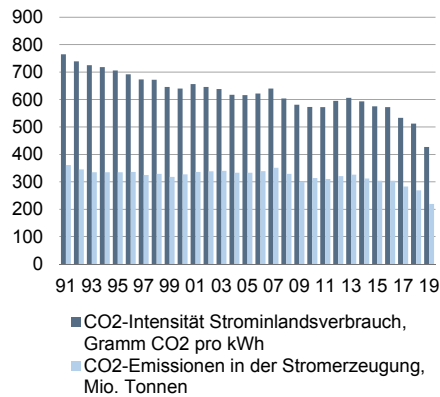


Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

CO₂-Intensität im deutschen Stromsektor sinkt

21

CO₂ (siehe Legende)



Quelle: Umweltbundesamt

CO₂-Intensität der deutschen Stromversorgung sinkt

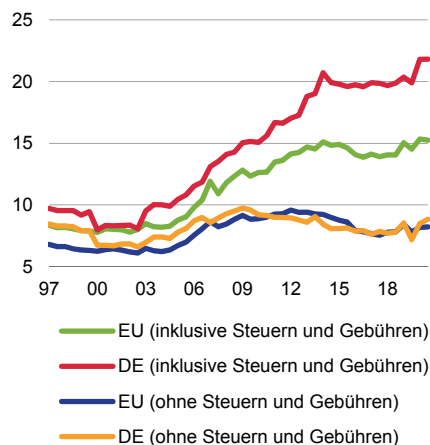
Fakt: Die CO₂-Intensität der deutschen Stromerzeugung ist in den letzten Jahren stetig gesunken. Mit 427 Gramm pro Kilowattstunde Inlandsstromverbrauch lagen die CO₂-Emissionen 2019 um knapp 40% unter dem Niveau von 1995. Hierzu hat der Ausbau der erneuerbaren Energien maßgeblich beigetragen, wengleich deren spezifische CO₂-Emissionen pro kWh nicht null betragen. Zudem hat der Bedeutungsverlust der Kohleverstromung die rückläufige CO₂-Intensität begünstigt.

These: Die CO₂-Intensität im deutschen Strommix wird weiter sinken. 2020 dürfte durch die Corona-Krise und die günstigen Wetterbedingungen bereits ein deutlicher Rückgang eingetreten sein. Der Ausstieg aus der Kernenergie wird zwar – ceteris paribus – zu einem Anstieg der CO₂-Intensität führen. Dies könnte jedoch nach kurzer Zeit durch einen weiteren Anstieg der Erneuerbaren sowie den Beginn des Kohleausstiegs überkompensiert werden. Wie schnell die CO₂-Intensität sinkt, hängt also vom Tempo beim Kohleausstieg und beim Zubau von erneuerbaren Energien, aber auch von der Entwicklung der Stromnachfrage ab. Je stärker diese steigt, desto länger dürften Gaskraftwerke eine Rolle spielen. Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) rechnet in einer Studie aus dem Jahr 2020 für die Strombereitstellung im Referenzszenario mit einem CO₂-Emissionsfaktor von knapp 150 g/kWh im Jahr 2030. Das wäre also mehr als eine Halbierung gegenüber heute.

Steuern und Gebühren sind wichtiger Treiber für Strompreise in Deutschland

22

Strompreise für gewerbliche Kunden*, Cent pro Kilowattstunde



* Jährlicher Stromverbrauch zw. 500 und 2.000 MWh

Quelle: Eurostat

Strompreise in Deutschland zählen zu den höchsten weltweit

Fakt: Die Strompreise für private Haushalte und die meisten Unternehmen in Deutschland sind in den letzten Jahren gestiegen. Steuern und Gebühren sind hierfür der wesentliche Treiber. Bei gewerblichen Kunden lagen die Strompreise im 2. Halbjahr 2020 z.B. um 45% über dem Niveau des 1. Halbjahres 2015 und um mehr als 170% über dem Wert von 2000. Die Strompreise inklusive aller Steuern und Gebühren übersteigen in Deutschland aktuell den EU-Durchschnitt um 43% bei gewerblichen Kunden und um 41% bei privaten Haushalten. Ohne Steuern und Gebühren beträgt die Differenz zum EU-Durchschnitt lediglich knapp 8% bzw. 9%. Laut BDEW entfallen 2021 gut 51% des Strompreises für Haushaltskunden auf Steuern, Abgaben und Umlagen. Weitere 23,5% machen die regulierten Netzentgelte aus. Allein die EEG-Umlage macht 2021 bei privaten Haushalten laut BDEW knapp 40% aller staatlichen Preisbestandteile aus (Steuern, Abgaben und Umlagen), und das obwohl die EEG-Umlage gesenkt wurde und die Finanzierung der Erneuerbaren nun zu einem Teil aus allgemeinen Haushaltsmitteln bezahlt wird. Ohne diesen Bundeszuschuss läge die EEG-Umlage 2021 nicht bei 6,5 Cent pro kWh, sondern bei rd. 9,6 Cent pro kWh. In absoluter Betrachtung beliefen sich die sogenannten EEG-Differenzkosten – also die Vergütungs- und Prämienzahlungen an die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen abzüglich der Vermarktungserlöse der Netzbetreiber aus dem Verkauf des Stroms aus jenen Anlagen – im Jahr 2019 auf EUR 25,5 Mrd. Die Strompreise für Großabnehmer liegen aufgrund von verschiedenen Sonderregelungen beim EEG oder beim EU-Emissionshandel deutlich niedriger als für normale gewerbliche Kunden. Diese Vergünstigungen werden gewährt, damit Deutschland als Standort für energieintensive Branchen wettbewerbsfähig bleiben kann. Wir haben oben bereits ausgeführt, dass für die energieintensiven Großabnehmer weniger der aktuelle Strompreis das Hauptproblem ist, sondern eher die Unsicherheit, wie lange die Sonderregelungen noch gewährt werden können. Fakt ist aber auch, dass laut BDEW 96% aller Industrieunternehmen in Deutschland die volle EEG-Umlage zahlen.

