



Ökologischer Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft: Kosten und Nutzen

Prof. Dr. Manuel Frondel

RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Ruhr-Universität Bochum (RUB)
frondel@rwi-essen.de

Dr. Jörn Quitzau

Berenberg
joern.quitzau@berenberg.de

Inhalt

| | |
|--|----|
| 1 Executive Summary: | 4 |
| 2 Herausforderndes gesamtwirtschaftliches Umfeld | 6 |
| 3 Kosten-Nutzen-Analyse | 8 |
| 3.1 Die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG | 10 |
| 3.2 Auch der künftige Ausbau der Erneuerbaren könnte teuer werden | 12 |
| 3.3 Kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren | 13 |
| 3.4 Weitere Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien | 18 |
| 3.4.1 Fehlende Emissionswirkungen im globalen Maßstab | 18 |
| 3.4.2 Geringe Anteile der Erneuerbaren am Primärenergiemix | 18 |
| 3.4.3 Geringer Beitrag der Erneuerbaren zur Versorgungssicherheit | 18 |
| 3.4.4 Eine Wende zur Ineffektivität | 19 |
| 3.5 Beschäftigungseffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien | 20 |
| 3.6 Wohlfahrtseffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien | 24 |
| 3.7 Potenzielle Effekte der vorgesehenen Wärmewende | 26 |
| 4 Zusammenfassung und Fazit | 28 |
| 5 Anhang | 30 |
| 6 Literatur | 38 |

1 Executive Summary

Die vorliegende Studie hat eine Kosten-Nutzen-Abschätzung des Ausbaus der Erneuerbaren-Energietechnologien (nachfolgend kurz: Erneuerbaren) zur Stromerzeugung in Deutschland vorgenommen. Dieser Ausbau hat die Stromverbraucher demnach bislang knapp 300 Milliarden Euro gekostet. Für die kommenden beiden Jahrzehnte stehen bereits heute Zahlungsverpflichtungen in ähnlicher Größenordnung fest. Mit dem nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine forcierten Erneuerbaren-Ausbau nimmt die Politik noch deutlich darüber hinaus gehende Kosten in Kauf. Eine Kosten-Nutzen-Analyse ist vor diesem Hintergrund unabdingbar, nicht zuletzt auch deshalb, weil weitere Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe nicht in diesen Summen enthalten sind, etwa die zu erwartenden hohen Belastungen aus der geplanten Wärmewende sowie die Kosten für den ohne Erneuerbare-Expansion nicht in so starkem Maße nötigen Netzausbau. Die Deutsche Energieagentur (dena) hat in ihrer Leitstudie die zusätzlichen Kapitalkosten für eine erfolgreiche Energiewende bis 2050 auf 1,1 bis 1,9 Billionen Euro beziffert. Die hier dargestellten Kostenabschätzungen deuten darauf hin, dass die zusätzlichen Kapitalkosten für eine erfolgreiche Energiewende bis zum Jahr 2050 eher am oberen Ende dieses Intervalls liegen dürften, das heißt eher bei zwei Billionen als bei einer Billion Euro.

Im Gegensatz zu den hohen Kosten nimmt sich der Nutzen des Ausbaus der Erneuerbaren bisher bescheiden aus. Dies gilt insbesondere für die Bruttobeschäftigungswirkungen, die vor allem temporärer, nicht dauerhafter Natur sind: Nach Installation der Erneuerbaren-Anlagen sind vergleichsweise wenige Arbeitskräfte für die Wartung und Betrieb der Anlagen nötig. Wird berücksichtigt, dass die finanziellen Lasten der Förderung der Erneuerbaren an anderer Stelle zu einer geringeren Beschäftigung führen und der regenerativ erzeugte Strom die konventionelle Stromerzeugung verdrängt und dort somit weniger Arbeitskräfte benötigt werden, wird offenkundig, dass die Nettobeschäftigungseffekte noch bescheidener ausfallen.

Was darüber hinaus bei der Förderung alternativer Technologien meist vergessen wird, sind deren Opportunitätskosten: der entgangene Nutzen aus anderen, wegen der Erneuerbaren-Förderung nicht getätigten, aber eventuell rentableren Investitionen. Bei einem Förderaufwand von rund 120 Milliarden Euro für alle seit dem Jahr 2000 in Deutschland installierten Photovoltaik-Anlagen und etwa ebenso hohen weiteren Förderkosten, die für die installierten Anlagen noch zu zahlen sind, muss zwingend die Frage gestellt werden, ob diese gewaltige Summe nicht ertragreicher hätte investiert werden können. So hätte beispielsweise wesentlich mehr Geld für Bildung und Forschung zur Verfügung gestanden, wenn auf die massive Förderung der Photovoltaik verzichtet worden wäre. Würde der Ausbau der Erneuerbaren baldmöglichst dem Markt überlassen werden, könnte mit einem Bruchteil der dadurch eingesparten finanziellen Mittel die Forschung und Entwicklung sämtlicher Energie- und Speichertechnologien, inklusive Kern- und Wasserstofftechnologien, in nie dagewesenem Maße forciert werden.

Daher sollte beim weiteren Erneuerbaren-Ausbau streng auf Kostendisziplin geachtet werden, indem die Bundesnetzagentur zukünftig ausschließlich technologieneutrale, statt technologiespezifischer Ausschreibungen für den Erneuerbaren-Ausbau vornimmt. Dadurch kommen nur noch die kosteneffizientesten regenerativen Technologien zum Zuge, aber es bleiben Spielräume für weitere Zukunftsinvestitionen, die das Wachstumspotenzial der deutschen Volkswirtschaft stärker beflügeln könnten als der Ausbau der erneuerbaren Energien.

Auch bei der geplanten Wärmewende, die auf eine massive Wärmepumpenförderung hinauslaufen könnte, muss die Frage nach den Opportunitätskosten gestellt werden. Es ist sehr wahrscheinlich, dass die dafür im Wirtschaftsplan des Klima- und Transformationsfonds vorgesehenen umfangreichen finanziellen Mittel weitaus besser investiert werden könnten, um die Zukunftsfähigkeit und das Wachstumspotenzial Deutschlands zu verbessern. Führt man sich das Beispiel der Photovoltaik und des früheren heimischen „Solarbooms“ vor Augen, bei dem die deutschen Unternehmen nicht zu den Gewinnern gehörten, sollte man damit rechnen, dass ein mit hohem Förderaufwand entfachter Wärmepumpenboom in Deutschland nicht notwendigerweise dazu führt, dass die deutschen Hersteller an die Spitze der weltweit umsatzstärksten Unternehmen dieser Branche katapultiert werden.

Und ähnlich wie beim Solarboom würden durch einen Wärmepumpenboom kaum dauerhafte Arbeitsplätze geschaffen werden: Sobald alle Pumpen installiert wären, bräuchte man Arbeitskräfte nur noch für deren Wartung und Betrieb. Allerdings schafft das keine zusätzliche Beschäftigung: Die Arbeitskräfte, die zuvor die fossilen Heizungen gewartet haben, würden ersetzt durch solche, die die Wärmepumpen warten. Der Nettobeschäftigungseffekt läge langfristig bei null. Die Politik sollte die Wärmewende daher besser dem im Jahr 2027 startenden zweiten EU-Emissionshandel und der kommunalen Wärmeplanung überlassen, anstatt die Politik der übermäßigen Förderung alternativer Technologien im Stromerzeugungssektor nun im Wärmesektor wiederholen zu wollen.

2 Herausforderndes gesamtwirtschaftliches Umfeld

Dr. Jörn Quitzau, Berenberg

Deutschland steht vor großen Herausforderungen. Der Konjunkturmotor stottert. Nachdem Deutschland in Winter 2022/23 eine leichte Rezession erlebt hat, dürfte die deutsche Wirtschaft auch im Gesamtjahr 2023 leicht schrumpfen. Wir (Berenberg) erwarten für dieses Jahr ein Wachstum von -0,5 %. Der Internationale Währungsfonds sieht es in seinem Konjunkturausblick ähnlich und sieht Deutschland als einzige wichtige Volkswirtschaft in diesem Jahr schrumpfen. Eine Konjunkturschwäche ist naturgemäß nur eine Momentaufnahme und nicht notwendigerweise ein Indiz für eine zugrundeliegende strukturelle Schwäche. Trotz der roten Laterne in der jüngsten IWF-Wachstumstabelle sehen wir Deutschland noch nicht als neuen „kranken Mann“ Europas oder der Welt.¹ Dafür ist insbesondere noch der Arbeitsmarkt zu stark. Im Frühjahr 2024 dürfte sich die deutsche Wirtschaft erholen. Für 2024 erwarten wir die Rückkehr zu einem moderaten Wachstum von 0,6 %. Der Abgesang auf den Standort Deutschland dürfte dann wieder etwas leiser werden.

Dennoch: Löst man den Blick von den kurzfristigen konjunkturellen Ausschlägen, dann zeichnet sich für Deutschland auch eine Vielzahl struktureller Probleme ab. Geringe wirtschaftspolitische Verlässlichkeit: Insbesondere die Ungewissheit über die zukünftige Höhe der Energie- und Strompreise verunsichert die (energieintensive) Wirtschaft und kann zu Entscheidungen gegen den Produktionsstandort Deutschland führen. Die wirtschaftlichen Erfolge der vergangenen Dekade haben die deutsche Politik selbstzufrieden werden lassen. Wachstumsfreundliche Reformen haben kaum stattgefunden und sind nun dringend nötig, um wirtschaftlich nicht zurückzufallen. Der demografische Wandel wird mit dem Austritt der „Babyboomer“ aus dem Arbeitsleben bis Mitte der 2030er Jahre voll durchschlagen. Dem Arbeitsmarkt geht nicht nur eine Vielzahl gut ausgebildeter Arbeitskräfte verloren, auch setzt der demografische Wandel die Sozialversicherungen unter erheblichen Druck. Die Finanzierungslücken der Sozialversicherungen werden nach und nach aufgedeckt und müssen ggf. durch Steuerzuschüsse geschlossen werden. Das belastet den Staatshaushalt zusätzlich.

