

Das Ende des Ölzeitalters in Deutschland

Knut Kübler

2019 wird vielleicht als das Jahr in die Geschichte eingehen, in dem der entscheidende Schritt zu einer Umsetzung der so viel beschworenen „Energiewende“ vollzogen wird. Nach den Entscheidungen zum Ausstieg aus der Kohle könnte es jetzt – geradewegs und ohne weitere Umschweife – in das Energieparadies gehen, d.h. in das Zeitalter von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien. Alle, die den Versprechungen der Bundesregierung glauben, haben jetzt Planungssicherheit. Die Energiebilanz 2050 steht amtlich fest, zur Deckung des Primärenergiebedarfs 2050 sollen praktisch nur noch erneuerbare Energien und Erdgas eingesetzt werden. Damit ist das Ende des Ölzeitalters in Deutschland festgelegt.

Die Energiepolitik der Bundesregierung stützt sich programmatisch auf drei Elemente. An erster Stelle steht das Energiekonzept, das die Bundesregierung am 28.09.2010 verabschiedet hat [1]. Das Energiekonzept gilt gemeinhin als „Mutter der Energiewende“ und zielte seinerzeit auf eine Verlängerung der Laufzeit für Kernkraftwerke. Darüber hinaus und viel wichtiger aber auch auf einen grundlegenden Umbau der Energieversorgung in Deutschland [2]. An zweiter Stelle steht die Entscheidung der Bundesregierung vom 06.06.2011 nach dem Unfall in Fukushima auf die Kernenergie zu verzichten. Damals wurde beschlossen, bis spätestens 2022 alle Reaktoren in Deutschland vom Netz zu nehmen. An dritter Stelle steht der „Klimaschutzplan 2050“, den die Bundesregierung am 14.11.2016 verabschiedet hat [3]. Der „Klimaschutzplan 2050“ strebt eine Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft an.

Die Bundesregierung ist gegenwärtig mit einem weiteren Baustein der „Energiewende“ befasst. Gemeint ist die Umsetzung der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ [4]. Die Kommission hatte in ihrem Bericht 2019 ein Ende der Kohleverstromung in Deutschland bis 2038 vorgeschlagen. Es ist davon auszugehen, dass die Bundesregierung dieser Empfehlung folgen wird. Vermutlich ist nicht allen geläufig, dass nunmehr – im Zusammenspiel mit anderen politischen Vorgaben – die Energiebilanz Deutschlands für 2050 amtlich festgelegt ist und damit auch über das Ende des Ölzeitalters in Deutschland entschieden wurde. Es lohnt sich, dieser Perspektive und den damit zusammenhängenden Konsequenzen nachzuspüren.

Von der Intuition zur Mathematik

Auch wer sich nicht ständig mit der Energiepolitik beschäftigt, hat intuitiv eine gewisse



Wenn man die Gesetze der Mathematik respektiert und die Vorgaben der Bundesregierung für bare Münze nimmt, muss man zwangsläufig davon ausgehen, dass die Politik bis 2050 das Ende des Ölzeitalters in Deutschland anstrebt
Bild: Adobe Stock

Vorstellung von dem, was sich hinter dem Projekt „Energiewende“ verbirgt. Allgemein gesagt: Es geht darum, den Energieverbrauch in Deutschland zu reduzieren und die Struktur der Energieträger in Richtung eines höheren Anteils von erneuerbaren Energien zu verändern. Auf diesem Wege will Deutschland einen Beitrag zum Schutz der Erdatmosphäre leisten. So weit, so gut. Was nun aber genau mit der „Energiewende“ verbunden ist, versteht man besser, wenn man die Mathematik ins Spiel bringt.

Die Möglichkeit, eine Politik mit den Gesetzen der Mathematik zu konfrontieren, kommt nicht oft vor. Aus gutem Grund. Kluge Politiker wissen, wie schnell sich die Welt ändert und scheuen daher eher davor zurück, sich an feste Zahlen zu binden. Zu groß ist die Gefahr, in ständige und belastende Glaubwürdigkeits-

debatten verwickelt zu werden. Umso bemerkenswerter ist es, dass sich die Energiepolitik in Deutschland seit einigen Jahren zu einem überaus attraktiven Spielfeld für Mathematiker entwickelt hat.

Ursache dafür ist die Entscheidung der Bundesregierung, die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland durch eine Vielzahl von quantitativen Vorgaben festzulegen. Damit bieten sich unter der Überschrift „Energiepolitik und Mathematik“ viele interessante Untersuchungen zu den wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Systemzusammenhängen an. Es ist hier nicht der Raum, das im Einzelnen zu vertiefen. Hier soll es nur darum gehen, das Prinzip solcher Analysen zu verdeutlichen und exemplarisch vorzuführen, wie die Bundesregierung durch ihre Vorgaben die Energiebilanz in Deutschland für 2050 festgelegt hat.

Mit dem Energiekonzept zur „amtlichen Energiebilanz 2050“

Um die Dinge übersichtlich zu halten, erfolgt die Analyse in sechs Schritten. Darüber hinaus wird der Rechenvorgang bewusst kleinteilig vorgestellt. Das dient der Transparenz und soll eigene Einschätzungen möglich machen. Eilige Leser, die an diesen Details kein Interesse haben, können die Hinweise ohne großen Verlust überschlagen. Sie brauchen nur der Übertragung der Ergebnisse in die Energie- bzw. Emissionsbilanz zu folgen (Tab. 1 und 2).

Schritt I „Festlegung des Primärenergieverbrauchs 2050“

Die Bundesregierung nennt im Energiekonzept das Ziel, den Primärenergieverbrauch Deutschlands bis 2050 um 50 % gegenüber 2008 zu senken. In 2008 betrug der Primärenergieverbrauch 14.380 PJ. Demnach gilt als Vorgabe für den zulässigen Primärenergieverbrauch Deutschlands in 2050 ein Wert von 7.190 PJ ($7.190 \text{ PJ} = 14.380 \text{ PJ} \cdot 0,5$).

Schritt II „Beitrag von Kernenergie und Kohle 2050“

Nach den politischen Entscheidungen in 2011 (Kernenergieausstieg) und 2019 (Kohleausstieg) sind die Beiträge in der Primärenergiebilanz für Kernenergie und Kohle in 2050 mit Null anzusetzen.

Schritt III „Beitrag der erneuerbaren Energien 2050“

Das Energiekonzept nennt als Ziel für den Ausbau der erneuerbaren Energien für 2050 einen Anteil von 60 % am Bruttoendenergieverbrauch. Bezogen auf den Primärenergieverbrauch entspricht das einem Wert von rd. 51% [5]. Da der Primärenergieverbrauch in 2050 mit 7.190 PJ festliegt, kann man in die Energiebilanz für die erneuerbaren Energien einen Wert von 3.667 PJ eintragen ($3.667 \text{ PJ} = 7.190 \text{ PJ} \cdot 0,51$).

Schritt IV „Restrechnung für Mineralöl und Erdgas 2050“

Nachdem die Beiträge für Kernenergie, Kohle und erneuerbare Energien festliegen, stehen jetzt zur Deckung des ja bereits vorgegebenen

Primärenergieverbrauchs in Höhe von 7.190 PJ nur noch die Energieträger Mineralöl und Erdgas zur Verfügung. Durch Differenzbildung kann man diesen Wert ermitteln. Er beläuft sich auf 3.523 PJ ($3.523 \text{ PJ} = 7.190 \text{ PJ} - 3.667 \text{ PJ}$).