These: Wie sich der Strompreis in den kommenden Jahren entwickelt, hängt vor allem davon ab, wie die Politik den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

und des Netzausbaus finanzieren möchte. So soll z.B. die EEG-Umlage 2022 auf 6 Cent pro kWh abgesenkt werden. Der Bundeszuschuss zur Finanzierung der Erneuerbaren wird entsprechend erhöht. Die Netzentgelte sind in den letzten Jahren stetig gestiegen (2021 für private Haushalte: 7,8 Cent pro kWh). Der weitere Ausbau der Stromnetze würde zu einer Fortsetzung dieses Trends führen. Gleichwohl ist auch hier denkbar, dass künftig ein Teil der Netzkosten über den Haushalt finanziert wird. Immerhin scheinen große Teile der Politik erkannt zu haben, dass eine weitere Finanzierung der Energiewende über den Strompreis aus Wettbewerbsgründen für den Standort Deutschland schädlich ist. Zwar könnte die EEG-Umlage für alle Stromkunden sinken, wenn die Großabnehmer die gleiche Umlage zahlten wie die übrigen Stromkunden. Dies wäre jedoch ein immenser Wettbewerbsnachteil des Standorts im internationalen Vergleich, der zu einem beschleunigten Abschmelzen des Kapitalstocks in den entsprechenden Sektoren führen würde. Zudem dürfte der Strompreis auch für nicht-energieintensive Sektoren künftig immer mehr zu einem wichtigen Standortfaktor werden, wenn die Produktion weiter automatisiert und digitale Technologien vermehrt eingesetzt werden sollen. Eine weitere Finanzierung der Energiewende über den Strompreis führt auch zu sozialpolitischen Verwerfungen, denn einkommensschwache Haushalte leiden mehr unter hohen Strompreisen als wohlhabende. Eine Zahl hierzu: Im Jahr 2019 kam es laut Bundesnetzagentur zu 6,6 Mio. Sperrandrohungen bei privaten Stromkunden. In der Diskussion um die Strompreise wird häufig auch darüber gestritten, ob erneuerbare Stromerzeugungsformen günstig oder teuer sind. Die Antwort: [Erneuerbare Energien sind billig und teuer zugleich](#). Es kommt darauf an, worauf man schaut. Hier sollte zwischen Grenzkosten der Stromerzeugung, den Stromgestehungskosten sowie den gesamten Systemkosten des Ausbaus der Erneuerbaren unterschieden werden. Bei den [Grenzkosten](#), also den Kosten für eine zusätzliche Kilowattstunde Strom, sind Windkraft und Fotovoltaik unschlagbar günstig. Hier gilt die Aussage, dass Sonne und Wind keine Rechnung schicken. Wenn die Anlage einmal steht, kostet die zusätzliche Kilowattstunde (fast) nichts. In den [Stromgestehungskosten](#) sind die anfänglichen Investitionskosten, die fixen und variablen Betriebskosten sowie die Kapitalkosten enthalten. Diese werden ins Verhältnis zur erzeugten Strommenge gesetzt. Das sind quasi die Kosten, auf die ein Investor aus betriebswirtschaftlicher Sicht achtet. Bei den Stromgestehungskosten haben die erneuerbaren Energien in den letzten 20 Jahren enorme Fortschritte gemacht. Laut einer Studie des Fraunhofer ISE aus dem Jahr 2018 liegen sie z.B. bei Windkraft an Land oder Fotovoltaik je nach Standort und Anlagenart zwischen 4 und gut 10 Cent pro kWh.¹⁶ Dies sind wettbewerbsfähige Kosten gegenüber neu zu bauenden konventionellen Kraftwerken und ein enorm positiver Nebeneffekt der deutschen Energiewende. In der Regel sind die Stromgestehungskosten gemeint, wenn davon gesprochen wird, dass Erneuerbare inzwischen günstiger als konventionelle Kraftwerke sind. Die gesamten [Systemkosten](#) des Ausbaus der Erneuerbaren spielen in der öffentlichen Diskussion dagegen nur eine untergeordnete Rolle. Diese bestehen u.a. darin, dass – wie oben ausgeführt wurde – die Kapazitätsauslastung des gesamten Stromsektors sinkt, wenn mehr Erneuerbare ans Netz angeschlossen sind. Das verursacht bei den Betreibern der konventionellen Anlagen höhere Kosten. Auch das Hoch- und Runterfahren von thermischen Kraftwerken in Abhängigkeit vom Windaufkommen oder der Sonneneinstrahlung ist mit Kosten verbunden. Dafür sind viele traditionelle Kraftwerke nur bedingt ausgelegt. Hinzu kommt der Netzausbau, der zumindest teilweise durch den Zubau bei Erneuerbaren ausgelöst wird, oder das Vorhalten von Reservekapazitäten. Darüber hinaus müssen die Netzbetreiber häufiger Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen vornehmen; die hierfür anfallenden Kosten lagen 2019 laut Bundesnetzagentur bei EUR 1,4 Mrd. Darunter fällt z.B. die Abregelung der Einspeisung erneuerbarer Energien aus Gründen der Systemsicherheit (z.B. wenn zu viel Wind weht und

¹⁶ Vgl. Fraunhofer ISE (2018). Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Freiburg.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

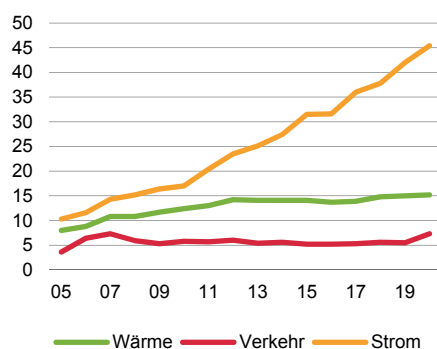
die Stromnachfrage niedrig ist). Hierfür werden Anlagebetreiber entschädigt. Perspektivisch zählen auch Investitionen in Stromspeicher zu den Systemkosten, die mit dem Ausbau der Erneuerbaren einhergehen. In Summe tragen diese Systemkosten dazu bei, dass der Strompreis in Deutschland – trotz der gesunkenen Stromgestehungskosten bei Erneuerbaren – zu den höchsten in der Welt zählt. Die erneuerbaren Energien wären gegenüber fossilen Energieträgern wettbewerbsfähiger, wenn deren **externe Kosten** stärker internalisiert würden. Eine Quantifizierung, wie hoch diese externen Kosten exakt sind, ist freilich schwierig. Der CO₂-Preis im EU-Emissionshandel ist in den letzten Monaten stark gestiegen. Dadurch findet eine stärkere Internalisierung der externen Kosten statt. Im Ergebnis wird die Kohle übrigens schon zugunsten von Gas zurückgedrängt; dieser Trend dürfte ganz ohne politischen Kohleausstiegsbeschluss weitergehen. Richtig ist aber auch, dass bei allen Energieformen externe Effekte existieren, die nicht oder nur teilweise internalisiert werden. Bei den fossilen Energieträgern dominieren die Klimaschäden. Bei den Erneuerbaren sind z.B. Eingriffe in Natur- und Kulturlandschaften zu nennen. Auch Bürgerproteste gegen das Aufstellen von Windrädern oder gegen Stromtrassen können zu den externen Effekten gerechnet werden.