Insgesamt wachsen die Ansprüche an den Staat. So hat die Bundesregierung nach dem russischen Angriff auf die Ukraine eine massive Ausweitung der Verteidigungsausgaben beschlossen. Die deutsche Wirtschaft muss sich angesichts der Deglobalisierung neu aufstellen. Die Corona-Pandemie und der Russland-Ukraine-Krieg machen ein grundlegendes Umdenken hinsichtlich Versorgungssicherheit („Lieferkettenprobleme“) und geopolitischen Risiken nötig. „Friendshoring“ und „Nearshoring“ erfordern ggf. Standortentscheidungen, die mit höheren Produktionskosten verbunden sind.

Deutschland ist es noch immer nicht gelungen, die Migrationspolitik so zu gestalten, dass Zuwanderung vor allem in den Arbeitsmarkt stattfindet. Angesichts des erwähnten demografischen Umbruchs wird eine rationale Migrationspolitik immer dringlicher. Die vielen aufeinanderfolgenden Krisen, die teilweise sogar zeitgleich geschehen, haben erhebliche gesellschaftliche Spannungen verursacht. Ein großer Teil der Bevölkerung hat kein Vertrauen mehr in die Regierung und die Politik und zieht sich ins Private zurück.² Ein Rückzug ins Private erschwert allerdings, gesellschaftlichen Rückhalt für notwendige Reformen zu gewinnen.

Die Liste der Herausforderungen ließe sich mühelos verlängern oder verfeinern. All diese Herausforderungen fallen in eine Zeit, in der ökonomische und wirtschaftspolitische Illusionen platzen oder geplatzt sind. Die letzten zwei Jahre haben gezeigt: Die Inflation ist nicht tot. Sie ist mit großer Wucht zurückgekehrt. Dadurch waren und sind die Notenbanken gezwungen, eine deutlich restriktivere Geldpolitik zu machen, als es sich viele Beobachter in der vergangenen

Dekade vorstellen konnten. Und mit der geldpolitischen Kehrtwende ist auch die Illusion geplatzt, die Phase der Null- und Negativzinsen könne dauerhaft für ein äußerst günstiges Finanzierungsumfeld sorgen. Geld hat plötzlich wieder einen Preis. Wenn der Bundesfinanzminister zwischen Mitte 2019 und Anfang 2022 Geld am Kapitalmarkt aufgenommen hat, dann musste er keine Zinsen zahlen. Er hat von den Kreditgebern sogar Geld dafür bekommen, dass sie ihm bzw. der Bundesrepublik Deutschland Geld leihen durften. Die Welt des Anleihemarktes stand quasi auf dem Kopf. Inzwischen haben sich die Dinge wieder normalisiert. Wer heute Bundesanleihen mit einer Laufzeit von 10 Jahren kauft, der erhält mehr als 2,5 % Zinsen. Es kostet den Bundesfinanzminister, und damit den Steuerzahler, also wieder Geld, wenn der Staat sich verschuldet, um zusätzliche Ausgaben zu finanzieren. Solange die Inflationsrate noch höher ist als der Zins, mag es immer noch wie ein ordentliches Geschäft für den Bundesfinanzminister wirken. Doch spätestens wenn die Inflationsrate unter den Nominalzins sinkt, werden Schulden wieder zu einer realen Belastung.

Die Europäische Zentralbank (EZB) muss sich in diesem Umfeld wieder auf ihr Kerngeschäft, die Sicherung der Preisniveaustabilität, konzentrieren. Zuvor war die EZB immer wieder in die ungeliebte Rolle des Retters in der Not gedrängt worden. Sie musste vielen Regierungen mit einer lockeren Geldpolitik unter die Arme greifen, u.a. um die Kosten der Pandemie finanzierbar zu machen. Da die weltweit lockere Geldpolitik mit niedrigen Zinsen und umfangreichen Anleihekaufprogrammen lange Zeit nicht zu höherer Inflation führte, gewöhnten sich manche Politiker – und auch einige Ökonomen – an die Idee, der Staat könne alle gesellschaftlich wünschenswerten Projekte problemlos mithilfe der Notenbank finanzieren. „Modern Monetary Theory“ (MMT) war das Schlagwort für diese scheinbar schöne neue Welt der Geld- und Finanzpolitik.³ Doch mit dem Anstieg von Inflation und Zinsen war der MMT-Traum ausgeträumt. Nun bewahrheiten sich die alten Lehren, dass es für das Geld – und damit auch für das Geld des Staates – unterschiedliche Verwendungsmöglichkeiten gibt, die untereinander in Konkurrenz stehen. Die jüngsten Haushaltsverhandlungen haben gezeigt: Das Geld, das an der einen Stelle zusätzlich ausgegeben werden soll, muss typischerweise an anderer Stelle eingespart werden. Der einfache Weg, die Lasten mittels Staatsschulden in die Zukunft zu verschieben, ist durch die Schuldenbremse zu Recht weitgehend versperrt.

Die Tatsache, dass Finanzmittel knapp sind, hat auch erhebliche Konsequenzen für den ökologischen Umbau von Wirtschaft und Gesellschaft. Geld, das in den ökologischen Umbau bzw. in die Dekarbonisierung fließt, fehlt an anderer Stelle für Konsumausgaben oder Investitionen. Das ist auch der Grund, weshalb trotz der umfassenden Klimaschutzinvestitionen ein Wirtschaftswunder wie in der Nachkriegszeit ausbleiben wird. In den 1950er Jahren lag das jährliche Wirtschaftswachstum bei durchschnittlich gut 8 %, in den 1960er Jahren immerhin noch bei rund 4,5 %. Auch wenn Teile der Bundesregierung Optimismus verbreiten: Solche Wachstumsraten sind weit und breit nicht in Sicht. Im Gegenteil: Die Forschungsinstitute haben in ihrer Gemeinschaftsdiagnose darauf hingewiesen, dass das Wachstum des Produktionspotenzials in den kommenden Jahren deutlich sinken wird – von bisher rund 1,5 % auf 0,5 % bis 0,9 %.⁴ Die Klimaschutzinvestitionen werden keinen Wachstumsboom auslösen, weil mit ihnen die volkswirtschaftlichen Kapazitäten nicht erweitert, sondern lediglich umgebaut werden. Das Geld, das in den Klimaschutz investiert wird, fehlt für andere Investitionen. Ähnliches gilt für die Privathaushalte. Ausgaben für den Klimaschutz reduzieren die Möglichkeiten für anderweitigen Konsum. Photovoltaikanlagen, klimafreundliche Heizungen oder Maßnahmen für Wärmedämmung senken die Strom- und Heizrechnung und entlasten die Haushalte bei den laufenden Kosten. Für viele Jahre dominieren aber die Investitionsausgaben. Es dauert lange, bis sich die Investitionen amortisieren.

Das alles soll nicht als Argument gegen Klimaschutzinvestitionen verstanden werden. Aber es ist ein Argument gegen die verbreitete Sicht, Klimaschutzinvestitionen würden eine doppelte Dividende abwerfen – eine ökologische und eine ökonomische. Die ökonomische Dividende ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht weitgehend eine Wunschvorstellung. Für den Klimaschutz müssen volkswirtschaftliche Ressourcen eingesetzt werden. Und es muss klar sein, dass diese Ressourcen an anderen Stellen fehlen werden. Es geht um den klassischen Erkenntnisgegenstand der ökonomischen Wissenschaft: um Knappheiten und um Rivalität in der Verwendung knapper Ressourcen. Da diese Rivalität in den kommenden Jahren immer größer werden dürfte, ist es entscheidend, dass der ökologische Umbau effizient erfolgt. Im Klartext: Das gegebene Ziel – die Dekarbonisierung – muss mit dem geringstmöglichen Ressourceneinsatz erreicht werden. Als Ökonomen sehen wir unsere Aufgabe darin, Instrumente und Maßnahmen für eine effiziente Klimapolitik zu skizzieren. Mit dieser Studie möchten wir dazu beitragen.

¹ Vgl. Schmieding, Holger (2023), Die deutsche Wirtschaft: Was ist das Problem?

² Vgl. Rheingold Institut (2023), Deutschland auf der Flucht vor der Wirklichkeit.

³ Vgl. Broders, André und Jörn Quitzau (2019), Modern Monetary Theory – Ein revolutionäres Allheilmittel für die Weltwirtschaft?

⁴ Gemeinschaftsdiagnose (2023), Gemeinschaftsdiagnose #1-2023, Inflation im Kern hoch – Angebotskräfte jetzt stärken.

3 Kosten-Nutzen-Analyse

Prof. Dr. Manuel Frondel, RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Ruhr-Universität Bochum (RUB)

Der unter dem Begriff Energiewende firmierende ökologische Umbau der deutschen Volkswirtschaft hat den hohen Anspruch, ambitionierte Klimaziele zu verwirklichen und zugleich als internationales Vorbild auf dem Weg zur Klimaneutralität zu dienen. Ambitionierte nationale Klimaziele erscheinen angesichts der mittlerweile deutlich erkennbaren Dringlichkeit einer raschen und konsequenten Abkehr aller globalen Akteure von fossilen Energiesystemen durchaus als gerechtfertigt. Doch um als internationales Vorbild dienen zu können, müsste Deutschland diese Ziele unter ebenso ambitionierten Nebenbedingungen erreichen, allen voran dem Erhalt der volkswirtschaftlichen Leistungsfähigkeit und der sozialen Ausgewogenheit der Klimapolitik.