Schritt V „Vorgabe eines CO₂-Limits für 2050“

Im Energiekonzept wird für 2050 das Ziel vorgegeben, die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 80 bis 95 % zu vermindern. Es ist gerechtfertigt, dieses Ziel auf die energiebedingten CO₂-Emissionen zu übertragen. In 1990 betragen die energiebedingten CO₂-Emissionen 986 Mio. t. Unterstellt man ein Minderungsziel von 80 % ergibt sich damit ein CO₂-Limit für 2050 in Höhe von 197,2 Mio. t. ($197,2 \text{ Mio. t CO}_2 = 986 \text{ Mio. t CO}_2 \cdot 0,2$).

Schritt VI „Festlegung der Beiträge Mineralöl und Erdgas 2050“

Da wir nach „Schritt V“ wissen, wie groß die CO₂-Emissionen für die verbliebenen fossilen Energieträger Mineralöl und Erdgas maximal ausfallen dürfen (197,2 Mio. t CO₂) und auch die CO₂-Emissionen pro Einheit Primärenergie bekannt sind (Mineralöl: 0,0733 Mio. t CO₂/PJ bzw. Erdgas: 0,0559 Mio. t CO₂/PJ; Quelle [6]) kann man durch Rückrechnung die von der Politik vorgesehenen Beiträge für Mineralöl und Erdgas exakt bestimmen. Für die Energiebilanz 2050 gelten folgende Werte: Mineralöl 14,9 PJ und Erdgas 3.508,2 PJ [7].

Zur besseren Übersicht sind die Ergebnisse noch einmal in den Tabellen 1 und 2 zusammengefasst. Ein Blick auf diese Zahlen lohnt, weil man dann besser versteht, dass es für den Fall einer CO₂-Reduktion um 80 % (und bei Beachtung der sonstigen Voraussetzungen) für Mineralöl praktisch keinen Platz mehr in der Energiebilanz gibt. Ursache dafür ist der relativ hohe CO₂-Emissionsfaktors von Öl. Und man sieht auch, dass deutlich mehr Erdgas als heute eingesetzt werden muss, um gemeinsam mit dem politisch vorgegebenen Einsatz der erneuerbaren Energien den in 2050 als notwendig erachteten Energieverbrauch decken zu können.

Politische Einordnung

Energiepolitik in Deutschland ist zu einer komplizierten Angelegenheit geworden. Man kann gut nachvollziehen, dass sich der eine oder andere immer wieder über die energiepolitischen Papiere der Bundesregierung beugt und rätselt, welche Schlussfolgerungen man vernünftigerweise ziehen sollte. Manches erschließt sich nach längerem Grübeln, manches erst im Zuge von Berechnungen. Leser, die bis hierher durchgehalten haben, verstehen jetzt: Wenn man die Gesetze der Mathematik respektiert und die Vorgaben der Bundesregierung für bare Münze nimmt, muss man bei seinen Planungen zwangsläufig davon ausgehen, dass die Politik bis 2050 das Ende des Ölzeitalter in Deutschland anstrebt.

Sicherheitshalber sei an dieser Stelle hinzugefügt, dass neue klimapolitische Ansätze

Tab. 1: Primärenergieverbrauch in Deutschland (in PJ)

	2010	2018	2050	2010/2050 in %
Steinkohle	1.714	1.301	0	minus 100 %
Braunkohle	1.512	1.479	0	minus 100 %
Kernenergie	1.533	830	0	minus 100 %
Mineralöl	4.684	4.395	14,9	minus 99,7 %
Erdgas	3.171	3.034	3.508,2	plus 10,6 %
Erneuerbare	1.605	1.861	13.666,9	plus 128,5 %
Summe	14.217	12.900	7.190,0	minus 50 %

Tab. 2: CO₂-Emissionsbilanz 2050

	Primärenergie (PJ)	Faktor (Mio. t CO ₂ /PJ)	Emissionen (Mio. t CO ₂)
Mineralöl	14,9	0,0733	1,09
Erdgas	3.508,2	0,0559	196,11
Summe	3.523,1		197,2

und Maßnahmen durchaus andere Ergebnisse möglich machen könnten. Zu denken wäre vor allem an den Einsatz von Technologien zur Abtrennung und Speicherung von CO₂ oder die Nutzung von sog. CO₂-Kompensationsmodellen, denen heute eine immer größere Bedeutung beigemessen wird. Auch Importe von erneuerbarem Strom wären eine Option. Von solchen weiterführenden Ansätzen ist gelegentlich die Rede. Es gibt aber keine entsprechenden Entscheidungen der Politik; im Gegenteil, der Einsatz von Technologien zur Abtrennung und Speicherung von CO₂ wird klar abgelehnt.

Der Ausstieg aus der Kernenergie war eine schwierige Geburt. Der angestrebte Ausstieg aus der Kohle wird kein Spaziergang. Man braucht nicht viel Phantasie, um vorauszusehen, dass der Ausstieg aus dem Mineralöl noch schwieriger und kostspieliger werden dürfte. Mineralöl trägt heute mit gut 35 % die Hauptlast des Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Wer über Voraussetzungen und Konsequenzen eines nahezu vollständigen Verzichts auf Mineralöl innerhalb von 30 Jahren nachdenken will, sollte insbesondere beachten, dass es heute zu Öl keine naheliegenden Alternativen gibt (vgl. Abb. 1). Wichtig ist auch die Tatsache, dass mit dem Ölverbrauch erhebliche Steuereinnahmen verbunden sind, die künftig entfallen würden (Aufkommen 2018:

40,9 Mrd. €, davon Kraftstoffe 36,8 Mrd. €). Und so ist es eigentlich erstaunlich, dass über diesen Teil der „Energiewende“ kaum gesprochen wird. Oder hat man in der öffentlichen Debatte schon einmal etwas vom „Ende des Ölzeitalters in Deutschland“ gehört?

Mit dem Klimaschutzgesetz zur „amtlichen Energiebilanz 2050“

Der bisherige Gedankengang öffnet den Blick auf eine weitere Überlegung. Anfang 2019 hat das BMU einen sog. „Referentenentwurf für ein Bundes-Klimaschutzgesetz“ vorgelegt [8]. Dort wird als Ziel vorgegeben, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 95 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Damit ergibt sich gegenüber dem Energiekonzept 2010 eine wichtige Veränderung. Dort war ja noch die Rede von einer Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 in einer Bandbreite von 80 % bis 95 % gegenüber 1990. Was bedeutet diese angestrebte Verschärfung der Klimaschutzpolitik?

Um die sich aus dem Klimaschutzgesetz ergebende „amtliche Energiebilanz 2050“ zu ermitteln, muss man die oben erläuterten Rechnungen einfach wiederholen. Das ist schnell gemacht, denn man kann die Ergebnisse für die Schritte I bis IV direkt übernehmen:

■ **Schritt I „Festlegung des Primärenergieverbrauchs 2050“:** Der Primärenergieverbrauch 2050 liegt bei 7.190 PJ.

■ **Schritt II „Beitrag von Kernenergie und Kohle 2050“:** Für Kernenergie und Kohle ist der Beitrag in 2050 mit Null anzusetzen.

■ **Schritt III „Beitrag der erneuerbaren Energien 2050“:** Der Beitrag für die erneuerbaren Energien liegt bei 3.667 PJ.

■ **Schritt IV „Restrechnung für Mineralöl und Erdgas 2050“:** Für die Energieträger Mineralöl und Erdgas ergibt sich in der Summe ein möglicher Beitrag von 3.523 PJ.

■ **Schritt V „Vorgabe eines CO₂-Limits für 2050“:** Bei Schritt V muss man neu ansetzen. In 1990 betrug die energiebedingten CO₂-Emissionen 986 Mio. t. Das Klimaschutzgesetz nennt als Ziel eine Minderung von 95 % und damit ergibt sich ein neues CO₂-Limit für 2050. Es liegt bei 49,3 Mio. t ($49,3 \text{ Mio. t} = 986 * 0,05$).