Verkehrssektor: Verringerung des Endenergieverbrauchs schwierig

Fortschritte der erneuerbaren Energien noch bescheiden

23

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bzw. am Endenergieverbrauch in DE, %



Quelle: Umweltbundesamt

Fakt: Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors macht etwa 30% des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus. Er lag im Jahr 2019 um gut 6% über dem Wert von 2010 und um gut 14% über dem Niveau von 1990. 2018 und 2019 waren jeweils kleine Rückgänge des Endenergieverbrauchs zu verzeichnen. Im Jahr 2020 dürfte er deutlich gesunken sein, weil in der Corona-Krise die individuelle Mobilität deutlich geschrumpft ist; offizielle Zahlen liegen noch nicht vor. Blendet man den Corona-Effekt aus, wurden in der langen Frist Energieeffizienzgewinne im Verkehrssektor jedoch durch eine insgesamt höhere Verkehrsleistung überkompensiert. Dabei ist die Güterverkehrsleistung (+12% von 2010 bis 2019) schneller gestiegen als der Personenverkehr (+5% im gleichen Zeitraum). Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors stieg 2020 auf 7,3%. Hier dominieren mit großem Abstand Biokraftstoffe, die Benzin und Diesel beigemischt werden. Erneuerbarer Strom kommt anteilmäßig im Schienenverkehr und im Bereich der Elektromobilität zum Einsatz. Die Hauptlast tragen jedoch fossile Kraftstoffe mit einem Anteil von knapp 93% am Endenergieverbrauch. Die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors lagen 2019 um knapp 7% über dem Niveau von 2010.

These: Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors dürfte in den kommenden Jahren sinken. Ein kräftiger Rückgang des Energieverbrauchs sowie der damit verbundenen CO₂-Emissionen ist in den nächsten Jahren aber nur mit deutlich weniger Verkehrsleistung möglich. Dafür müsste die energie- und klimapolitische Regulierung des Sektors künftig deutlich strenger ausfallen als bislang. Es wären also höhere administrative Preise für Mobilität und/oder ordnungspolitische Vorgaben notwendig. Das würde wohl nicht ohne politische und gesellschaftliche Widerstände vonstattengehen. Neben dem regulatorischen Umfeld ist der technische Fortschritt bei den Antriebs- und den Fahrzeugtechnologien wichtig für den Energieverbrauch. Auf der Angebotsseite dominieren also die staatliche Bepreisung von Mobilität bzw. Ordnungsrecht sowie die Energieeffizienz der Fahrzeuge. Auf der Nachfrageseite sind im Güterverkehr die Entwicklung der Industrieproduktion, der industriellen Arbeitsteilung oder des Bausektors (Baustoff- und Bauschutttransporte) wichtig für die künftige Verkehrsentwicklung. Gerade bezüglich der Industrieproduktion sind Aussichten für das kommende Jahrzehnt wegen der ambitionierten Klimapolitik unsicher. Die weiter wachsende Bedeutung des Online-Handels dürfte die Nachfrage nach Paketdiensten beschleunigen. Hier wirkte die Corona-Krise als Katalysator. Beim Personenverkehr bleibt es dabei, dass individuelle Mobilität ein hohes Gut ist und



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

zur DNA freiheitlicher Gesellschaften gehört. Es fällt daher grundsätzlich schwer, einen deutlichen Rückgang der Verkehrsleistung und damit des Energieverbrauchs durch staatliche Maßnahmen zu erzwingen. Dies zeigt exemplarisch die jüngste Diskussion über ein Verbot von Kurzstreckenflügen. Zwar wird auch nach der Corona-Krise ein größerer Teil der Menschen zumindest teilweise von zu Hause aus arbeiten. Homeoffice reduziert damit Pendlerverkehre. Ferner dürften mehr Online-Konferenzen dämpfend auf den Geschäftsreiseverkehr wirken. Private Mobilität bleibt jedoch ein superiores Gut, bei dem die Nachfrage mit steigendem Einkommen überproportional wächst. Dies gilt gerade bei Urlaubsreisen. [Der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors wird in den kommenden Jahren steigen.](#) Dies sieht die Treibhausgasminderungsquote vor. Sie verpflichtet Unternehmen, die Kraftstoffe in Verkehr bringen, die Treibhausgasemissionen ihrer Kraftstoffe zu senken. Der Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote, der sich aktuell im Gesetzgebungsverfahren befindet, sieht vor, dass die Quote bis 2030 stufenweise auf 25% steigt; für 2020 lag der Wert bei 6%. Um dieses Ziel zu erreichen, können Anbieter von fossilen Kraftstoffen (also Mineralölkonzerne bzw. Tankstellenbetreiber) das Inverkehrbringen von bestimmten Biokraftstoffen oder strombasierten Kraftstoffen auf ihre Minderungsquote anrechnen; letztere müssen auf Basis von erneuerbaren Energien produziert werden. Zudem besteht die Möglichkeit, dass Anbieter von fossilen Kraftstoffen Zertifikate von Betreibern von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge erwerben. Der Ladestrom kann dann auf die eigene Quote angerechnet werden. Für die Betreiber der Ladeinfrastruktur steigt damit die Rentabilität ihres Geschäftsmodells. [Trotz dieser regulatorischen Steuerung existieren für eine deutliche reale Absenkung der CO₂-Emissionen aus dem Verkehrssektor viele Hürden.](#) Ein Beispiel: Fahrzeuge sind langlebige Konsum- bzw. Investitionsgüter (Pkw, Lkw, Schiffe, Flugzeuge). Ein Austausch des Fahrzeugbestands dauert bisweilen Jahrzehnte. Der Fahrzeugbestand dürfte daher mindestens im kommenden Jahrzehnt weiterhin ganz überwiegend mit fossilen Energieträgern angetrieben werden. Beispielsweise dürften 2030 noch über 40 Mio. Pkw in Deutschland auf den Straßen unterwegs sein, die (auch) einen Verbrennungsmotor haben. Der Schwerlastverkehr basiert fast ausschließlich auf Diesel-Kraftstoff. Zwar arbeitet die Branche an klimaverträglicheren Lösungen (Stromoberleitungen für Lkw an den Autobahnen, Wasserstoff bzw. Brennstoffzelle, Biokraftstoffe oder synthetische Kraftstoffe); hier sind aber bis 2030 noch keine massiven Strukturbrüche zu erkennen. Für eine spürbare CO₂-Reduktion bräuchte es also vor allem einen nennenswerten Rückgang der Verkehrsleistung. Weiteres Beispiel: Der Gesetzgeber definiert Elektroautos zwar als Null-Emissionsfahrzeuge. Dies gilt jedoch nur auf dem Papier. Zwar wird sich die Klimabilanz von Elektroautos gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor in den kommenden Jahren weiter verbessern, weil mehr erneuerbarer Strom ins Netz eingespeist wird.¹⁷ Zudem dürften auch die CO₂-Emissionen sowie der Energieverbrauch bei der Batterieproduktion pro Batteriezelle durch technischen Fortschritt und Größenvorteile sinken. In Summe wird der steigende Anteil von Elektroautos an den Pkw-Neuzulassungen in den kommenden Jahren aber noch wenig zur gesamten deutschen CO₂-Bilanz beitragen. Dass die CO₂-Einsparung durch die Elektromobilität sehr hohe Vermeidungskosten verursacht, sei nur am Rande erwähnt. Studien kommen auf über EUR 1.000 pro eingesparter Tonne CO₂.¹⁸