Diese Nebenbedingungen finden in der Politik eine viel zu geringe Beachtung. So bürdet die Energiewende, die bislang vornehmlich eine Stromwende war und sich hauptsächlich auf den Ausbau der regenerativen Stromerzeugungstechnologien im Stromerzeugungssektor beschränkte, sowohl Unternehmen als auch privaten Haushalten hohe Lasten auf: Allein die durch das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) seit dem Jahr 2000 geförderte grüne Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren, vor allem Windkraft und Photovoltaik (PV), hat, wie in dieser Studie dargestellt wird, die privaten und betrieblichen Stromverbraucher bislang knapp 300 Milliarden Euro gekostet, ohne dass diesen hohen Kosten entsprechende ökologische oder wirtschaftliche Erfolge gegenüberstehen. Die lange Zeit hoch subventionierte Photovoltaik brachte es im Jahr 2021 lediglich auf einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 1,5 %, die Windkraft hatte einen Anteil von 3,3 %.⁵

Dieser bescheidenen Fortschritte zum Trotz, oder vielmehr wohl gerade deswegen, setzt die Politik sich immer ehrgeizigere Ziele für den Erneuerbaren-Ausbau und bürdet dadurch sowohl der heutigen Gesellschaft als auch künftigen Generationen immer höhere finanzielle Lasten auf. So wurde das ursprüngliche Ziel eines Erneuerbaren-Anteils am Bruttostromverbrauch von 65 % im Jahr 2030 auf einen Anteil von 80 % erhöht (BMWK 2022a).

Um das 80-Prozent-Ziel zu erreichen, wurden äußerst ambitionierte Ausbaupläne entwickelt. So soll die Windkraftkapazität auf See von rund 8 Gigawatt (GW) im Jahr 2022 auf mindestens 30 GW im Jahr 2030 ausgebaut werden (BMWK 2022a). Die Windkraft an Land soll bis dahin eine Kapazität von 115 GW aufweisen. Dazu sollen die Ausbauraten auf 10 GW pro Jahr gesteigert werden. Zum Vergleich: Selbst im Rekordjahr 2017 wurde mit einem Zubau von 4,9 GW nur knapp die Hälfte erreicht. Da im Jahr 2022 eine Kapazität von 58,1 GW installiert war (UBA 2023, Tabelle A1 im Anhang), müsste zur Erreichung des Ziels von 115 GW die Leistung praktisch verdoppelt werden. Noch weitaus ambitionierter soll der Photovoltaik-Ausbau erfolgen: Bis 2030 sollen PV-Anlagen im Umfang von 215 GW installiert sein. Dazu sollen jährlich bis zu 22 GW zugebaut werden. Zum Vergleich: Das wäre etwa das Dreifache des bislang höchsten jährlichen Zubaus von knapp 8 GW in den Boomjahren 2010 bis 2012 (Frondel, Schmidt, Vance 2014). Basierend auf der PV-Kapazität von 67,4 GW im Jahr 2022 (UBA 2023, Tabelle A1) würde zur Erreichung des Ziels von 215 GW weit mehr als eine Verdreifachung der Leistung nötig sein.

Um nicht nur im deutschen Stromerzeugungssektor die Emissionen von Kohlendioxid (CO₂) massiv zu senken, sondern auch im Wärmesektor, wird nun wohl eine Reform des Gebäudeenergiegesetzes beschlossen, die in den kommenden Jahren zum faktischen Verbot des Einbaus von Öl- und Gasheizungen führen soll. Damit soll eine Vereinbarung aus dem Koalitionsvertrag umgesetzt werden, nach der jede neu eingebaute Heizung auf Basis von mindestens 65 % erneuerbarer Energien betrieben werden soll. Die 65 Prozent-Quote bedeutet in der Praxis das Verbot des Einbaus von Heizungen, die ausschließlich auf Basis fossiler Brennstoffe betrieben werden. Damit haben Eigentümerinnen und Eigentümer noch weniger Möglichkeiten, ihre alte Heizung zu ersetzen oder eine neue Heizung im Neubau einzubauen. Dabei ist die Anzahl an Alternativen ohnehin überschaubar. Mit wenigen Ausnahmen, wie zum Beispiel Infrarot- oder Pelletheizungen, dürften die verbleibenden Optionen in der Anschaffung allesamt deutlich teurer sein als der Einbau konven-

tioneller Heizungen auf Basis von Öl und Gas. Das gilt vor allem für den Fall, dass eine Wärmepumpe in alten, schlecht gedämmten Gebäuden eingebaut werden sollte: Allein der Einbau einer Wärmepumpe kostet leicht das Doppelte, wenn nicht gar Dreifache einer konventionellen Heizung. Kosten für zusätzliche Dämmmaßnahmen, damit eine ausreichende Beheizung sichergestellt ist, kommen in Altbauten oftmals noch hinzu.

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Kurzstudie die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG im Jahr 2000 quantifiziert, um die mit der Abschaffung der EEG-Umlage im Jahr 2021 verloren gegangene Kostentransparenz wieder herzustellen und um die Größenordnung der Kosten zu taxieren, die die Gesellschaft für die Steigerung des Anteils des regenerativ erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch von unter 10 % im Jahr 2000 auf knapp 50 % bis zum Jahr 2022 zu tragen hatte. Dabei werden die Kosten für die einzelnen Jahre und die einzelnen regenerativen Technologien, insbesondere Photovoltaik und Windkraft an Land und vor der Küste, gesondert aufgelistet, da einzelne Technologien wie die Photovoltaik – lange Zeit die teuerste regenerative Technologie – besonders hohe Kosten verursacht haben.⁶

Es zeigt sich, dass der bisherige Ausbau der Erneuerbaren bislang knapp 300 Milliarden Euro verschlungen hat und für die kommenden beiden Jahrzehnte Zahlungsverpflichtungen in ähnlicher Größenordnung bereits heute feststehen. Mit dem Bekenntnis zu einem forcierten Erneuerbaren-Ausbau nimmt die Politik nun noch weitere hohe Kosten in Kauf. Vor dem Hintergrund der sich abzeichnenden Kostendimensionen und der massiven Konkurrenz zu anderen Ausgabenwünschen, die wie der Ausbau der Erneuerbaren aus dem Klima- und Transformationsfonds bezahlt werden sollen, ist die in dieser Studie vorgenommene Kosten-Nutzen-Analyse imperativ.

Dies gilt nicht zuletzt auch deshalb, weil neben den Kosten für die Förderung der Erneuerbaren weitere Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe von der Gesellschaft geschultert werden müssen, die aus Gründen der Sozialverträglichkeit und der Akzeptanz der Energiewende in absehbarer Zeit womöglich ebenfalls aus dem Klima- und Transformationsfonds getragen werden müssen. Zu nennen sind insbesondere die Kosten für den ohne Erneuerbare-Expansion nicht in diesem starken Maße nötigen Ausbau der Hochspannungsüberlandleitungen sowie der Niederspannungsnetze. Dafür sind bis 2030 Investitionen von bis zu 102 Milliarden Euro nötig (BDEW 2021), 55 Milliarden für das Hochspannungsnetz und 47 Milliarden für die Verteilnetze in den Kommunen. Die Verteilnetze müssen unter anderem deshalb ausgebaut und verstärkt werden, um die zunehmenden Mengen an Solarstrom aufnehmen zu können. Insgesamt deuten die in dieser Kurzstudie vorgenommenen Kostenabschätzungen darauf hin, dass die zusätzlichen Kapitalkosten für eine erfolgreiche Energiewende bis zum Jahr 2050, die die dena-Leitstudie auf 1,1 bis 1,9 Billionen Euro beziffert (dena 2018), eher am oberen Ende dieses Intervalls liegen dürften, das heißt eher bei zwei Billionen als bei einer Billion Euro.

Ausgaben dieses Ausmaßes regen zweifellos die makroökonomische Nachfrage an, das Geld fehlt jedoch an anderer Stelle. Dies führt zu geringerer Wertschöpfung in anderen Sektoren der Wirtschaft, und möglicherweise zu einer geringeren Wirtschaftsleistung insgesamt, vor allem dann, wenn von der Förderung überwiegend ausländische Volkswirtschaften profitieren. Es wird daher im Folgenden diskutiert, welcher Nutzen vom Ausbau der Erneuerbaren sowie von der geplanten Förderung der Verbreitung von Wärmepumpen zu erwarten ist. In diesem Zusammenhang wird das Beispiel des Niedergangs der deutschen Photovoltaikbranche beleuchtet, um daraus mögliche Lehren für die Branche der Wärmepumpenhersteller in Deutschland zu ziehen. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass zum Umstieg auf Klimaneutralität die volkswirtschaftliche Leistungsfähigkeit auf einem möglichst hohen Niveau erhalten werden muss, denn eine hohe Wirtschaftskraft ist allein schon deswegen unverzichtbar, weil nur leistungsstarke und profitabel wirtschaftende Unternehmen in Deutschland und Europa dafür sorgen, dass diese Volkswirtschaften einen ernsthaften Beitrag zur globalen Transformation leisten können.

Die folgenden Abschnitte stellen die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG und die künftig anfallenden Kosten dar. Davon ausgehend wird diskutiert, wie der Ausbau kosteneffizienter gestaltet werden kann. Sodann kommt die Studie auf die Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu sprechen, insbesondere auf die Beschäftigungseffekte. Anschließend werden die Wohlfahrtseffekte dieses Ausbaus diskutiert und abschließend daraus Lehren für die potenziellen Effekte der geplanten Wärmewende gezogen.

⁵ Diese Anteile ergeben sich aus dem Anteil von 15,7%, den die erneuerbaren Energien im Jahr 2021 am Primärenergieverbrauch hatten und den Anteilen von Windkraft und Photovoltaik am Primärenergieverbrauch der Erneuerbaren von 21,2 % und 9,1 % (AGEB 2022). Entsprechende Zahlen für das Jahr 2022 liegen noch nicht vor, die Anteile von Windkraft und Photovoltaik sollten sich jedoch nur unwesentlich erhöht haben, da sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch nach vorläufigen Angaben nur moderat erhöht hat, von 15,7 auf 17,2%.

⁶ Allein die Subventionen für die zwischen 2000 und 2013 installierten Photovoltaikanlagen summieren sich auf rund 110 Milliarden Euro (Frondel, Schmidt, Vance 2014: 13).