■ **Schritt VI „Festlegung der Beiträge Mineralöl und Erdgas 2050“:** Jeder kann schnell erkennen, dass die Mathematik unter diesen Bedingungen keine Lösung möglich macht. Bei einem CO₂-Limit von 49,3 Mio. t dürften ja selbst von dem „klimafreundlichen“ Erdgas nur 881,9 PJ eingesetzt werden ($881,9 \text{ PJ} = 49,3 \text{ Mio. t CO}_2 / 0,0559 \text{ Mio. t CO}_2/\text{PJ}$). Das wäre zu wenig, um zusammen mit dem an anderer Stelle bereits vorgegebenen Beitrag für die erneuerbaren Energien (3.667 PJ) den Energiebedarf in 2050 von 7.190 PJ zu decken. Man kann dieser misslichen Konstellation entkommen; allerdings müsste man dazu die Annahmen verändern. Der einfachste Ansatz wäre ein über die bisherige Vorgabe hinausgehender Ausbau der erneuerbaren Energien. So müsste die Bundesregierung für 2050 einen Beitrag der erneuerbaren Energien in Höhe von 6.308 PJ anstreben (2018/2050: plus 239 %).

An dieser Stelle ist auch ein kurzer Hinweis auf die mögliche Stellung des Erdgases in 2050 von Interesse. Oben haben wir ja gelernt, dass Erdgas bei einem CO₂-Minderungsziel von 80 % gegenüber heute noch um einiges zulegen muss, damit der vorgesehene Energiebedarf gedeckt werden kann. Bei einem CO₂-Minderungsziel von 95 % sieht die Welt anders aus. Durch den klimapolitisch notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien wird nicht mehr so viel Erdgas benötigt. Die Konsequenz wären drastische Absatzverluste (Abb. 2). Nach dieser Beispielrechnung ist gut zu verstehen, dass es für die Gasindustrie einen Riesenunterschied machen wird,

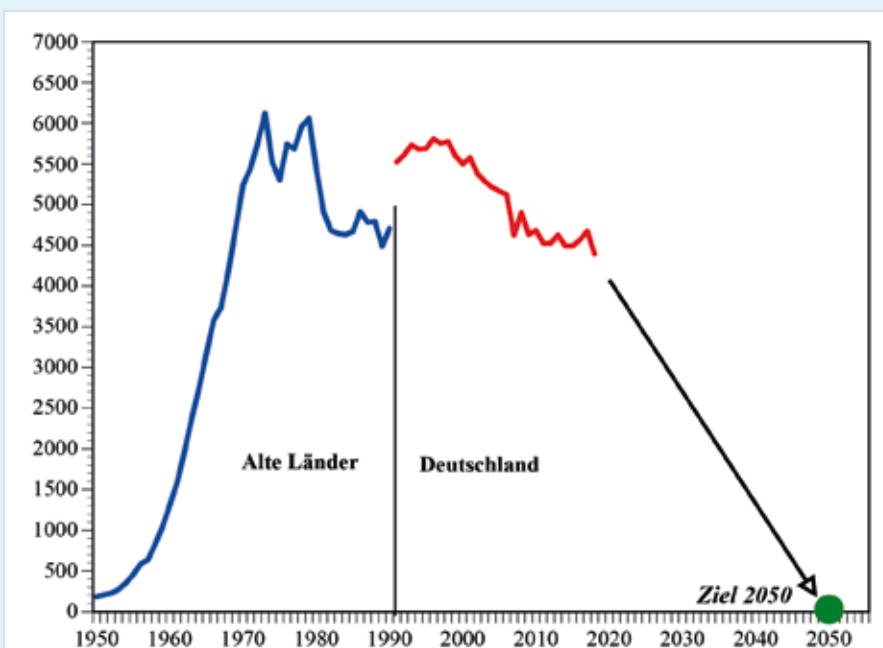


Abb. 1 Primärenergieverbrauch Mineralöl in Deutschland (PJ)

ob die Bundesregierung in der Klimaschutzpolitik mit einem 80 %- oder mit 95 %-Reduktionsziel antritt.

Was lehrt uns diese kleine Erweiterungslektion? Eine Erhöhung des CO₂-Reduktionsziels für 2050 auf 95%, wie es der Entwurf des „Bundes-Klimaschutzgesetzes“ vorsieht, würde das Fundament des Energiekonzepts 2010 ins Rutschen bringen. Um eine Reduktion der CO₂-Emissionen in dieser Höhe sicherzustellen, müsste die Politik das Ausbauziel für die erneuerbaren Energien deutlich höher setzen oder den Energieverbrauch weit über die bisherige Vorgabe einer Halbierung des Primärenergieverbrauchs hinaus absenken.

Genau genommen deutet sich hier die Notwendigkeit für ein grundlegend überarbeitetes Energieprogramm an. Zudem zeigen die Berechnungen, dass ein Verzicht auf Kernenergie, auf Kohle, auf Mineralöl und zum Teil auch auf Erdgas mehr bedeutet als nur ein Umbau der Energieversorgung. Immer deutlicher zu erkennen ist, dass der Klimaschutz grundlegende und weit reichende Veränderungen unseres Wirtschafts- und Gesellschaftssystems notwendig macht. Wer hierzu mehr erfahren will, kann das in einer dazu für das BMWi erstellten Studie nachlesen [9]. Bemerkenswert ist hier vor allem das Ergebnis, zu dem die Autoren in ihrer Schlussabwägung von Kosten und Nutzen einer solchen Klimaschutzpolitik kommen: „Für eine 95 %-Reduktion von Treibhausgasemissionen ist

ein gemeinsames europäisches, letztlich weltweites Vorgehen zwingend notwendig“.

Was also bleibt zum Schluss an Erkenntnissen?

Die hier vorgeführten Systemrechnungen sind im Grunde simpel, aber eben doch abstrakt und nicht so einfach nachvollziehbar. Vernünftigerweise wird man kaum erwarten können, dass die „große Politik“ von solchen Rechenübungen Kenntnis nehmen wird. Auch das Interesse der „breiten Öffentlichkeit“ dürfte begrenzt sein. Und wer kein Vertrauen in die Versprechungen der Politik hat, wird den Text vermutlich ohnehin als bedeutungslos zur Seite legen. Was also bleibt zum Schluss an Erkenntnissen?

Zunächst muss man akzeptieren, dass die Politik sich in den letzten Jahren daran gewöhnt hat, ihre Vorstellungen zur Zukunft der Energieversorgung durch quantitative Vorgaben deutlich zu machen. Sie folgte damit dem Zeitgeist. Allerdings, auch wenn die Ziele wieder und wieder beschworen wurden, so waren sie doch letztlich immer unverbindlich. Nun weiß jeder, der die Energiegeschichte Deutschlands kennt, dass nahezu alle quantitativen Vorgaben der Bundesregierung zur Energiezukunft Deutschlands mehr oder weniger deutlich verfehlt wurden, nicht nur in den letzten zehn Jahren, sondern in den letzten 40 (!) Jahren. Das gilt für die Vorgaben zur Kernenergie, für die Plandaten zur Förderung und Absatz der heimischen Steinkohle, für

die Ziele bei Energieeffizienz und Energieeinsparung, für eine Begrenzung von Strompreiserhöhungen, für den Ausbau der Elektromobilität und natürlich auch für die Reduktion von Treibhausgasemissionen.