¹⁷ Wir unterstellen hier, dass Elektroautos mit dem durchschnittlichen Strommix geladen werden. Gleichwohl kann man auch argumentieren, dass Elektroautos mit dem marginalen Stromangebot geladen werden (also mit der zusätzlichen Kilowattstunde Strom). Das ist aktuell zumeist Strom aus einem konventionellen Kraftwerk, weil die erneuerbaren Energien wegen der geringen Grenzkosten und dem Einspeisevorrang ja bereits im Netz sind.

¹⁸ Vgl. Weimann, Joachim (2020). Elektroautos und das Klima: die große Verwirrung. In: Wirtschaftsdienst 2020/11.



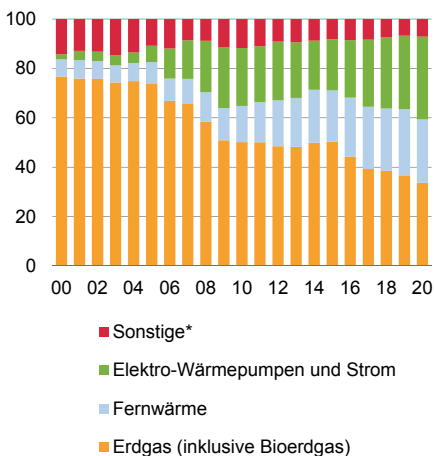
Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Weiteres Beispiel: Seit Jahrzehnten setzt die Politik auf die Verlagerung des Güterverkehrs von der Straße auf die Schiene. Dem stehen jedoch enge Kapazitätsrestriktionen gegenüber. Wollte man z.B. beim heutigen Verkehrsaufkommen lediglich 10% der Beförderungsmenge von der Straße auf die Schiene verlagern, müsste die Kapazität der Schiene um 90% erhöht werden. Da das Schienennetz in Deutschland in normalen Zeiten (also ohne Corona-Effekt) eher im oberen Kapazitätsbereich ausgelastet ist, fällt seine Aufnahmefähigkeit für zusätzliche Verkehre ohne einen massiven Infrastrukturausbau klein aus. Dieser scheitert jedoch u.a. an begrenzten finanziellen Ressourcen bzw. anderen politischen Prioritäten und nicht zuletzt an Widerständen der betroffenen Bevölkerung gegen neue Bahntrassen.¹⁹ Sollte eine Umleitung der Güterverkehrsströme von der Straße auf die Schiene durch Ordnungspolitik erzwungen werden, würde dies Produktivitätsverluste im Sektor und damit höhere Kosten auslösen. Der Lkw ist wegen seiner hohen Flexibilität und Schnelligkeit (Produktivität) das mit Abstand wichtigste Verkehrsmittel im Güterverkehr (Anteil am gesamten Güterverkehrsaufkommen 2019: 84,5%). Das Lastenfahrrad wird bisweilen als Alternative im Güterverkehr dargestellt. Das mag im privaten Bereich für Einkäufe sowie bei innerstädtischen Kurierdiensten zutreffen. Es ist jedoch kein Verkehrsträger, der beim Verkehrsaufkommen (beförderte Mengen in Tonnen) oder der Verkehrsleistung (Tonnenkilometer) zu einer spürbaren Verschiebung im Modal Split beitragen kann. Das Lastenfahrrad wird daher auch künftig in keiner Statistik zum Güterverkehr auftauchen. Es ist selbsterklärend, dass ein Lastenfahrrad aufgrund seines im Vergleich zu einem motorisierten Fahrzeug deutlich kleineren Ladevolumens eine um viele Dimensionen geringere Produktivität pro Fahrer aufweist.

Erdgas mit knapper Marktführerschaft

24

Anteil der Beheizungssysteme bzw. Energieträger in neuen Wohnungen in Deutschland, %



* Der Anteil von Holz und Holzpellets an den sonstigen Beheizungssystemen lag 2020 bei knapp 59%. Ölheizungen spielen keine Rolle mehr.