3.1 Die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien seit Einführung des EEG

Das mit dem EEG in Deutschland im Jahr 2000 eingeführte Einspeisevergütungssystem wird häufig als weltweites Vorzeigemodell bezeichnet. Es hat in mehr als 100 Ländern Nachahmung gefunden (REN21 2015). Mit Hilfe dieses Förderregimes konnten die sogenannten regenerativen Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland in beachtlicher Weise ausgebaut werden, allen voran die Kapazitäten an Photovoltaik und Windkraft (Tabelle A1 im Anhang). So waren am Ende des Jahres 2022 rund 67 Gigawatt (GW) an PV-Kapazitäten installiert und etwa 66 GW an Windkraftkapazitäten, etwa 58 GW an Land und rund 8 GW vor deutschen Küsten (UBA 2023).

Mit dem beachtlichen Ausbau gingen immense Kosten einher. So belaufen sich die sogenannten Differenzkosten der Förderung der regenerativen Stromerzeugung seit Einführung des EEG im Jahr 2000 bislang (Stand: Ende 2022) rein nominal betrachtet auf mehr als 294,5 Milliarden Euro (Tabelle 1).⁷ Die Differenzkosten ergeben sich aus der Differenz der je nach Technologie unterschiedlichen Einspeisevergütungen, die pro Kilowattstunde regenerativ erzeugtem Strom von den Stromnetzbetreibern bezahlt werden, und dem Wert des „grünen“ Stroms, sprich dem Erlös, der für den Verkauf des grünen Stroms an der Strombörse erzielt wird. Damit geben die Differenzkosten die Förderkosten wieder, die durch die Förderung der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien via EEG bis Mitte des Jahres 2022 von den Stromverbrauchern in Form der EEG-Umlage mit ihrer Stromrechnung bezahlt wurden. Allein im Jahr 2020 mussten die Stromverbraucher den bisherigen Höchstwert von rund 28 Milliarden Euro für den Ausbau der Erneuerbaren bezahlen. Das ist mehr als die Bundesrepublik jährlich für Entwicklungshilfe ausgibt: Diese Ausgaben lagen im Jahr 2020 laut OECD bei rund 24,5 Milliarden Euro.

Damit ist der Ausbau der Erneuerbaren jedoch noch längst nicht abgegolten: Zu den knapp 300 Milliarden Euro, die bislang für den Ausbau der Erneuerbaren seit dem Jahr 2000 ausgegeben wurden, kommen weitere Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe hinzu, denn die durch das EEG gesetzlich garantierten Vergütungen werden in der Regel für bis zu 21 Jahre in unveränderter Höhe garantiert. So müssen die aus heutiger Sicht unverhältnismäßig hohen Einspeisevergütungen für die in den Jahren 2009 bis 2012 installierten, umfangreichen PV-Kapazitäten noch bis zum Jahr 2032 gezahlt werden.

In Summe dürfte in den kommenden zwanzig Jahren noch einmal ein ähnlich hoher, dreistelliger Milliardenbetrag für die bereits installierten Erneuerbaren-Anlagen aufzuwenden sein, um damit die Einspeisevergütungen oder alternativ die Marktprämien für den mit den bestehenden Anlagen produzierten grünen Strom zu bezahlen. Wenngleich diese Summe nicht genau beziffert werden kann, weil sie nicht unwesentlich von der Höhe der unbekanntem künftigen Strompreise abhängt, könnten diese Kosten sogar höher ausfallen als die bisher entrichteten knapp 300 Milliarden Euro, denn die Anfangsjahre der EEG-Förderung gingen mit vergleichsweise geringen Förderkosten aufgrund eines moderaten Ausbaus der Erneuerbaren einher (Tabelle 1). Wenn aber die hohen jährlichen Förderkosten der vergangenen Dekade auch in den kommenden zwei Dekaden in annähernd gleicher Höhe weitergezahlt werden müssen, ist es leicht möglich, dass dafür mehr als 300 Milliarden Euro fällig werden könnten. Letzteres träfe im Übrigen dann zu, wenn die Strompreise durch den Ausbau der Erneuerbaren künftig sinken würden, wie häufig von der Politik prognostiziert wird. Dann würde die Differenz zwischen den Einspeisevergütungen und dem Strompreis an der Börse steigen und somit auch die Differenzkosten. Summa summarum ist die Größenordnung der Förderkosten für den bisherigen Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien auf 600 Milliarden Euro zu taxieren.

Hinzu werden weitere hohe Milliardenbeträge für jene Anlagen kommen, die künftig in Betrieb genommen werden. Es ist zu erwarten, dass die Kosten dafür eine ähnliche Größenordnung annehmen könnten wie in der Vergangenheit. Diese Erwartung beruht im Wesentlichen auf zwei Anhaltspunkten: Zum einen soll der Erneuerbaren-Ausbau entsprechend der sehr ambitionierten Ausbauziele Deutschlands für das Jahr 2030 in deutlich stärkerem Ausmaß als bislang vorangehen.

Tabelle 1: Differenzkosten des Ausbaus der Erneuerbaren in Milliarden Euro

| Jahr | Wasser- kraft | Photo- voltaik | Windkraft an Land | Windkraft auf See | Bio- masse | Übrige | Insgesamt | Diff.-Kosten in Cent/kWh |
|---------------|------------------|-------------------|----------------------|----------------------|---------------|--------------|----------------|-----------------------------|
| 2000 | 213 | 14 | 397 | 0 | 42 | 0 | 666 | 6,4 |
| 2001 | 295 | 37 | 703 | 0 | 105 | 0 | 1,040 | 6,3 |
| 2002 | 329 | 78 | 1,080 | 0 | 177 | 0 | 1,664 | 6,7 |
| 2003 | 253 | 145 | 1,144 | 0 | 224 | 0 | 1,766 | 6,2 |
| 2004 | 195 | 266 | 1,520 | 0 | 347 | 103 | 2,431 | 6,3 |
| 2005 | 193 | 636 | 1,518 | 0 | 540 | 111 | 2,998 | 6,8 |
| 2006 | 168 | 1,090 | 1,529 | 0 | 896 | 84 | 3,767 | 7,3 |
| 2007 | 121 | 1,436 | 1,428 | 0 | 1,307 | 46 | 4,338 | 6,5 |
| 2008 | 81 | 1,960 | 1,186 | 0 | 1,565 | 26 | 4,818 | 6,8 |
| 2009 | 25 | 2,676 | 608 | 3 | 1,991 | -2 | 5,301 | 7,0 |
| 2010 | 192 | 4,465 | 1,647 | 19 | 3,000 | 204 | 9,527 | 11,6 |
| 2011 | 263 | 6,638 | 2,145 | 57 | 3,522 | 152 | 12,777 | 12,4 |
| 2012 | 223 | 7,948 | 2,948 | 92 | 4,576 | 269 | 16,056 | 13,6 |
| 2013 | 304 | 8,293 | 3,179 | 122 | 5,183 | 342 | 17,423 | 13,9 |
| 2014 | 301 | 9,165 | 3,668 | 208 | 5,674 | 279 | 19,295 | 14,2 |
| 2015 | 294 | 9,556 | 4,645 | 1,262 | 6,094 | 62 | 21,913 | 13,5 |
| 2016 | 352 | 9,282 | 4,315 | 1,947 | 6,292 | 22 | 22,210 | 13,8 |
| 2017 | 290 | 9,060 | 5,164 | 2,770 | 5,973 | -61 | 23,196 | 12,4 |
| 2018 | 232 | 9,773 | 4,536 | 2,850 | 5,769 | -59 | 23,101 | 11,8 |
| 2019 | 287 | 9,916 | 5,640 | 3,731 | 6,066 | -105 | 25,535 | 12,1 |
| 2020 | 308 | 10,749 | 6,600 | 4,246 | 6,528 | -46 | 28,385 | 12,8 |
| 2021 | 297 | 9,564 | 5,691 | 4,575 | 6,221 | 5 | 26,353 | 11,5 |
| 2022 | 124 | 8,633 | 2,564 | 3,691 | 4,723 | 64 | 19,799 | 8,3 |
| Kosten | 5,340 | 121,380 | 63,855 | 25,573 | 76,815 | 1,496 | 294,459 | |
| Anteile | 1,8 % | 41,2 % | 21,7 % | 8,7 % | 26,1 % | 0,5 % | 100,0 % | |

Quelle: BMWK (2021a). Die Kategorie Übrige enthält Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie. Die Werte für 2021 und 2022 sind Prognosen.

⁷ In realen Größen sind die Kosten noch deutlich höher, weil aus heutiger Sicht das Geld früher einen größeren Wert hatte.

Zum anderen sind die Höchstsätze für die Einspeisevergütungen bzw. die Marktprämien bei den Auktionen zum Erreichen von Solar- und Windkraftanlagen durch die Bundesnetzagentur im vergangenen Jahr deutlich erhöht worden (BNetzA 2022), beispielsweise auf 7,35 Cent pro Kilowattstunde für Windkraftanlagen, die ab dem Jahr 2023 an Land installiert werden und auf 11,25 Cent für Aufdach-Solaranlagen. Im Jahr 2017 lag der Höchstwert für Einspeisevergütungen in den Auktionen für Windkraft an Land bei 7,0 Cent je Kilowattstunde; der Höchstsatz sank in den nachfolgenden Jahren und betrug 2022 lediglich 5,88 Cent (BNetzA/Bundeskartellamt 2022: 121). Die Erhöhung auf 7,35 Cent im Jahr 2023 bedeutet somit gegenüber 2022 einen Anstieg um knapp 20 %. Auch für Photovoltaik-Freiflächen-Anlagen mit einer Leistung von über einem Megawatt wurden die Höchstsätze erhöht, von 5,70 Cent in der Juni-Auktion 2022 auf 7,37 Cent im Jahr 2023, eine Erhöhung um über 20 %.