Einzig auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien wurden die politisch gesetzten Ziele erreicht bzw. sogar übertroffen. Dieser Erfolg liegt aber weniger an einer glücklichen Hand bei der Festlegung von Zielen sondern in entscheidender Weise an dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem damit verbundenen Einsatz von gewaltigen Finanzmitteln. Das EEG ist wohl das überzeugendste Beispiel, was man alles erreichen kann, wenn man viel Geld in die Hand nimmt [10].

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen und Erfahrungen bekommt man ein besseres Verständnis für neue Überlegungen und Ansätze in der Energiepolitik. Denn es wird ja immer deutlicher, dass die von der Bundesregierung über Jahre vorgetragene und in der Öffentlichkeit mehr oder minder tief verankerte „große politische Vision einer Energiewende“ nicht so richtig mit dem Alltag in Übereinstimmung gebracht werden kann. Genauer gesagt: Viele wollen die Energiewende, aber nicht die Konsequenzen, von dem, was sie wollen! Da die Politik mit der Vorgabe unverbindlicher Ziele mehr oder minder gescheitert ist, erscheint es nur konsequent, wenn jetzt daran gedacht wird, Klimaschutzziele mit rechtlich verbindlichen Auflagen zu verbinden. Viele hoffen, dass es mit Gesetzen möglich wird, der Energiewende in Deutschland neue Impulse zu geben.

Chancen und Risiken verbindlicher Klimaschutzziele

Die Debatte dazu steht sicher noch ganz am Anfang. Gleichwohl kann man schon einige Überlegungen zu Chancen und Risiken eines solchen Vorhabens anstellen. Wo liegen die Chancen? Die Chancen bestehen darin, dass man sich jetzt nicht mehr lange mit dem Wirrwarr einer Vielzahl von Zielen für einzelne Teilbereiche des Energiesystems aufhalten muss (und den sich daraus oft zwangsläufig ergebenden Konflikten mit der Mathematik), sondern sich ganz auf den Schutz der Erdatmosphäre und die dazu notwendigen Maßnahmen konzentrieren kann. Der Zwang, sich der „Ordnung des Rechts“ zu beugen, wird vermutlich auch dazu führen, dass die Politik sich noch sehr viel mehr als bisher dar-

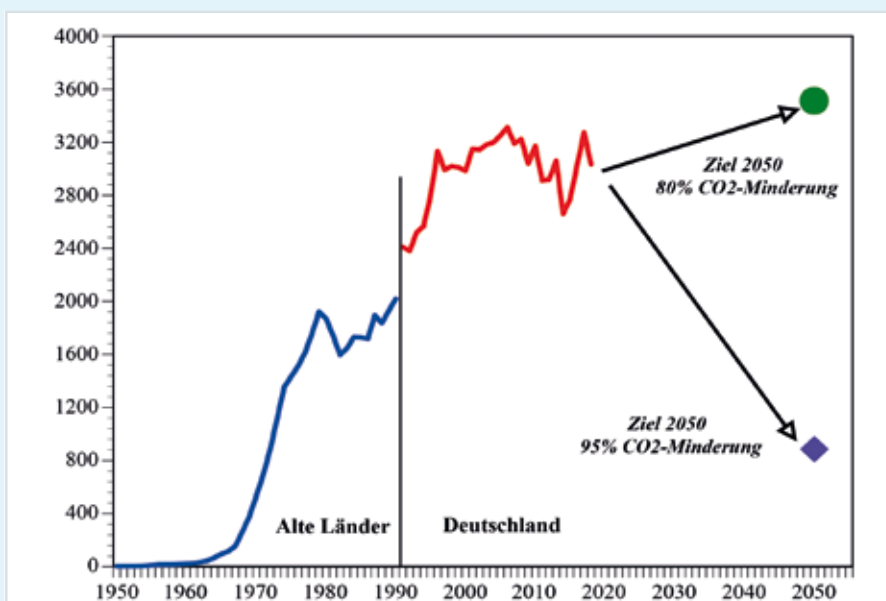


Abb. 2 Primärenergieverbrauch Erdgas in Deutschland (PJ)

um bemühen wird, pragmatische und kosteneffiziente Lösungen zu finden, etwa in Gestalt einer finanziellen Belastung der Verbrennung von Kohlenstoff. Darin liegt auch eine gewisse Hoffnung für mehr Akzeptanz in der Bevölkerung, die im Zuge des Umbaus der Energieversorgung kaum zu vermeidenden Einschränkungen und Belastungen hinzunehmen.

Wo liegen die Risiken? Das Hauptrisiko besteht wohl darin, dass die Politik am Ende auch mit einem Ansatz rechtlich verbindlicher Ziele scheitert. Dass die Bundesregierung unverbindliche Versprechungen nicht einhält, daran hat sich die Bevölkerung in Deutschland gewöhnt. Das stört heute keinen großen Geist. Wenn aber Gesetze zum Schutz der Erdatmosphäre nicht eingehalten werden, besteht die Gefahr, dass das Vertrauen der Bürger in das Recht und seine Institutionen ganz grundsätzlich erschüttert wird. Das hätte kaum zu übersehende Konsequenzen. Diese Perspektive erinnert an eine Beobachtung des Schriftstellers und Kinderbuchautors Erich Kästner, der einmal gesagt hat: „Je üppiger die Pläne blühen, umso verwickelter wird die Tat. Man nimmt sich vor, sich zu bemühen, und

schließlich hat man den Salat“. Kurzum: Er bringt das Gesetz nicht das, was für den Schutz der Erdatmosphäre notwendig ist und was alle von ihm erwarten, ja – dann hat man den Salat.

Anmerkungen

[1] BMWi, BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin 28.09.2010.

[2] Kübler, K.: Der lange Schatten des Energiekonzepts und die nächste Etappe der Energiewende, in: „et“, 68. Jg. (2018), Heft 11, S. 31-35.

[3] BMU: Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung, Berlin 2016.

[4] BMWi: Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht, Berlin, Januar 2019.

[5] Der Bruttoendenergieverbrauch ist eine Größe, die außerhalb der traditionellen Energiestatistik bereitgestellt wird. Ihr Ausweis erfolgt auf der Basis von Vorgaben einer EU-Richtlinie. Im System der Energiebilanz erfasst der Bruttoendenergieverbrauch den herkömmlichen Endenergieverbrauch plus den in der Energiewirtschaft anfallenden Eigenverbrauch sowie die bei Verteilung und Übertragung anfallenden Transport- und Leitungsverluste. Eine Übertragung des Zielwertes für

den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch in 2050 von 60 % auf den korrespondierenden Anteil am Primärenergieverbrauch setzt zahlreiche Annahmen voraus. Der hier gewählte Wert von 51 % ist als plausible Setzung zu verstehen.

[6] Bundesumweltamt: CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, 2016.

[7] Wer nachrechnen will, nutze folgende Gleichungen: (1) PEVÖl + PEVGas = 3.523 PJ; (2) CO₂Öl + CO₂Gas = 197,2 Mio. t; (3) CO₂Öl = 0,0733 * PEVÖl;

(4) CO₂Gas = 0,0559 * PEVGas.

[8] BMU: Referentenentwurf Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), Berlin 2019.

[9] Fraunhofer ISI u.a.: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 10a: Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95 % bis 2050, Studie im Auftrag des BMWi, Karlsruhe 2017.

[10] Nicht immer wird in der öffentlichen Debatte klar, dass sich die Belastungen der Stromverbraucher durch das EEG von 2000 bis 2017 auf einen Betrag von rd. 141 Mrd. € belaufen (Quelle: BMWi: EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2019, Berlin 2018).

Dr. K. Kübler, Rheinbach
kmku@web.de

Save the Date!