Quelle: BDEW

Wärmemarkt: Ein träges System

Fakt: Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasserbereitung machte 2019 knapp 32% des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland aus. Der absolute Endenergieverbrauch sank gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 um gut 7%. Die energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland, die auf Gebäude entfallen, sind zwischen 2000 und 2020 um 28% auf 120 Mio. CO₂-Äquivalente gesunken. Mildere Winter und eine verbesserte Energieeffizienz der Gebäude bzw. bessere Heizungsanlagen trugen hierzu bei. Erneuerbare Energien im Wärmemarkt spielen noch keine große Rolle. Laut Umweltbundesamt entfielen 2020 gut 15% des Endenergieverbrauchs für Wärme (und Kälte) auf erneuerbare Energien. Dabei dominieren die verschiedenen Formen von Bioenergien (vor allem Holz) mit einem Anteil von über 85%. Etwa zwei Drittel aller Wohnungen in Deutschland wurden vor 1979 errichtet. Von diesen wurden im Jahr 2020 laut BDEW annähernd 50% mit Gas beheizt, 25% mit Heizöl und 14% mit Fernwärme, die aus thermischen Kraftwerken stammt. Auf Holz, Elektro-Wärmepumpen und Strom entfallen die restlichen Beheizungssysteme. In neuen Wohngebäuden wird noch zu mehr als einem Drittel eine Gasheizung eingebaut. Elektro-Wärmepumpen kommen ebenfalls auf gut 33% vor Fernwärme (25%) und Holz (4,2%). Die energetische Sanierungsrate von Gebäuden liegt seit Jahren bei etwa 1% des Bestands.

¹⁹ Siehe hierzu Heymann, Eric und Christoph Eschenfelder (2019). Mythen der Verkehrswende: Wenn das Saubere vom Himmel versprochen wird. Deutsche Bank Research. Aktueller Kommentar. Frankfurt am Main.

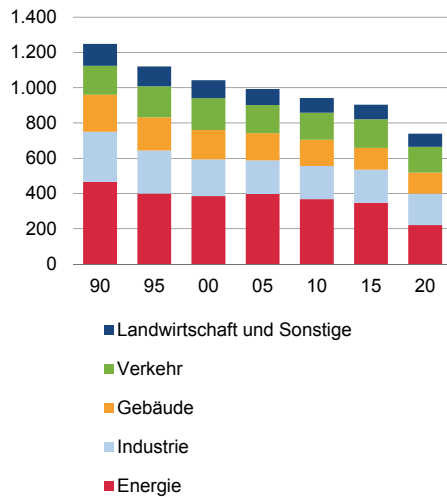


Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Treibhausgasemissionen sinken im Gebäudesektor zuletzt nur langsam

25

CO₂-Äquivalente in Deutschland, Mio. Tonnen



Quelle: Umweltbundesamt

These: Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser sowie damit verbundenen CO₂-Emissionen werden in den kommenden Jahren tendenziell sinken. Schnelle Fortschritte sind jedoch nicht zu erwarten, weil der Gebäudebestand ein sehr träges System ist und andere Restriktionen existieren. Das Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050 ist demnach weit entfernt. Schon die Verdopplung der Sanierungsquote von Gebäuden von 1% auf 2% wird dadurch erschwert, dass die Handwerker nicht verfügbar sind, die die notwendigen Arbeiten ausführen sollen. Zwar können alte Gebäude durch umfassende energetische Sanierungen im Extremfall bis zu 80% weniger Energie verbrauchen und damit auch weniger CO₂-Emissionen verursachen als zuvor. Derart große Einsparungen lassen sich in der Regel jedoch nur dann erzielen, wenn das Gebäude ursprünglich in einem energetisch sehr schlechten Zustand war. Schließlich ist ein Gebäude auch nach umfangreicher energetischer Sanierung zumeist nicht CO₂-neutral, sondern lediglich energieeffizienter als zuvor. Eine enorme Herausforderung ist es ferner, die notwendigen Investitionen zu stemmen, um alle Wohnungen bis 2050 auf CO₂-arme oder CO₂-freie Energieträger umzurüsten. Beispielsweise können bei umfangreichen Sanierungen von Ein- und Zweifamilienhäusern (Fassade, Fenster, Dach, Heizungsanlage) schnell sechsstellige Summen zusammenkommen. Darüber hinaus können auch die technologischen Hürden für eine Umrüstung prohibitiv hoch sein. Ein Gebäude, das bislang mit einer Gastherme oder per Fernwärme beheizt wird, lässt sich nämlich nicht immer mit vertretbarem Aufwand auf eine Stromheizung umrüsten. Jene thermischen Kraftwerke, die für die Fernwärmeerzeugung eingebunden sind, können nicht abgeschaltet werden, bevor für die entsprechenden Wohnungen eine andere Alternative geschaffen wurde. Politisch brisant ist auch die Frage, wie man mit jenen Eigentümern von Eigenheimen oder Wohnungen umgehen will, die ihre Gebäude aus finanziellen oder sonstigen Gründen nicht sanieren wollen oder können. Sowohl strengeres Ordnungsrecht als auch deutlich höhere CO₂-Preise werden auf Widerstände stoßen oder manche Eigentümer und Mieter überfordern. Dies zeigt sich bereits bei der aktuellen Diskussion darüber, wie die CO₂-Kosten zwischen Vermieter und Mieter aufgeteilt werden sollen. Deutlich steigende Subventionen für Gebäudesanierungen werden wiederum an den finanziellen Restriktionen der öffentlichen Hand scheitern. Der Staat wird nicht alles subventionieren können, was zum Klimaschutz beiträgt. Zudem würden umfangreiche Subventionen für energetische Sanierungen die Angebotsknappheit im Bauhandwerk noch erhöhen und/oder zu höheren Baupreisen führen. Unter dem Strich liegt ein weitgehend klimaneutraler Gebäudebestand aufgrund der technologischen, wirtschaftlichen und sozialen Restriktionen noch in weiter Ferne.²⁰

Energiepolitik: Es mangelt an quantitativen ökonomischen Zielen

Fakt: Energiepolitik orientiert sich traditionell am energiepolitischen Zieldreieck. Es setzt sich aus der Leistungsfähigkeit (Versorgungssicherheit), der Wirtschaftlichkeit (Bezahlbarkeit) sowie der Umwelt- und Klimaverträglichkeit zusammen. Das Ziel der Versorgungssicherheit sollte (eigentlich) nicht verhandelbar sein. Wir haben in diesem Bericht exemplarisch ausgeführt, dass für den Bereich Ökologie bzw. Klimaschutz umfangreiche, konkret quantifizierte Ziele vorliegen. Im Unterschied zu diesen ökologischen Zielen sind die ökonomischen Ziele deutlich vager formuliert und vor allem nicht quantifiziert. Zumeist formuliert die Politik das Ziel, dass Energiepreise „bezahlbar“ bleiben müssen oder die Wettbewerbsfähigkeit der hiesigen Industrie nicht gefährden dürfen. Was dies im Detail bedeutet, ist jedoch offen. Es gibt kein quantitatives Ziel, wie hoch z.B. der Strompreis, die EEG-Umlage, die absoluten EEG-Auszahlungen oder die Netzentgelte ausfallen dürfen, um noch als „bezahlbar“ zu gelten. Es gibt auch kein