Dies zeigt: Die Bemühungen um Kostendämpfung beim Ausbau der Erneuerbaren, die im Jahr 2017 mit der Einführung von Auktionen Einzug gehalten haben, sind zugunsten des forcierten Ausbautempos wieder aufgegeben worden. Die sich bereits jetzt abzeichnenden Engpässe bei der Finanzierung der aus dem Klima- und Transformationsfonds zu bestreitenden Maßnahmen, zu denen auch der Ausbau der Erneuerbaren gehört, verdeutlichen, dass dabei Kostendisziplin höchst angebracht wäre. Nach dem aktuellen Wirtschaftsplan sind für die kommenden vier Jahre Ausgaben von rund 212 Milliarden Euro vorgesehen, die aus diesem Fonds bestritten werden sollen. Dennoch scheinen diese Mittel bereits heute nicht auszureichen, um alle Ausgabenwünsche zu erfüllen, etwa zunächst in Frage stehende Zuschüsse für die Deutsche Bahn zur Förderung der Verkehrswende. Erschwerend kommt hinzu, dass damit gerechnet werden muss, dass die Transferierung von 60 Milliarden Euro an Kreditemächtigungen aus der Corona-Zeit in den Klima- und Transformationsfonds vom Bundesverfassungsgericht als nichtlegitime Umgehung der Schuldenbremse gewertet werden könnte. Sämtliche Finanzierungen aus dem Klima- und Transformationsfonds, aus dem auch 20 Milliarden Euro an Hilfen zur Ansiedlung der Chip-Industrie in Deutschland bestritten werden sollen, stehen damit auf wackligen Füßen.

3.2 Auch der künftige Ausbau der Erneuerbaren könnte teuer werden

Beim künftigen Ausbau der Erneuerbaren scheint Kostendisziplin allerdings wohl kein vordringliches Kriterium zu sein. Darauf deutet vor allem hin, dass bislang fast ausschließlich technologiespezifische, anstatt technologie neutrale Ausschreibungen stattfinden. Würde die Politik hohe Ausbaukosten in Zukunft verhindern wollen, müsste sie technologie neutrale Ausschreibungen zum Standard machen, damit nur noch die kosteneffizientesten regenerativen Technologien zum Zuge kommen.

Dadurch würden sich gravierende Fehler der Vergangenheit nicht wiederholen. Zu nennen ist hier besonders die übermäßige Förderung der Photovoltaik (Frondel, Schmidt, Vance 2014), ehemals eine der teuersten Stromerzeugungstechnologien, aber heute in Form von Solarparks nahe der Wettbewerbsfähigkeit. So hat der starke PV-Ausbau – vor allem um das Jahr 2010 herum – bislang rund 121 Milliarden Euro an Förderkosten verursacht (Tabelle 1). Damit beanspruchte die Photovoltaik den weitaus größten Anteil von über 40 % der bereits beglichenen Differenzkosten. Deutlich geringer fiel hingegen der Anteil der Solarstromerzeugung an der Produktion von grünem Strom seit Einführung des EEG im Jahr 2000 aus: Dieser Anteil betrug lediglich rund 16 % (Tabelle A2 im Anhang). Die ebenfalls durch das EEG geförderten, sogenannten kleinen Wasserkraftanlagen haben bis dato in Summe nicht allzu viel weniger Strom produziert als die Photovoltaikanlagen, ihr Anteil an den bisherigen Differenzkosten von knapp 300 Milliarden Euro liegt jedoch bei lediglich knapp 2 % (Tabelle 1).

Es gibt indessen weitere Hinweise, die darauf hindeuten, dass auch künftig wenig auf die Zubau-Kosten geachtet wird. So stellt das Erreichen des Erneuerbaren-Ziels für das Jahr 2030, das einen Grünstrom-Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch vorsieht, eine gewaltige Herausforderung dar, sowohl in finanzieller als auch in technischer Hinsicht,

denn es würde implizieren, dass dann rund 600 Milliarden kWh an grünem Strom produziert würden (BMWK 2022a). Das würde beinahe eine Verdreifachung gegenüber dem Jahr 2021 bedeuten, als 234 Milliarden kWh an grünem Strom erzeugt wurden (AGEB 2022). Daher muss damit gerechnet werden, dass die finanziellen Mittel des Klima- und Transformationsfonds (KTF), aus dem die Differenzkosten des Ausbaus der Erneuerbaren derzeit beglichen werden, in Zukunft nicht mehr ausreichen werden, wenn das 80-Prozent-Ziel auch nur annähernd erreicht werden sollte – vor allem weil neben vielem anderen auch die Kosten der Wärmewende, insbesondere die massive Förderung von Wärmepumpen, aus dem Klima- und Transformationsfonds bestritten werden sollen.

Dies wirft auch Fragen zur Sozialverträglichkeit der Energiewende auf. So ist es fraglich, ob der Fonds ausreichend finanzielle Mittel beinhaltet, um das sogenannte Klimageld zu finanzieren. Dieses ist im Koalitionsvertrag der Ampelregierung festgehalten worden, um damit den Bürgerinnen und Bürgern einen Ausgleich zur nationalen CO₂-Bepreisung zu gewähren. Durch die CO₂-Bepreisung wird seit dem Jahr 2021 der Verbrauch fossiler Kraft- und Brennstoffe zum Zwecke des Klimaschutzes verteuert.

3.3 Kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren

All dies ist umso erstaunlicher, als der Ausbau der Erneuerbaren wesentlich kostengünstiger erreicht werden könnte. So werden Solarparks schon oftmals ohne jegliche Inanspruchnahme von garantierten Vergütungen gebaut, weil die Investoren an den entsprechenden Auktionen nicht teilnehmen. Auch bei den Ausschreibungen zur Errichtung von Windparks vor deutschen Küsten gab es bereits in den Jahren 2017 und 2018 einige Bieter, die wie etwa die EnBW keine garantierten Vergütungen in Anspruch genommen haben (BNetzA 2020: 77). Und bei der jüngsten Offshore-Auktion zum Bau von 7 GW Windparks in Nord- und Ostsee am 1. Juni 2023 haben die Bieter nicht nur gänzlich auf garantierte Vergütungen verzichtet. Nachdem neun Null-Cent-Gebote abgegeben wurden, wurden in einer nachfolgenden Versteigerungsrunde insgesamt 12,6 Milliarden Euro geboten (EID 2023: 4), um auf den ausgeschriebenen Flächen Offshore-Windparks errichten zu dürfen. So hat der Staat, in diesem Fall die Bundesnetzagentur als staatliche Institution, ähnlich wie bei der Versteigerung der Mobilfunkfrequenzen sogar erhebliche Einnahmen erzielt.⁸

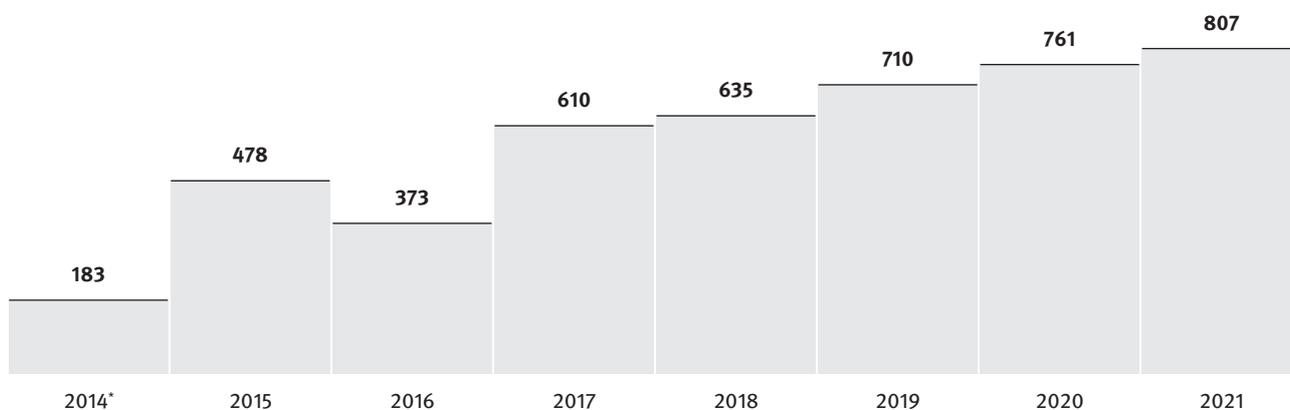
Der Ausbau der Windkraft an Land wird hingegen weiterhin mit hohen Vergütungen gefördert, obwohl dieser Technologie massive lokale Widerstände durch Bürgerinitiativen entgegengesetzt werden, denn damit gehen starke negative externe Effekte einher, etwa negative Wirkungen von Windkraftanlagen auf die Preise angrenzender Immobilien (Frondel et al. 2019). So schätzen Hoffmann und Mier (2022), dass der Windkraftausbau in Deutschland infolge von Lärm, visueller Beeinträchtigung der Landschaft, etc. Schäden in dreistelliger Milliardenhöhe verursacht, die von den Anwohnern getragen werden müssen.

Will man die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren und die damit zusammenhängenden Folgekosten, beispielsweise Entschädigungszahlungen für die Abschaltung von Erneuerbaren-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität, nicht weiter ausufern lassen, wäre es ratsam, die stark forcierte Ausbaustrategie grundsätzlich zu überdenken. So sollte angesichts des im Vergleich zu den Jahren der Corona-Pandemie um ein Vielfaches höheren Strompreisniveaus an den Strombörsen der Ausbau der Erneuerbaren dem Markt überlassen werden. In anderen Worten: Das EEG sollte abgeschafft werden. Dadurch würde der Erneuerbaren-Ausbau keineswegs zum Erliegen kommen, wie die zuvor genannten Beispiele zeigen. Ohne dieses Förderregime würden künftig wohl vor allem Windparks vor deutschen Küsten und große Solarparks errichtet werden, aber der Erneuerbaren-Ausbau würde in den kommenden Jahren voraussichtlich weniger schnell vorankommen, als dies für die Erreichung des 80-Prozent-Ziels erforderlich wäre.

Dennoch sprechen zahlreiche Gründe dafür, den Ausbau der Erneuerbaren nicht weiter auf breiter Front und ohne Rücksicht auf die Kosten voranzutreiben, sondern vorwiegend auf kosteneffiziente regenerative Technologien zu setzen.

⁸ Mit 90 % der Auktionserlösen von 12,6 Milliarden Euro sollen beginnend ab der Inbetriebnahme der Windparks über einen Zeitraum von 20 Jahren die Endkundenpreise für Strom durch eine Senkung der Netznutzungsentgelte gedämpft werden.