FNN-KONGRESS Netze 2019

4. und 5. Dezember 2019 | Nürnberg

Jetzt informieren und anmelden:
www.fnn-kongress-netze.de

The graphic illustrates a network of energy and digitalization concepts. At the top, a network diagram connects four main nodes: 'E-Mobilität', 'Digitalisierung', 'Innovation', and 'Steuerung'. Below this, a landscape scene includes a wind turbine, a car, a family silhouette, and a house with solar panels. The logo 'EW Medien und Kongresse' is in the bottom left, and 'VDE FNN' is in the bottom right.

Unilaterale US-Sanktionen gegen Russland und die europäische Energieversorgung

Sascha Lohmann und Kirsten Westphal

Seit Beginn der russischen Militärintervention in der Ukraine Anfang 2014 trägt die US-Regierung die geopolitische Auseinandersetzung mit der Russischen Föderation überwiegend mit unilateralen Wirtschaftssanktionen aus. Unter der Obama-Administration richteten sich die US-Sanktionen zunächst auf die langfristige russische Erdöl- und Erdgasexploration sowie -extraktion. Seit Mitte 2017 rücken zudem die laufenden Energieexporte ins Visier. Diese maßgeblich vom Kongress betriebene Entwicklung bedroht die Energiesicherheit in der EU im Sinne eines wettbewerbsfähigen, optional nachfragbaren und stabilen Angebots. Der Öl- und Gasboom im eigenen Land reduziert die wirtschaftliche Abhängigkeit vom Energiemarkt und vergrößert den politischen Handlungsspielraum. Welche Auswirkungen haben die Sanktionen auf den russischen Energiesektor und welche Folgen ergeben sich daraus für die europäische Energieversorgung?

Unilaterale Sanktionen als vorrangiges Mittel der US-Russland-Politik

Als Reaktion auf die völkerrechtswidrige Eingliederung der Schwarzmeerhalbinsel Krim in die Russische Föderation und auf die Moskauer Destabilisierungspolitik in der Ostukraine verhängte die US-Regierung ab März 2014 umfangreiche Wirtschaftssanktionen. Neben einer verschärften Exportkontrolle für Dual-Use- und militärische Güter, Technologie und Dienstleistungen durch das US-Handels- und Außenministerium begann das Office of Foreign Assets Control (OFAC) im US-Finanzministerium damit, natürliche und juristische russische Personen als Specially Designated Nationals (SDN) and Blocked Persons zu listen. In der Folge werden die unter US-Jurisdiktion befindlichen Vermögenswerte der Betroffenen eingefroren. Zudem wird es natürlichen und juristischen US-Personen untersagt, mit diesen sog. SDN in Geschäftsbeziehung zu treten.

Darüber hinaus zielte der Erlass neuartiger, sog. sektoraler Sanktionen darauf, die Kosten für die langfristige Entwicklung der russischen Volkswirtschaft in die Höhe zu treiben. Zu diesem Zweck setzte das OFAC russische Unternehmen aus dem Finanz-, Rüstungs- und Energiesektor auf eine Sectoral Sanctions Identification (SSI)-Liste. Dadurch wird die Vergabe von Krediten durch natürliche und juristische US-Personen zeitlich wie folgt eingeschränkt: für gelistete russische Finanzinstitute darf die Laufzeit nicht mehr als 14 Tage betragen (Direktive 1), für russische Energieunternehmen nicht mehr als 60 Tage (Direktive 2) und für russische



Die US-Sanktionen gegen Russland treffen die europäische Energiesicherheit

Bild: Adobe Stock

Rüstungsunternehmen nicht mehr als 30 Tage (Direktive 3). Schließlich ist es natürlichen und juristischen US-Personen untersagt, sich an der Exploration und Förderung von Erdöl in arktischen Gewässern, in der Tiefsee und in Schieferformationen zu beteiligen (Direktive 4).

Im Gegensatz zu den als SDN gelisteten natürlichen und juristischen Personen können diejenigen, die auf die SSI-Liste geführt wurden, über ihre unter US-Jurisdiktion fallenden Vermögenswerte weiterhin frei verfügen. Auch können natürliche und juristische US-Personen weiterhin mit diesen in jedwede anderweitige Geschäftsbeziehung treten. Diese Transaktionsverbote mit SDN

und SSI sind mit zivilen und strafrechtlichen Folgen bewehrt und erstrecken sich auch auf solche Unternehmen, die sich zu mehr als 50 % entweder im Besitz von gelisteten russischen Einzelpersonen, Organisationen oder Einrichtungen befinden oder von diesen kontrolliert werden.

Beim Einsatz dieser unilateralen Sanktionen gegen einen der größten Energieexporteure ging die Obama-Administration äußerst behutsam und in enger Abstimmung mit ihren europäischen Verbündeten vor. Aus Rücksicht auf die europäische Abhängigkeit von russischen Energieimporten blieben die laufende Förderung und die Exporte von russischem Öl und Erdgas von den US-Sanktionen

ausgenommen. Stattdessen lag deren Fokus auf der langfristigen Erschließung und Ausbeutung der Erdölvorkommen in den arktischen Gewässern und der Tiefsee sowie von Schieferöl.

Seit dem Amtsantritt von Präsident Trump arbeitet eine überparteiliche Mehrheit im Kongress daran, die bestehenden Sanktionen auch auf die laufenden russischen Energieexporte auszuweiten. Diese Bemühungen gipfelten im August 2017 zunächst in der Verabschiedung des Countering America's Adversaries Through Sanctions Act of 2017 (CAATSA). Damit verpflichtete der Kongress die Administration zu einer härteren Gangart bei der Umsetzung von Sanktionen und schränkte zugleich den Spielraum des Präsidenten für mögliche Erleichterungen ein. Große Befürchtungen in Europa weckte Absatz 232 des CAATSA, der es dem Präsidenten ermöglicht, solche natürlichen und juristischen Personen vom lukrativen US-Markt auszuschließen, die in Bau, Instandhaltung, Modernisierung und Reparatur von Pipelines für den Öl- und Erdgasexport involviert sind, sofern die Investitionen einmalig mehr als eine Million Dollar oder binnen 12 Monaten 5 Mio. US\$ betragen – eine bei Kapitaleinsätzen im Energiesektor schnell erreichte Größenordnung.

Die Liste der Pipelines, die von dieser Strafmaßnahme potenziell betroffen wären, umfasst neben der bestehenden Ostseegasleitung Nord Stream sowie der Blue Stream und der Turkish Stream, die beide durch das Schwarze Meer in die Türkei führen, auch die politisch umstrittene Nord Stream 2 sowie jene Leitungen, die durch Weißrussland und Polen oder paradoxerweise sogar durch die Ukraine verlaufen. Schließlich könnten auch Zuleitungen für Exportterminals von LNG betroffen sein, die Europa und Asien beliefern sollen. Zwar hatte das US-Außenministerium Ende Oktober 2017 klargestellt, dass vor dem 02.08.2017 begonnene Pipelineprojekte, einschließlich der bis dahin getätigten Investitionen, von möglichen in Absatz 235 aufgelisteten Sanktionen nicht betroffen sein würden. Gleichwohl bietet die dazu veröffentlichte Leitlinie (Guidance) lediglich eine Orientierungshilfe, die die US-Administration rechtlich jederzeit ändern könnte.