Es ist unklar, was ein „bezahlbarer“ Energiepreis ist

²⁰ Siehe hierzu auch Heymann, Eric und Jochen Möbert (2021). Verbot von Eigenheimen? Ein weiteres klimapolitisches Placebo! Deutsche Bank Research. Aktueller Kommentar. Frankfurt am Main.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Leistungsfähigkeit von Energieträgern bezieht sich auf absolute Energiemenge, Versorgungssicherheit und Regelbarkeit

Ziel, wie hoch die öffentlichen Haushaltsmittel sein dürfen, die pro Jahr für die Förderung von energie- und klimapolitischen Maßnahmen veranschlagt werden. Wenn Ziele nicht konkretisiert oder messbar ausgestaltet werden, besteht die Gefahr, dass sie von den Entscheidungsträgern vernachlässigt werden. Bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Energiewende und der Klimaschutzmaßnahmen ist dies ein Vorwurf, der seit Jahren an die Politik gerichtet wird.

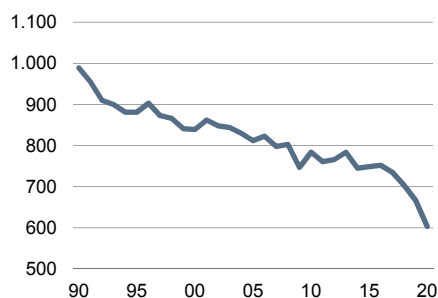
These: Das energiepolitische Zieldreieck sollte um eine weitere Dimension erweitert werden. Diese Dimension ist die politische und gesellschaftliche Akzeptanz. Denn kein Energieträger kann sich auf Dauer durchsetzen, wenn er politisch und gesellschaftlich nicht akzeptiert ist. Dies gilt aktuell z.B. für die Kernenergie in Deutschland, obwohl sie zu einer CO₂-armen Stromversorgung beiträgt und eine leistungsfähige Energiequelle ist. Die politische und gesellschaftliche Akzeptanz der Kohleverstromung sinkt in fast allen Industrieländern, obwohl die Kohle ohne Bepreisung der externen Effekte günstig ist und zuverlässig für die Energieerzeugung eingesetzt werden kann. Es lohnt zudem, die Dimension der Leistungsfähigkeit näher zu spezifizieren. Sie umfasst erstens die absolute Energiemenge, die ein Energieträger bereitstellen kann. Diese muss einen nennenswerten Beitrag zur Energieversorgung liefern können; beispielsweise sind die Beiträge von Geothermie oder Gezeitenkraftwerken global vernachlässigbar. Die Leistungsfähigkeit beinhaltet zweitens die Versorgungssicherheit, also die maximal mögliche Zahl der Volllaststunden oder den Anteil der gesicherten Leistung an der Nennleistung. Schließlich zählt zur Leistungsfähigkeit auch die Regelbarkeit, also die Möglichkeit, die Energieerzeugung bei Bedarf hoch- und runterfahren zu können. **Mit Blick auf dieses klimapolitische „Zielviereck“ lässt sich die These formulieren, dass es aktuell keine Energieform gibt, die zugleich leistungsfähig, kostengünstig, CO₂-arm und politisch akzeptiert ist. Jeder einzelne Energieträger hat Stärken und Schwächen. Damit zeichnet sich noch kein gangbarer Weg in eine klimaneutrale Zukunft ab.**

CO₂-Emissionen in Deutschland sinken, aber Ziel für 2030 höchst ambitioniert

Corona führt zu einem starken Rückgang der CO₂-Emissionen

26

Energiebedingte CO₂-Emissionen in Deutschland, Mio. Tonnen



Quelle: Umweltbundesamt

Fakt: Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland sind von 1990 bis 2020 um knapp 40% gesunken. In diese 30 Jahre fallen der Wiedervereinigungseffekt sowie die Corona-Krise, die allein zu einem Rückgang der Emissionen um mehr als 9% geführt haben dürfte. Ohne die Corona-Krise mit ihren volkswirtschaftlichen Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe und massiven Einschränkungen der Mobilität hätte Deutschland sein Klimaziel für 2020 (-40% CO₂-Reduktion gg. 1990) weit verfehlt. Bis 2030 sollen die CO₂-Emissionen in Deutschland nach der Verschärfung des Klimaschutzgesetzes um 65% gg. 1990 sinken. Bezogen auf das niedrige Niveau aus dem Corona-Jahr 2020 bedeutet dies eine Reduktion um knapp 43%.

These: Bis 2030 werden nicht genügend CO₂-arme Energieformen zur Verfügung stehen. Zudem können der Fahrzeug- und Gebäudebestand, Industrieanlagen, landwirtschaftliche Maschinen oder Baumaschinen nicht in kurzer Zeit auf CO₂-arme Technologien oder Kraftstoffe umgerüstet werden. Insofern ist eine derart umfangreiche CO₂-Einsparung in weniger als zehn Jahren nur mit einem deutlichen Rückgang des Energieverbrauchs zu erreichen. Wie das wiederum ohne massive volkswirtschaftliche Kosten und politische Widerstände gelingen soll, ist aktuell nicht zu erkennen. Auch die Politik hat noch nicht erklärt, wie sie das Ziel erreichen will. Die hier dargestellten Fakten zeigen, dass selbst ein massiver Ausbau der erneuerbaren Energien hierfür nicht ausreichend wäre. Wir haben schon in unserem Bericht aus dem Jahr 2016 zur deutschen Energiewende ein Fazit gezogen, dass Deutschland sich zu viel in zu kurzer Zeit vorgenommen hat. Wir haben damals auf vier limitierende Faktoren verwiesen: die



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten, physikalische Grenzen, das verfügbare Zeitbudget sowie die politische Machbarkeit.²¹ Alle vier Faktoren sind auch heute noch höchst relevant, wie wir in diesem Bericht ausgeführt haben. Der Unterschied zu damals ist, dass Deutschland inzwischen seine Klimaziele massiv verschärft hat.