Abbildung 1: Geschätzte Entschädigungszahlungen für das Abschalten von Erneuerbaren-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in Millionen Euro



Quelle: BNetzA/Bundeskartellamt (2022:180)

Erstens würden die Phasen mit Engpasssituationen im Netz, in denen die Netzstabilität gefährdet wird, nicht so stark zunehmen, wie dies bei einem beschleunigten Ausbau zu erwarten ist. Bereits heute werden immer häufiger Erneuerbaren-Anlagen abgeschaltet, um eine Gefährdung der Netzstabilität zu vermeiden. Dadurch sind die dafür gewährten Entschädigungszahlungen tendenziell immer weiter angestiegen (Abbildung 1). Diese Entschädigungen haben sich innerhalb weniger Jahre deutlich erhöht, von rund 180 Millionen Euro im Jahr 2014 auf rund 800 Millionen Euro im Jahr 2021. Nach vorläufigen Angaben der Bundesnetzagentur stiegen die Entschädigungszahlungen im Jahr 2022 weiter an, auf rund 900 Millionen Euro (BNetzA 2023: 5) Diese Tendenz würde sich bei einem beschleunigten Erneuerbaren-Ausbau weiter fortsetzen, falls keine Gegenmaßnahmen getroffen würden.

Die Kosten für sämtliche Netzengpassmanagement-Maßnahmen, zu denen neben dem Abschalten von Erneuerbaren-Anlagen – im Fachjargon Einspeisemanagement genannt – auch das Abregeln und Zuschalten von konventionellen Kraftwerken – im Fachjargon Redispatch genannt – sowie der Einsatz und die Vorhaltung der in der Netzreserve befindlichen konventionellen Kraftwerke gehören, lagen im Jahr 2021 bei rund 2,3 Milliarden Euro.⁹ Dies ist gegenüber den Kosten von 1,4 Milliarden Euro im Jahr 2020 ein Anstieg von über 50 % (BNetzA/Bundeskartellamt 2022: 6). Diese Kosten haben sich nach vorläufigen Angaben im Jahr 2022 auf 4,2 Milliarden Euro nahezu verdoppelt; vor allem die Redispatchmaßnahmen bei konventionellen Kraftwerken haben sich wegen der steigenden Brennstoffkosten bei Erdgas und Steinkohle massiv erhöht, auf rund 1,9 Milliarden Euro. Im Jahr 2021 lagen die Redispatch-Kosten mit rund 1,2 Milliarden Euro noch deutlich niedriger.

Zweitens würde die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen weniger stark zunehmen, als dies bei Umsetzung des 80-Prozentziels zu erwarten wäre. Negative Strompreise verursachen hohe volkswirtschaftliche Kosten und treten meist bei einer hohen Einspeisung von Strom aus Wind und Sonne und einem geringen Stromverbrauch auf (Next Kraftwerke 2023). Dies ist häufig an Feiertagen oder Sonntagen der Fall. In solchen Situationen eines Überangebots an Strom erhalten die Abnehmer von Strom diesen nicht nur umsonst, sie bekommen sogar noch eine Abnahmeprämie in Form des negativen Strompreises bezahlt.

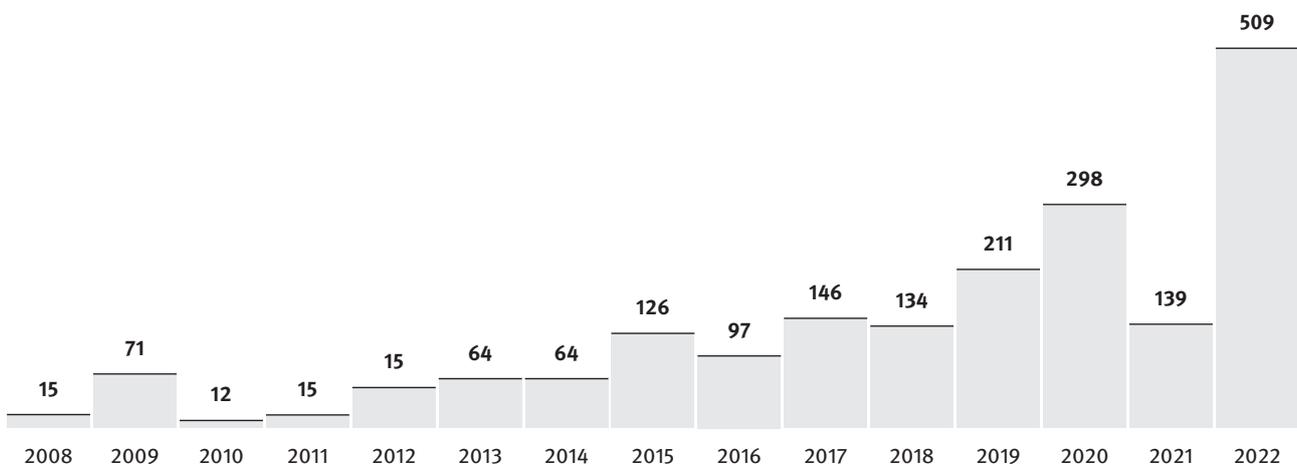
Obgleich man erwarten würde, dass diese negativen Anreize dafür sorgen sollten, dass Stromproduzenten ihre Produktion drosseln und damit helfen, die Häufigkeit und Dauer des Auftretens negativer Strompreise zu verringern, lassen sich negative Preise aus technischen, regulatorischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht immer vermeiden, weil eine flexible Fahrweise von konventionellen Kraftwerken, welche aus guten Gründen einer Vielzahl an Restriktionen und Auf-

lagen unterliegen, oftmals nicht möglich ist.¹⁰ Die Betreiber nehmen daher meist Stunden mit negativen Strompreisen in Kauf, statt ihre Produktion anzupassen. Das Entstehen negativer Strompreise ist somit nicht allein den erneuerbaren Energien anzulasten (Next Kraftwerke 2023).

Dennoch ist die mit dem Ausbau der Erneuerbaren einhergehende starke Zunahme der Zahl an Stunden mit negativen Börsenstrompreisen ein klares Indiz dafür, dass die Ursache dafür in den Schwankungen der Stromproduktion auf Basis von Wind und Sonne liegt sowie in den dafür fehlenden Speicherkapazitäten. So hat sich die Zahl der Stunden mit negativen Börsenstrompreisen seit ihrer Zulassung im Jahr 2008 stark erhöht, auf 509 Stunden im Jahr 2022. Diese liegt heute bei einem Vielfachen der Zahl zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts (Abbildung 2). Seit dem Jahr 2015 traten negative Strompreise von bis zu rund -13 Cent je Kilowattstunde auf (Tabelle A3 im Anhang). Ein weiteres Indiz dafür, dass negative Strompreise letztlich der Inflexibilität der Erneuerbaren-Anlagen geschuldet sind, besteht darin, dass Deutschland und Dänemark, beides Länder mit starkem Windkraftausbau, die beiden Länder sind, in denen das Phänomen der negativen Strompreise am häufigsten in Europa auftritt (Abbildung 3). In Schweden und Finnland hingegen traten negative Preise am Spotmarkt erst im Februar 2020 zum ersten Mal auf (Next Kraftwerke 2023).

Drittens würde der Export von Strom nicht so stark zunehmen, wie dies bei einem beschleunigten Ausbau zu erwarten ist. So nahm einhergehend mit der tendenziellen Zunahme der Häufigkeit negativer Strompreise seit Einführung des EEG im Jahr 2000 auch der Export von Strom in das Ausland beinahe beständig zu (Tabelle A 4 im Anhang). War der Saldo aus dem Import und Export von Strom im Jahr 2000 noch positiv und zeigte an, dass mehr Strom aus dem Ausland importiert als exportiert wurde, sank dieser Saldo seither tendenziell zunehmend ins Negative. Im Jahr 2017 wurden insgesamt 55 Milliarden kWh Strom mehr exportiert als importiert. Das waren beinahe 10 % des Stromverbrauchs des Jahres 2017 von rund 590 Milliarden kWh. (Dass der Stromaustauschsaldo seither tendenziell wieder abgenommen hat, ist mitunter der Abschaltung von Kohle- und Atomkraftwerken im Zuge des Kohle- und Kernenergieausstiegs geschuldet.) Insgesamt wurden mit rund 531 Milliarden kWh (Tabelle A4) etwa ein Sechstel des seit dem Jahr 2000 produzierten grünen Stroms von 3.092 Milliarden kWh (Tabelle A2) ins Ausland exportiert. Zwar werden durch den Export von grünem Strom Erlöse erzielt, diese sind in der Regel jedoch niedriger als die Förderkosten für grünem Strom und in vielen Fällen erfolgt der Export in Phasen von negativen Preisen, sodass sogar noch Geld dafür bezahlt werden muss, dass der überschüssige Strom im Ausland abgenommen wird. Daher wäre es wünschenswert, künftig Stromexporte infolge von

Abbildung 2: Anzahl an Stunden im Jahr mit negativen Börsenstrompreisen in Deutschland