Dass es zu einer härteren Gangart gegenüber russischen Energieexporten kommt, ist nach den Zwischenwahlen im November 2018 wahrscheinlicher geworden. Im Kongress kursieren bereits mehrere von Demokraten und Republikanern teilweise gemeinsam eingebrachte Entwürfe wie der Defending American Security from Kremlin Aggression Act of 2019 (DASKA) und der Defending Elections from Threats by Establishing Redlines Act of 2019 (DETER). Diese Gesetzesvorlagen sehen u.a. vor, wichtige russische Banken als SDN zu listen, der russischen Regierung Zugang zu westlichen Finanzmärkten zu verwehren sowie natürliche und juristische EU-Personen vom US-Markt auszuschließen, die in Energieprojekte mit russischer Beteiligung investieren oder dafür Güter und Dienstleistungen bereitstellen. Angesichts der breiten und parteiübergreifenden Unterstützung könnte aus diesen und anderen Entwürfen ein entsprechendes Gesetzespaket geschnürt und noch im Verlauf dieses Jahres verabschiedet werden.

Auswirkungen auf den russischen Energiesektor

Vom Rückgang des europäisch-russischen Handels seit 2014 um fast 50 % [1] blieben die Energiebeziehungen wegen der bisherigen Ausrichtung der Sanktionen weitgehend unberührt [2]. So wurde das vom russischen Energiekonzern Novatek angeführte Jamal-LNG-Export Projekt mit einer jährlichen Kapazität von 16,5 Mio. t im arktischen Sabetta realisiert. Das Projekt wurde Ende 2013 lanciert, 2017 begann das Konsortium, an dem auch chinesische Investoren und die französische Total beteiligt sind, mit ersten Exporten. Eine der Lieferungen ging im Januar 2018 auch nach Everett im US-Bundesstaat Massachusetts.

Die auf die künftige Förderung ausgelegten US-Sanktionen führten aber dazu, dass sich Unternehmen von teuren Projekten und der Entwicklung großer neuer Lagerstätten abwandten und sich darauf konzentrierten, die Förderung aus bereits erschlossenen Feldern zu steigern sowie kleine Felder neu zu erschließen [3]. Dadurch konnte die laufende Förderung von Erdöl und Erdgas und deren Ausfuhr noch gesteigert werden. Unmittelbar von den US-Sanktionen betroffen

waren aber u.a. Projekte in der Kara- und der Barentssee sowie im Schwarzen Meer. Außerdem zog sich die britisch-niederländische Shell aus der Offshore-Förderung von Erdgas auf der Insel Sachalin zurück, nachdem das US-Handelsministerium die Unternehmung als Erdölförderprojekt klassifiziert hatte.

Ob Russland das Förderniveau in Zukunft aufrechterhalten kann, ist ungewiss, denn dazu würde auch das sanktionierte hydraulische Fracturing benötigt. Diese Fördertechnik wird sowohl für bereits betriebene Förderstätten (brownfields) als auch für die Entwicklung neuer nicht-konventioneller Vorkommen in der Bazhenov-Formation benötigt. Je länger also die US-Sanktionen fortbestehen, desto schneller und stärker könnte ein Rückgang der russischen Ölförderung einsetzen. Denn die Investitionszyklen liegen mindestens bei 5 bis 7 Jahren, eher, je nach Vorkommen, bei 10 bis 12 Jahren. Das aber heißt, dass nach 2022-2025 ein starker Abfall vor allem der russischen Erdölförderung drohen könnte, mit durchaus nachhaltigen Auswirkungen auf ohnehin sehr volatile Ölmärkte und ein sich verengendes Angebot.

Zu den strukturellen Folgen gehört ferner, dass staatlich dominierte russische Konzerne wie Rosneft und Gazprom vom direkten Rückgriff auf öffentliche Geldmittel profitieren. Sie konnten ihren Anteil an der russischen Förderung und Exploration gegenüber privaten Konkurrenten wie der Lukoil weiter ausbauen, deren Internationalisierung wiederum erschwert wird. Schon dies liegt eigentlich nicht im Interesse der EU und der US-Regierung, aber noch schwerer wiegt, dass die US-Sanktionen für westliche Unternehmen eine große rechtliche Grauzone mit hohen Risiken schaffen, welche die Firmen bei ihrer Kosten-Nutzen-Abwägung für ein Engagement in Russland einpreisen müssen. Hier fallen hauptsächlich die auf den Finanzsektor zielenden Maßnahmen ins Gewicht. Da sich die Energiebeziehungen zwischen den Vereinigten Staaten und Russland stark reduziert haben, sind die Auswirkungen der Sanktionen besonders für Dritte und vor allem für europäische Firmen gravierend. Im Ergebnis wird die Marktposition europäischer Energiefirmen geschwächt und das entstehende Vakuum ermöglicht es

Konkurrenten aus China, Indien, aber auch aus dem Mittleren Osten, ihre Aktivitäten auszuweiten.

Folgen für die europäische Energieversorgung

Die US-Sanktionen treffen die europäische Energiesicherheit und schränken die europäische Handlungsautonomie empfindlich ein. Denn europäische Unternehmen wie etwa Spezialfirmen, die Pipelines auf dem Meeresgrund verlegen, sind oder könnten mit Sanktionen konfrontiert werden. Daher sind nicht nur private Wirtschaftsinteressen berührt, sondern auch für Europa strategisch wichtige Kompetenzen und technische Fähigkeiten und Wissen. Sollte die US-Regierung künftig russische Gasexporte ins Visier nehmen, träfe das den Industriestandort Europa und die Wettbewerbsfähigkeit des Kontinents empfindlich. Nach der europäischen Einigung um die Gasmarkttrichtlinie ist abzuwarten, ob das Nord Stream 2-Projekt mit US-Sekundärsanktionen belegt wird. In einem solchen Fall müsste sich die EU in höherem Maße auf ein Funktionieren des ukrainischen Transitkorridors verlassen und möglicherweise auf andere Anbieter zurückgreifen. Diversifizierung ist also ein Gebot für die Europäer, denn die EU sieht sich angesichts der rapide sinkenden Eigenförderung von Erdgas schon bei stagnierender Nachfrage einem höheren Importbedarf gegenüber als noch bis vor wenigen Jahren angenommen.

Die europäischen Gasabnehmer haben bislang von dem Wettbewerb auf den Gasmärkten profitiert, der infolge des Schiefergasbooms in den USA und der LNG-Schwemme auf den Märkten einsetzte. Dieser Trend wird sich aber kaum linear fortschreiben lassen, nicht nur weil sich dieser Markt zyklisch entwickelt, sondern vor allem, weil sich eine Verschärfung der US-Sanktionen abzeichnet. Im Winter 2018/2019 sind die LNG-Importe nach Europa im Vergleich zu den Vorjahresmonaten um 224 % gestiegen [4], da die LNG-Preise in Asien teilweise unter die europäischen Preise gesunken sind und Exporte nach Europa attraktiver wurden; nicht nur für US-, sondern auch für russisches LNG. Die US-Produzenten müssen u.a. mit Russland um Absatzmärk-

te konkurrieren. An diesem Punkt verstärken sich Konkurrenz und geopolitischer Konflikt.

Sanktionen etwa gegen LNG-Terminals mit russischer Beteiligung würden die Importoptionen der Europäer aus Marktsicht nachteilig berühren, könnten den US-Produzenten jedoch zum Vorteil gereichen. In den USA wächst der Druck, mehr Erdgas zu exportieren. Denn in einigen Förderregionen traten negative Gaspreise auf, da bei anziehendem Ölpreis zu viel Gas als Beiprodukt bei der Erdölförderung anfällt. Schon heute sind in den USA drei Terminals in Betrieb, Sabine Pass, Cove Point und Corpus Christi mit einer Exportkapazität von circa 35 Mrd. m³ jährlich. Weitere Kapazitäten sind in Bau und Planung und 2020 könnte sich die Exportkapazität auf rund 100 Mrd. m³ pro Jahr belaufen, was signifikant über dem deutschen Erdgasverbrauch von gut 80 Mrd. m³ liegt. Darüber hinaus hat die chinesische Regierung im laufenden Handelsstreit mit Washington US-Importe von LNG mit einem 10-prozentigen Strafzoll belegt. Die US-Sanktionen dienen also demnach nicht nur dem erklärten Ziel, die Abhängigkeit der Europäer von russischen Energieimporten zu verringern, sondern leisten auch handfesten wirtschaftlichen Interessen Washingtons Vorschub [5].