3. Schlussbetrachtung und politische Einordnung

Klimawandel ist negativer externer Effekt – Klimaschutz ist öffentliches Gut

Aus ökonomischer Sicht ist der anthropogene Klimawandel ein globaler negativer externer Effekt. Menschliche Aktivitäten führen zu Treibhausgasemissionen, die den Klimawandel verstärken. Der externe Effekt besteht darin, dass die negativen Klimafolgen bei Konsum- und Investitionsentscheidungen bislang nicht (ausreichend) bepreist und daher zu wenig berücksichtigt werden; daraus folgen zu hohe Emissionen. Zugleich ist Klimaschutz ein Paradebeispiel für ein rein öffentliches Gut. Es gilt das Prinzip der Nicht-Ausschließbarkeit, denn einzelne „Verbraucher“ können nicht vom „Konsum“ eines besseren Klimas ausgeschlossen werden. Zudem existiert eine Nicht-Rivalität im Konsum: Verbraucher konsumieren das öffentliche Gut Klimaschutz, ohne hiermit die Konsummöglichkeiten anderer Verbraucher bei diesem Gut einzuschränken.

Laut volkswirtschaftlicher Theorie kann es bei rein öffentlichen Gütern zu Marktversagen kommen. Solche Güter werden dann allein durch Marktkräfte (die Privatwirtschaft) nicht in ausreichendem Maße bereitgestellt, weil Unternehmen aufgrund der Produkteigenschaften die Bereitstellung solcher Güter nicht monetarisieren können. Diese Form von Marktversagen existiert auch beim Klimaschutz. Sowohl ganze Volkswirtschaften als auch Unternehmen und letztlich auch Privatpersonen haben nur einen geringen Anreiz, Emissionen stark zu bepreisen, in Klimaschutz zu investieren oder die eigenen Emissionen z.B. durch weniger Konsum zu reduzieren, wenn alle anderen von einem besseren Klima profitieren, ohne dafür zahlen zu müssen (Almendeproblem). Die Eigenschaft von Klimaschutz als öffentliches Gut ist der entscheidende Grund für die schleppenden Fortschritte bei den internationalen Klimaschutzverhandlungen der letzten Jahrzehnte. Dies wird durch das Problem der Zeitinkonsistenz noch verschärft, denn der größte Teil der Kosten durch Klimaschäden fällt erst mit Verzögerung an. Zudem fällt es reicheren Staaten leichter, sich an die negativen Folgen des Klimawandels anzupassen, weshalb hier kurzfristige Klimaschutzmaßnahmen ausbleiben, wenn sie sehr teuer sind.

Was kann die Politik tun?

Umfassende und einheitliche
Bepreisung von CO₂ notwendig

Die finanziellen Ressourcen für den Klimaschutz und den Umbau der Energiewirtschaft sind begrenzt. Energie- und Klimapolitik müssen deutlich effizienter und effektiver werden. Nur so besteht eine Chance, anspruchsvolle Klimaschutzziele zu erreichen. Dazu bedarf es einer umfassenden und einheitlichen Bepreisung von CO₂. Ob dies im Rahmen einer CO₂-Steuer geschieht oder über den EU-Emissionshandel, ist zunächst zweitrangig. Beide Instrumente haben gegenüber dem heute dominierenden Instrumentenmix aus Ordnungsrecht (Gebote, Verbote, Quoten, Grenzwerte etc.) und technologiespezifischen Subventionen den Vorteil der höheren ökonomischen Effizienz (geringere Kosten) und höheren ökologischen Treffsicherheit. Der Emissionshandel hat gegenüber einer CO₂-Steuer den Vorteil, dass er eine Obergrenze für CO₂-Emissionen um-

²¹ Vgl. Heymann, Eric (2016). Deutsche Energiewende. Zielverfehlungen in Sicht. Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen. Frankfurt am Main.



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

fasst, was von der Naturwissenschaft zur Eindämmung des Klimawandels gefordert wird. Daher sollte der EU-Emissionshandel auf weitere Branchen (Verkehr und Wärmemarkt) und im Idealfall auf weitere Länder ausgeweitet werden. Dies ist leichter gesagt als getan.²²

Das deutsche Klimaschutzpaket enthält den Einstieg in eine solche Bepreisung von CO₂ (seit Anfang 2021 in Kraft). Dies ist ein wichtiger Schritt. Bei einer umfangreichen und einheitlichen Bepreisung von CO₂ können technologiespezifische Subventionen und auch ordnungsrechtliche Maßnahmen zurückgefahren bzw. abgeschafft werden (z.B. EEG, Subventionen für den Kauf von Elektroautos). Dies wird natürlich auf Widerstände in jenen Sektoren stoßen, die von diesen Förderungen profitieren, und ist kurz- bis mittelfristig unwahrscheinlich, zumal es dem Selbstverständnis der Politik widerspricht, auf singuläre Fördermaßnahmen zu verzichten. Daher sollte zumindest die Finanzierung sämtlicher Maßnahmen rund um die Energiewende, die sich wirtschaftlich nicht rechnen, über den Staatshaushalt und nicht über den Strompreis erfolgen. Damit würden sie im Wettbewerb zu anderen Aufgaben des Staates stehen (Bildung, Gesundheit, innere und äußere Sicherheit usw.). Zudem würden die wettbewerbs- und sozialpolitischen Verwerfungen eines hohen Strompreises reduziert.

Klar ist aber auch: Selbst bei einer denkbar effizienten Klimaschutzpolitik mit einer umfassenden und einheitlichen Bepreisung von CO₂ ist der Weg Richtung Klimaneutralität nicht einfach. Denn er verursacht zunächst hohe Investitionen in neue Technologien und zugleich hohe Abschreibungen auf den bestehenden Kapitalstock, wenn dieser vor dem Ende der eigentlich geplanten Laufzeit ersetzt wird. Damit wird ein hoher CO₂-Preis einige Unternehmen und Privatpersonen vor große wirtschaftliche Herausforderungen stellen. Man wird nicht alle wirtschaftlichen Schäden oder Kosten durch Transfers kompensieren können. Es wird viele (relative) Verlierer einer solchen Politik geben.