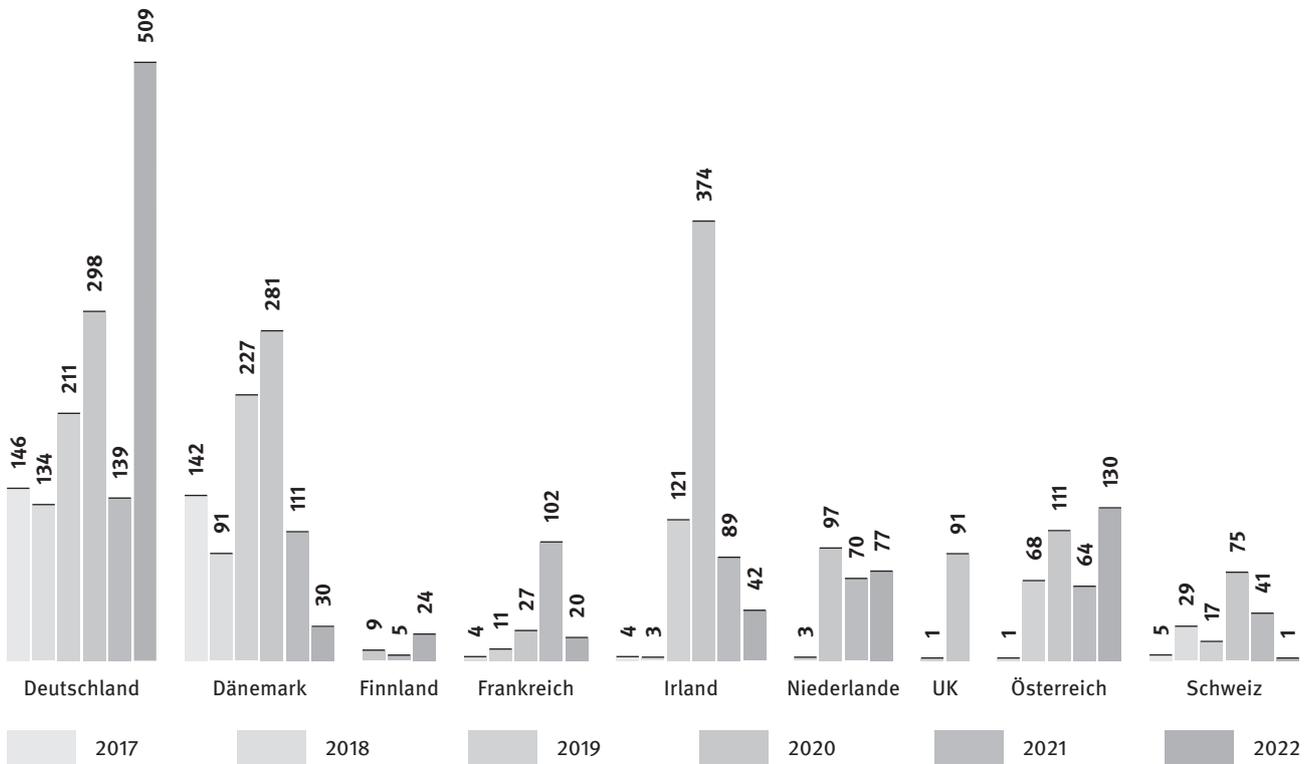


Quelle: Aust und Morscher (2017), Next Kraftwerke (2023)

⁹ Unter Redispatch wird die Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten verstanden.

¹⁰ So dürfen Stromerzeugungskapazitäten, die am Regenergiemarkt teilnehmen, nur so weit heruntergefahren werden, wie dies mit der Bereitstellung ihrer Regelleistung zu vereinbaren ist. Bei konventionellen Kraftwerken gibt es zudem die konventionelle Mindesterzeugung zur Sicherung von Systemdienstleistungen, die aus diesem Grund nicht heruntergeregelt werden kann.

Abbildung 3: Häufigkeit an negativen Strompreisen in europäischen Staaten in den Jahren 2017 bis 2022



Quelle: next-kraftwerke.de (2023) Was sind negative Strompreise und wie entstehen sie?
<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/negative-strompreise#negative-strompreise-wer-trgt-die-kosten>

Überschussituationen zu vermeiden.

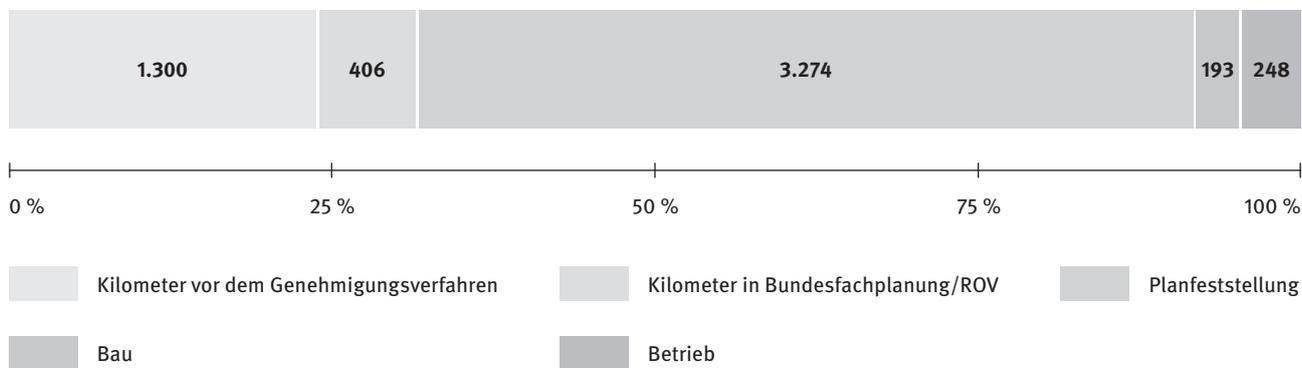
Ein nicht unwesentlicher Grund für das Auftreten von negativen Strompreisen ist die Tatsache, dass Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen entweder eine vom Marktpreis unabhängige Einspeisevergütung oder eine Marktprämie bekommen und daher nicht auf die Preissignale an der Börse reagieren:¹¹ Sie produzieren grünen Strom, sobald der Wind weht bzw. die Sonne scheint, ganz gleich wie hoch die Nachfrage nach Strom ist. Mit der EEG-Novelle im Jahr 2014 wurde diesem „Produce and Forget“ genannten Verhalten mit der sogenannten 6-Stunden-Regel vom Gesetzgeber ein gewisser Riegel vorgeschoben: Nach sechs oder mehr direkt aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen erhielten bestimmte Anlagen rückwirkend ab der ersten Stunde keine Marktprämie mehr.¹²

Mit dem forcierten Ausbau der Erneuerbaren ist zu erwarten, dass der Export grünen Stroms künftig deutlich zunehmen dürfte, ebenso wie die Entschädigungszahlungen für Erneuerbaren-Anlagen-Betreiber und die Redispatch-Kosten. Denn: Mit in Summe knapp 250 GW an Stromerzeugungsleistung steht in Deutschland aktuell mehr als das Dreifache an Leistung zur Verfügung als in der Spitze benötigt wird. Mittlerweile übertreffen die regenerativen Stromerzeugungskapazitäten von insgesamt knapp 150 GW (UBA 2023) die konventionellen Kapazitäten von knapp 100 GW um etwas mehr als die Hälfte. Aktuell liegt die maximal nachgefragte Leistung, die sogenannte Maximallast, bei rund 82 GW und tritt an kalten Winterabenden auf. Mit der Zunahme der Zahl an Wärmepumpen und der Elektroautos dürfte die Maximallast weiter steigen und könnte einen Wert um die 100 GW erreichen. Trotzdem ist es offenkundig, dass mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren die Schere zwischen der gesamten Stromerzeugungsleistung und der maximal erforderlichen Leistung immer stärker aufgehen wird. Es wird daher höchste Zeit, dass die Praxis des „Produce and Forget“ bei den Betreibern neu zu installierender Erneuerbaren-Anlagen untersagt wird und diese stattdessen gezwungen werden, in Zei-

ten geringer Nachfrage den von ihnen produzierten grünen Strom zu speichern, statt diesen auf den Markt zu bringen. **Viertens:** Netzengpasssituationen ließen sich künftig eher vermeiden, wenn der Ausbau der Erneuerbaren an das Tempo des Ausbaus der Überlandleitungen angepasst würde. Der Netzausbau schreitet jedoch weit weniger schnell voran als der Erneuerbaren-Ausbau. So ist damit zu rechnen, dass die 10 geplanten, für die Energiewende eminent wichtigen Überlandleitungen, die Netze zur Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die den Norden Deutschlands mit den Verbrauchszentren im Süden und Westen verbinden sollen, nach derzeitiger Planung im Jahr 2030 nicht in Gänze zur Verfügung stehen werden (BMWK 2023b: 15). Tatsächlich sind von den geplanten rund 5.500 HGÜ-Netzkilometern bislang erst 248 Kilometer in Betrieb, 193 in Bau, die übrigen Strecken befinden sich in Raumordnungs-, Planfeststellungs- oder anderen Verfahren (Abbildung 4), nur ein sehr geringer Teil der HGÜ-Netzkilometer ist bereits genehmigt.¹³

Neben den zehn HGÜ-Trassen sind Netze zur Anbindung von Offshore-Windparks, grenzüberschreitende Netze (Interkonnektoren) sowie konventionelle Überlandleitungen in Planung oder Bau oder sind bereits fertiggestellt. Die insgesamt 119 Netzvorhaben summieren sich zu rund 13.700 Trassenkilometern (BMWK 2023: 5). Davon sind erst 1.930 Kilometer vollständig in Betrieb, 1.519 Kilometer sind im Bau. Demnach befinden sich rund drei Viertel aller zu bauenden Leitungskilometer noch in Genehmigungsverfahren, nur ein sehr geringer Teil davon ist bereits genehmigt. Im Gegensatz zu den zehn HGÜ-Vorhaben ist man beim übrigen Netzausbau jedoch deutlich besser vorangekommen. Das ist vor allem auf die Fortschritte beim Ausbau der Netze zur Anbindung von Offshore-Windparks und dem Bau von grenzüberschreitenden Netzen zurückzuführen. So sind bereits 2.158 km Leitungen vor deutschen Küsten in Betrieb, weitere circa 4.000 Kilometer Offshore-Anbindungsleitungen sind in Planung oder Bau (BMWK 2023: 6). Auch sechs von insgesamt 19 Interkonnektor-Vorhaben sind bereits umgesetzt, am bekanntesten ist die NordLink genannte Leitung nach Norwegen.

Abbildung 4: Verteilung der Trassenkilometer der zehn Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsvorhaben nach Verfahrensschritten



Quelle: BMWK (2023) Aktueller Stand des Netzausbaus.