Was tun?

In Anbetracht dessen ist eine konzertierte Reaktion der EU vonnöten. Egal, wie Brüssel oder die Mitgliedsländer zu Nord Stream 2 stehen, es sollte eine souveräne Entscheidung der Europäer sein, über ihren Energiebezug zu befinden. Denn nur wenn die Europäer eine einheitliche Antwort gegenüber Washington und Moskau finden, wird sich langfristig die europäische Energieversorgung gewährleisten und die Autonomie der Europäer in diesem wichtigen Politikfeld bewahren lassen.

Konkret empfiehlt sich die zügige Aufnahme aller einschlägigen US-Rechtsgrundlagen in den Annex der EU-Abwehrgesetzgebung. Des Weiteren sollte das Tätigkeitsfeld der europäischen Zweckgesellschaft zur Erleichterung des Zahlungsverkehrs außerhalb des Dollarraums (INSTEX) neben dem Iran auch das Russland-Geschäft mit einbeziehen.

Schließlich sollten die EU und Deutschland selbstbestimmt auch weiterhin auf eine Diversifizierung und höhere LNG-Importe setzen, nicht zuletzt als politisches Signal sowohl an Washington, D.C., als auch an Moskau.

Anmerkungen

[1] Diese Zahl nannte Caroline Vicini, Deputy head of the Delegation of the European Union to the United States, auf einer Podiumsdiskussion im April 2019 in Washington, DC <<https://www.atlanticcouncil.org/blogs/new-atlanticist/congressional-russia-sanction-push-needs-to-maximize-cooperation-with-allies>>.

[2] Bud Coote, *Impact of Sanctions on Russia's Energy Sector*, (Washington, DC: Atlantic Council of the United States, März 2018), S. 4-6.

[3] Tatiana Mitrova, Ekaterina Grushevenko, Artyom Malov, *The Future of Oil Production in Russia: Life under Sanctions* (Moskau: Skolkovo Energy Centre, März 2018).

[4] FNB Gas: *Winterrückblick 2018/2019 der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber*, Berlin, 2019, S.7.

[5] Agnia Grigas, *The New Geopolitics of Natural Gas* (Cambridge: Harvard University Press, 2017), S. 59-94.

Dr. S. Lohmann, Wissenschaftler in der Forschungsgruppe Amerika, Dr. K. Westphal, Wissenschaftlerin in der Forschungsgruppe Globale Fragen, Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) Berlin
sascha.lohmann@swp-berlin.org
kirsten.westphal@swp-berlin.org

Der Artikel ist eine gekürzte und aktualisierte Fassung von Sascha Lohmann und Kirsten Westphal: US-Russland-Politik trifft europäische Energieversorgung. Die Folgen unilateraler Sanktionen und wachsender Marktkonkurrenz, SWP Aktuell/ 2019A1, SWP: Berlin.

Ein Preis für CO₂ nutzt nicht nur dem Klima

Modelle zur Bepreisung von Kohlendioxid haben derzeit Hochkonjunktur. Die Befürworter pochen auf eine besondere Dringlichkeit und fordern die sofortige Einführung. Andere verweisen auf den europäischen Emissionshandel, der gemeinschaftlich erweitert werden könnte. Alle Varianten werfen Fragen hinsichtlich ihrer Lenkungswirkung und der Folgen für Industrie, Verkehr, Wärme sowie die gesamte Volkswirtschaft einschließlich Außenhandel auf. Auch soziale Effekte gilt es, zu berücksichtigen.

Die prominentesten CO₂-Bepreisungskonzepte sind die Besteuerung von CO₂, ein CO₂-Mindestpreis oder die Ausweitung des Emissionshandels auf bisher nicht erfasste Sektoren. Doch vor der Festlegung auf ein Instrument sollte Einigkeit darüber bestehen, welche Wirkungen von der Bepreisung konkret ausgehen sollen. Dann ist sicherzustellen, welches der Instrumente geeignet ist, die gewünschte Wirkung tatsächlich zu erzielen und welche „Nebenwirkungen“ damit einhergehen.

Energiesteuern gibt es seit vielen Jahren in vielfältiger Form. Sie sind entweder als solche direkt erkennbar: Die Mineralölsteuer, die

Erdgassteuer oder die Stromsteuer. Andere Steuern oder Abgaben auf Energie lassen ihren Zweck erst auf den zweiten Blick deutlich werden. Hierzu zählen die Umlage nach dem EEG, die KWK-Umlage, umgelegte Strompreiskompensationen, besondere Anreize für den Netzausbau, Förderabgaben auf die Erdöl- und Erdgasgewinnung, Konzessionsabgaben an die Kommunen oder Erlöse aus der Versteigerung von CO₂-Zertifikaten (siehe Tab.). Alle diese Steuern und Abgaben haben ihre eigene Genese und Ziele.

Das Aufkommen der Energiesteuern hat sich seit 1992 von knapp 36 Mrd. € auf etwa

92 Mrd. € im Jahr 2017 mehr als verdoppelt. Die Mineralölsteuer macht mit 41 Mrd. € etwa die Hälfte des gesamten Steueraufkommens aus dem Energiebereich aus. In der öffentlichen Debatte werden die Energiesteuern zumeist auf diesen Betrag verkürzt. Doch seit dem Jahr 2000 sorgt das EEG für einen drastischen Anstieg der Gesamtsumme. 2017 ist mehr als ein Viertel des Aufkommens von Energiesteuern und -abgaben auf das EEG zurückzuführen. Der drittgrößte Posten ist die Mehrwertsteuer auf die Energiesteuern. Auch die 1999 eingeführte Stromsteuer macht mit knapp 7 Mrd. € einen großen Anteil des Steueraufkommens aus.

Tab.: Energiesteuern und andere Abgaben auf Energie (in Mrd. €)

Quelle: eigene Darstellung

	1992	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Mineralölsteuer insgesamt ¹⁾	28,42	39,44	41,77	39,84	40,04	39,31	39,36	39,76	39,59	40,09	41,02
darunter – Erdgas als Heizstoff	1,25	2,79	5,04	2,60	3,10	2,63	2,56	2,56	2,56	2,44	3,18
Strom ¹⁾		3,36	6,46	6,17	7,25	6,97	7,01	6,64	6,59	6,57	6,94
Erdgas u. Erdöl Förderzins/Förderabgabe	0,11	0,27	0,64	0,68	0,91	0,88	0,82	0,60	0,36	0,24	0,26
Erdölbevorratungsbeitrag ³⁾	0,72	0,48	0,57	0,47	0,32	0,30	0,30	0,29	0,29	0,28	0,29
Konzessionsabgaben (Schätzung) ⁴⁾	1,59	3,16	3,20	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
Kohlepfennig	2,81										
Erneuerbare-Energien- Gesetz ⁵⁾		1,18	4,40	12,34	13,35	14,00	19,80	22,30	21,90	22,70	24,40
KWK-Gesetz ⁶⁾		0,61	0,85	0,39	0,22	0,26	0,34	0,49	0,63	0,60	0,64
Versteigerungserlöse CO₂-Zertifikate ⁷⁾				0,59	0,56	0,18	0,79	0,75	1,11	0,85	1,15
Mehrwertsteuer auf „Energiesteuern“	4,93	7,76	9,26	12,14	12,55	12,41	13,65	14,10	14,04	14,20	14,84
Summe	35,80	56,20	67,20	76,00	78,00	77,50	84,70	87,60	86,80	88,10	91,80

1) Bis 1997 Istwerte aus veröffentlichten Zahlen des BMF/MWV; 1998 bis 2009 DESTATIS - Steuersollbeträge vor Abzug von Steuerentlastungen; ab 2010 Ergebnis des AK „Steuerschätzungen“

2) Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.