Mehr Forschung

Um die negativen Effekte dieser Transformation so gering wie möglich zu halten, muss der Staat mehr in Forschung investieren. Wir hatten bereits zu Beginn ausgeführt, dass es die Jahrhundertaufgabe ist, leistungsfähige, CO₂-arme und möglichst kostengünstige Energieträger zu entwickeln, die ein klimaverträgliches Wachstum ermöglichen. Angesichts der potenziellen Risiken des Klimawandels sollte die Forschung möglichst technologieoffen sein. Zudem sollte eine Abwägung der Risiken des Klimawandels mit den Risiken einzelner Energieträger erfolgen. Letztlich unterliegen alle politischen, unternehmerischen und privaten Entscheidungen implizit einer Risikoabwägung. Und für die Energieversorgung gilt: Es gibt keinen Energieträger, der frei von Risiken ist. Beispielsweise werden die USA ihre Anstrengungen im Bereich der Kernenergie der nächsten Generation vorantreiben (kleinere und besser regelbare Reaktoren, bei denen eine Kernschmelze ausgeschlossen sein soll und weniger radioaktive Abfälle anfallen). Gelänge hier ein Durchbruch, könnten solche Kernkraftwerke erneuerbare Energien in der Stromerzeugung ergänzen und rund um die Uhr z.B. auch für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen eingesetzt werden. Die Kostenfrage ist natürlich nicht trivial. Die Befürworter der Technologie erwarten jedoch Skaleneffekte, wenn solche Kraftwerke in Großserie gebaut würden. Hier gibt es auch private Unterstützungsinitiativen von US-Tech-Milliardären. Dies setzt natürlich eine gesellschaftliche Akzeptanz voraus, die z.B. in

²² Der Luftverkehr innerhalb der EU ist bereits Teil des EU-Emissionshandels. Ein Verbot von Flügen innerhalb der EU ist daher weder aus ökologischen noch aus ökonomischen Gründen angezeigt, sondern ein Beispiel für Symbolpolitik. Überall dort, wo es attraktive Alternativen zu einer Flugverbindung (schnelle Bahnverbindungen) gibt, wird das Flugzeug ohnehin an Bedeutung verlieren (zuletzt auf der Strecke München-Berlin).

Finanzierung der Klimaschutzmaßnahmen über den Staatshaushalt statt über den Strompreis

Risikoabwägung notwendig



Klimapolitische Ansprüche treffen auf energiewirtschaftliche Hürden

Deutschland derzeit (noch) nicht gegeben ist. Letztlich werden fossile Energieträger und damit deren externe Effekte global aber erst dann wirklich zurückgedrängt, wenn es ähnlich günstige und leistungsfähige Alternativen gibt, die (weitgehend) ohne CO₂-Emissionen auskommen.

Politische Kommunikation muss verbessert werden

Bleibt eine anspruchsvollere Klimaschutzpolitik auf Deutschland und die EU begrenzt, würde die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Standorts leiden und deren Klimaeffekt begrenzt bleiben. Ein von der EU vorgeschlagenes CO₂-Grenzausgleichssystem (z.B. Klimazölle) würde wohl entsprechende Gegenmaßnahmen betroffener Staaten (USA, China) nach sich ziehen. Hier gibt es leider keine einfachen Lösungen, selbst wenn die neue US-Administration ihre Klimaschutzziele verschärft hat.

Der Weg Richtung Klimaneutralität durch Verzicht wird gesellschaftlich nicht akzeptiert werden. Eine zu strenge Klimaschutzpolitik, die über hohe Energiepreise oder Gebote und Verbote stark in den Alltag der Menschen eingreifen würde bzw. die industrielle Basis eines Landes schleichend untergrübe, birgt die große Gefahr, dass politische Ränder gestärkt werden. Hier existieren Zielkonflikte. Dieses Risiko zeigt sich bereits in der politischen Debatte seit der Verschärfung des deutschen Klimaschutzgesetzes. Es wird ein Spagat für die Politik, diese gesellschaftlichen Spannungen nicht zu groß werden lassen. Wer zu ambitionierte Ziele setzt, weckt Erwartungen, die leicht enttäuscht werden können. Daher muss die energie- und klimapolitische Kommunikation verbessert werden. Eine sachliche Gegenüberstellung des Wünschenswerten und dem wahrscheinlich Machbaren ist angezeigt. Beides müssen keine statischen Größen sein, sondern sie können und werden sich im Zeitablauf ändern.

Eric Heymann (+49 69 910-31730, eric.heyman@db.com)



Deutschland-Monitor

In der Reihe „Deutschland-Monitor“ greifen wir politische und strukturelle Themen mit großer Bedeutung für Deutschland auf. Darunter fallen die Kommentierung von Wahlen und politischen Weichenstellungen sowie Technologie- und Branchenthemen, aber auch makroökonomische Themen, die über konjunkturelle Fragestellungen – die im Ausblick Deutschland behandelt werden – hinausgehen.

Unsere Publikationen finden Sie unentgeltlich auf unserer Internetseite www.dbresearch.de. Dort können Sie sich auch als regelmäßiger Empfänger unserer Publikationen per E-Mail eintragen.

Für die Print-Version wenden Sie sich bitte an:

Deutsche Bank Research
Marketing
60262 Frankfurt am Main
Fax: +49 69 910-31877
E-Mail: marketing.dbr@db.com

Schneller via E-Mail:
marketing.dbr@db.com

- ▶ Klimapolitische Ansprüche
treffen auf energiewirtschaftliche Hürden 7. Juni 2021
- ▶ Deutscher Büromarkt: Traditionelles Büro
bleibt Dreh- und Angelpunkt der Wirtschaft 2. Juni 2021
- ▶ Was bewegt die Wähler im September:
Post-Corona-Aufschwung oder Dürresommer? 7. Mai 2021
- ▶ Deutschland in der nächsten Dekade:
Ambitionen und Potenziale 24. März 2021
- ▶ Ausblick auf den deutschen Wohnungsmarkt 2021 ff.:
Hauspreiszyklus könnte im Jahr 2024 enden 8. März 2021
- ▶ Abbau des Konsumstaus wird im Sommer:
zum Wachstumstreiber 3. März 2021
- ▶ Zukunft des Automobilstandorts Deutschland:
Detroit lässt grüßen 19. Januar 2021

© Copyright 2021. Deutsche Bank AG, Deutsche Bank Research, 60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis zur Erbringung von Bankgeschäften und Finanzdienstleistungen verfügt und unter der Aufsicht der Europäischen Zentralbank (EZB) und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) steht. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Filiale London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die von der UK Prudential Regulation Authority (PRA) zugelassen wurde und der eingeschränkten Aufsicht der Financial Conduct Authority (FCA) (unter der Nummer 150018) sowie der PRA unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Inc. genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.

Druck: HST Offsetdruck Schadt & Tetzlaff GbR, Dieburg

ISSN (Print): 2511-1663