3) EBV (2012,2013 eigene Schätzung)

4) Zahlen für 1998 bis 2001 vom Stat. BA; Strom bis 2005 von VDEW, ab 2002 eigene Schätzung; die Aufteilung wurde überschlägig vorgenommen, weil aus dem Statistik-Datenmaterial keine eindeutige Zuordnung auf Strom, Gas und Wasser möglich ist.

5) 1998 - 2002 Stromspeisungsgesetz, danach Jahresabrechnung der ÜNB (www.netztransparenz.de)

6) KWK-G-Mittelfristprognose der ÜNB (www.netztransparenz.de)

7) DEHST Periodischer Bericht

Die steuerliche Belastung von Energie hat bis heute nicht zu erkennbaren Verbrauchsrückgängen geführt, allenfalls begrenzte Lenkungswirkungen bei der Substitution einzelner Energieträger oder Anwendungen gezeigt. Insbesondere im Verkehrssektor sind die Alternativen gering und die Nachfrage daher nicht sehr elastisch. Verzerrungen im Steuer- und Abgabensystem führen zu gegenläufigen Effekten: z.B. fördert das EEG den Ausbau erneuerbarer Energien, verteuert aber Strom unabhängig von der Art der Erzeugung und unabhängig von der sozialen Situation der Verbraucher.

Würden die bisherigen Steuer- und Abgabensätze mit dem CO₂-Gehalt der Energieträger korreliert, ergeben sich aktuell folgende Bepreisungen je t CO₂ [1]: für leichtes Heizöl 23 €, für Erdgas 30 € und für Kohle 3,50 €. Bei Motorkraftstoffen liegt das Niveau weit höher: ca. 290 € für Benzin, 180 € für Diesel und etwa 75 € für Erdgas. Für Strom, der über den europäischen Emissionshandel sowie die Stromsteuer und diversen „Energiewende-Umlagen“ bepreist wird, kann bei dem aktuellen Zertifikatepreisniveau eine CO₂-Bepreisung von etwa 90 € je t CO₂ unterstellt werden. Bei diesen anwendungsdifferenzierten Unterschieden ist ein einheitlicher CO₂-Aufschlag weder sinnvoll noch effizient.

Aber auch ein kurzfristig vereinheitlichter CO₂-Preis ist nach Einschätzung von Experten nicht zu empfehlen, denn die Preisniveaus, die im Strom-, Verkehrs- und Gebäudesektor zu signifikanten Emissionsminderungseffekten führen würden, sind unterschiedlich hoch. Während im Stromsektor ein CO₂-Preis von 50 € pro t zu deutlichen Verschiebungen in der Erzeugungstruktur mit Folgewirkungen für die Börsenstrompreise und die Versorgungssicherheit führen würde, müsste er im Verkehrssektor im deutlich dreistelligen Bereich liegen.

Umverteilungseffekte müssen – wie das Beispiel der „Gelbwesten-Bewegung“ Frankreich zeigt – von Anfang an bedacht werden. Insbesondere beim Benzin- und Dieselverbrauch, wo die Preiselastizität sehr gering ist, sind Haushalte mit geringem Einkommen und Berufspendler am härtesten betroffen. Im Bereich Beheizung wären nahezu alle privaten Haushalte von der Vertueuerung fossiler Energieträger durch eine CO₂-Bepreisung betroffen.

So wird Erdgas in ca. 50 %, Heizöl in etwa 26 % und Fernwärme in 14 % der Haushalte eingesetzt [2]. Eine einfache pauschale Pro-Kopf-Rückverteilung, wie sie momentan diskutiert wird, reicht für eine Umstellung auf CO₂-ärmere Alternativen nicht aus. Das heißt, bei einem rein finanziellen Ausgleich wird es kaum zu einer nachhaltigen Verhaltensänderung kommen.

Auch für einkommensstärkere Haushalte gilt, dass Technologien und die zugehörigen Infrastrukturen zunächst vorhanden sein müssen, um das Verhalten entscheidend zu beeinflussen und signifikante CO₂-Einspareffekte zu erreichen. Die Anpassung von Infrastrukturen oder energetische Sanierungen brauchen jedoch einen erheblichen Zeitvorlauf.

Aber nicht nur private Haushalte, sondern auch Industrie und Gewerbe müssten zumindest teilweise eine Kompensation erhalten. Während eine Kraft- oder Heizstoff-Mehrbelastung um einige Cent das Nutzerverhalten wenig ändern wird, kann es der energieintensiven Industrie dagegen schon die internationale Wettbewerbsfähigkeit kosten.

Bei einer CO₂-Steuer wäre unklar, wie stark Emissionen tatsächlich sinken, da einer reinen Steuer die Emissionshöchstgrenze (Cap) wie beim Emissionshandelssystem fehlt. Daher klingt die Idee, die Emissionsmengen über eine Erweiterung des bestehenden Emissionshandelssystems mit einer festen Minderungsvorgabe um den Verkehrs- und Wärmesektor zu begrenzen, sehr reizvoll. Doch auf Grund der Wirkungsmächtigkeit der verschiedenen CO₂-Preisniveaus in den unterschiedlichen Sektoren, wären zusätzliche Instrumente und Maßnahmen erforderlich.

Nationale Lösungen sind für Märkte, die in den EU-Binnenmarkt integriert sind, grundsätzlich nicht sinnvoll. Und die Einführung von Grenzausgleichsmaßnahmen für CO₂ ist problematisch, da Deutschland auf eine liberale Welthandelsordnung angewiesen ist. „Wettbewerbsnachteile einzelner Staaten können mittel- und langfristig nur verhindert werden, wenn Staaten kooperieren und einen effektiven Mechanismus finden“ [3].

Es erscheint sinnvoll, verschiedene Instrumente für unterschiedliche Bereiche zu kombinieren, so wie es beispielsweise Agora Energiewende

in „15 Eckpunkte für das Klimaschutzgesetz“ vorgeschlägt [4]. Zentrale, richtungweisende Fragen müssen geklärt werden, Technologien und Infrastrukturen vorhanden sein, bevor ein Instrument zur Lenkung eingesetzt wird. Nicht umgekehrt.

Quellen

[1] <https://background.tagesspiegel.de/CO2-Preis-jenseits-der-Leerformel>

[2] IW – Möglichkeiten einer CO₂-Bepreisung im Wärmemarkt; von Ralph Henger und Thilo Schaefer; Mai 2018. <https://www.iwkoeln.de/studien/gutachten/beitrag/ralph-henger-thilo-schaefer-moeglichkeiten-einer-co2-bepreisung-im-waermemarkt.html>

[3] Eckpunkte einer CO₂-Preisreform. Gemeinsamer Vorschlag von Ottmar Edenhofer (PIK/MCC) und Christoph M. Schmidt (RWI) RWI Position #72, 1. Dezember 2018. http://www.rwi-es-sen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-positionen/pos_072_eckpunkte_einer_co2-preisreform.pdf

[4] <https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/was-die-bundesregierung-jetzt-tun-muss-um-das-klimaschutzziel-2030-sozial-ausgewogen-zu-erreichen-u/>

„et“-Redaktion