¹¹ Auch Anlagenbetreiber, die sich für den Erhalt von Marktprämien statt Einspeisevergütungen entschieden haben, haben keine Anreize, sich nach der Stromnachfrage zu richten, denn die Marktprämie gleicht die Schwankungen der Börsenstrompreise aus.
¹² Mit der EEG-Novelle 2021 wurde diese Regelung verschärft und durch die 4-Stunden-Regelung ersetzt. Gemäß § 51 Absatz 1 EEG verringert sich die Marktprämie auf null, wenn der Spotmarktpreis im Verlauf von vier Stunden oder mehr negativ ist. Tritt dieser Fall ein, erhalten betroffene Anlagen rückwirkend ab der ersten Stunde mit negativen Strompreisen keine Marktprämie mehr.
¹³ So ist bei der SuedLink genannten Verbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern und Baden-Württemberg soeben erst mit dem Bau eines Konverters an einem der beiden Enden der Leitung begonnen worden. Mit der Fertigstellung wird nicht vor dem Jahr 2028 gerechnet. Doch die Fertigstellung ist mit großen Unwägbarkeiten verbunden: Von der insgesamt rund 700 Kilometer langen Strecke quer durch Deutschland sind erst 17 Kilometer genehmigt.

3.4 Weitere Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Der kostenintensive Ausbau der Erneuerbaren wird mit einer Vielzahl an Begründungen gerechtfertigt, nicht zuletzt mit positiven Beschäftigungseffekten. Die primäre Begründung dafür ist jedoch die Reduktion des Treibhausgasausstoßes. Dadurch, aber auch wegen der Abschaltung von Kohlekraftwerken infolge steigender Preise für Emissionszertifikate im Emissionshandel, haben sich in der Tat die CO₂-Emissionen in der deutschen Energiewirtschaft seit Einführung des EEG verringert, um knapp 36 % zwischen den Jahren 2000 und 2021, von rund 385 auf etwas über 247 Millionen Tonnen (UBA 2022).

3.4.1 Fehlende Emissionswirkungen im europäischen Maßstab

Dennoch hat der Erneuerbaren-Ausbau aufgrund der Existenz des Emissionshandels nicht die gewünschten Klimaschutzwirkungen, denn dadurch werden keine weiteren Einsparungen an Treibhausgasen erzielt, die über jenes Maß hinausgehen, das bereits durch den Emissionshandel erreicht wird (BMWA 2004: 8). Der Grund dafür liegt darin, dass die via EEG geförderte Stromerzeugung für geringere Emissionen im deutschen Stromsektor und damit für eine geringere Nachfrage nach Emissionszertifikaten sorgt. Die freiwerdenden Zertifikate werden von anderen am Emissionshandel beteiligten Unternehmen erworben, etwa den Stromerzeugern anderer Länder, zum Beispiel von Kohlekraftwerksbetreibern aus Polen. Im Ergebnis ergibt sich lediglich eine Emissionsverlagerung, der durch das EEG bewirkte CO₂-Einspareffekt ist de facto null (BMWA 2004: 8, Morthorst 2003). Es hat sich mittlerweile eingebürgert, in diesem Zusammenhang vom Wasserbetteffekt zu sprechen. Drückt man das Wasserbett an einer Stelle herunter, etwa durch die EEG-Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland, geht es an anderen Stellen nach oben, etwa durch den Mehrausstoß von Kohlekraftwerken, die gesamte Emissionsmenge, bildlich gesprochen die Wassermenge, bleibt gleich.¹⁴

3.4.2 Geringe Anteile der Erneuerbaren am Primärenergiemix

Kaum besser fällt die Bilanz aus, wenn man die Anteile der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch betrachtet. Dieser Anteil belief sich im Jahr 2021 auf 15,9 % (AGEB 2022). Den größten Beitrag hierzu steuerte die Biomasse bei, die einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 7,4 % aufwies und somit knapp die Hälfte des Anteils der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch ausmachte. Die lange Zeit hoch subventionierte Photovoltaik brachte es im Jahr 2021 lediglich auf einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 1,5 %, die Windkraft hatte einen Anteil von 3,4 %. Der Grund für diese geringen Anteile besteht darin, dass die Stromerzeugung lediglich einen Anteil von rund 20 % am Primärenergieverbrauch ausmacht (BMWK 2019: 15). Die Sektoren Verkehr und Wärme, die bislang wenig erneuerbare Energien nutzen, haben deutlich größere Anteile am Primärenergieverbrauch als der Stromsektor. Selbst wenn Strom zu 100 % grün produziert würde, wie dies in Deutschland für das Jahr 2035 avisiert ist, bliebe der Erneuerbaren-Anteil am Primärenergieverbrauch überschaubar, wenn die Verkehrs- und Wärmewende in Deutschland nicht stärker vorankommen. Das ultimative Ziel der Treibhausgasneutralität, die Deutschland bis zum Jahr 2045 erreicht haben möchte, stellt sich angesichts der geringen Anteile von Windkraft und Photovoltaik am Primärenergiemix als gewaltige Herausforderung dar.

3.4.3 Geringer Beitrag der Erneuerbaren zur Versorgungssicherheit

Angesichts dieser geringen Anteile erscheint es kaum möglich, das Ziel der Treibhausgasneutralität allein mit Hilfe der erneuerbaren Energien, hauptsächlich Photovoltaik und Windkraft, und den dafür unabdingbaren Speichertechnologien erreichen zu können, da wohl auch in den kommenden Jahrzehnten wirtschaftliche Speichermöglichkeiten nicht in

ausreichendem Maße vorhanden sein werden (Frondel 2023). In der Zwischenzeit ist der weitgehende Erhalt des heutigen konventionellen Kraftwerksparks zur Überbrückung von windarmen Phasen im Winter (Dunkelflauten) vonnöten. Neben der überaus teuren Vervielfachung der Erneuerbaren-Kapazitäten ist Deutschland daher gezwungen, sich den Luxus zu leisten, parallel einen umfangreichen konventionellen Kraftwerkspark aufrechtzuerhalten.

Dies liegt daran, dass eine Stromerzeugung, die ausschließlich auf Windenergie und Photovoltaik beruht, aus physikalischen Gründen niemals zu einer sicheren Stromversorgung aus eigener Kraft führen kann (Schwarz 2022: 22). Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die Photovoltaik des nachts keinen Strom produzieren kann. Selbst wenn in Deutschland eines Tages 215 GW an PV-Kapazitäten installiert sein sollten, wie es für das Jahr 2030 geplant ist, würde diese Technologie des nachts nichts zur Stromerzeugung beitragen. Technisch ausgedrückt beträgt daher ihre gesicherte Leistung 0 (Schiffer 2019). Der Strombedarf muss stattdessen mit Hilfe der Windkraft und anderen Stromerzeugungstechnologien gedeckt werden. Fällt in langen Winternächten auch noch die Windkraft weitgehend aus, weil der Wind kaum weht, spricht man von einer kalten Dunkelflaute. Dunkelflauten, also Phasen, an denen der Wind kaum weht und die Sonne nicht scheint, und daher die Stromproduktion aller Windkraft- und Photovoltaikanlagen nahezu zum Erliegen kommt, treten im Schnitt vier Mal pro Jahr mit einer Dauer von einer Woche oder länger auf (Blümm 2022).

Daher werden immer konventionelle Reserve-Kraftwerke benötigt, in Summe mit einer Kapazität, die in der Nähe der Höchstlast von derzeit etwas über 80 GW liegen muss, weil Stromimporte und große stationäre Speicher nicht ausreichen werden, eine kalte Dunkelflaute zu überbrücken (Schwarz 2022: 22). Somit müssen konventionelle Kraftwerke so lange mit fossilen Brennstoffen weiterbetrieben werden, bis ausreichende Mengen an Wasserstoff für den Einsatz in den erst noch zu bauenden wasserstofffähigen Erdgaskraftwerken zur Verfügung stehen werden. Patrick Clerens, der Generalsekretär der Europäischen Vereinigung für Energiespeicher (EASE) hat vor diesem Hintergrund auf der Fachmesse „The Smarter E – Europe“ in München kürzlich die provokante Frage gestellt: „Wenn wir keine Speicherkapazitäten schaffen, dann weiß ich nicht, wieso wir die erneuerbaren Energien ausbauen?“.

3.4.4 Eine Wende zur Ineffektivität

Die sehr ambitionierten Erneuerbaren-Ziele und die Fixierung auf Windkraft und Photovoltaik sollten aus weiteren Gründen dringend hinterfragt werden, nicht allein wegen des Fehlens kostengünstiger Speicher für grünen Strom und der immer geringer werdenden Diversifizierung des Energieangebots. So haben Wind und Sonneneinstrahlung das Manko einer geringen Energiedichte. Daher benötigen Windkraft- und Photovoltaikanlagen umfangreiche Flächen, die zumindest teilweise nicht mehr für andere Zwecke zur Verfügung stehen, und bei deren Bau muss viel hochwertiges Material – bei Windenergieanlagen vor allem Stahl und Kupfer – sowie viel Energie eingesetzt werden, um eine verhältnismäßig geringe Energiemenge zu „ernten“. Während der Energieerntefaktor für eine 1,5-Megawatt-Windkraftanlage bei 16 liegt und für eine in Süddeutschland installierte Photovoltaik-Dachanlage bei 4, beträgt der Erntefaktor von Braunkohlekraftwerken 31, von Kernkraftwerken 107 (Weißbach et al. 2013).¹⁵

Deshalb stellt die Energiewende eine völlige Kehrtwende in der langen Geschichte der Nutzung von Energie dar, in der weniger energiedichte Energiequellen regelmäßig von solchen mit höherer Energiedichte und größerer Benutzungspraktikabilität abgelöst wurden. Diese Historie begann mit Holz, wurde nach der industriellen Revolution mit Kohle fortgeführt, bevor die intensive Nutzung von Erdöl und Erdgas begann, den beiden fossilen Brennstoffen mit der höchsten Energiedichte. So hat Erdgas mit 55 Megajoule (MJ)/kg die höchste Energiedichte aller fossilen Brennstoffe, vor Benzin mit einer Energiedichte von 46 MJ/kg (UCalgary 2022). Zum Vergleich: Holz hat eine Energiedichte von 16 MJ/kg, Lithium-Ionen-Batterien, eine der effektivsten Möglichkeiten grünen Strom zu speichern, haben lediglich eine Energiedichte von 0,5 MJ/kg. Die Energiedichte von Benzin liegt somit etwa um den Faktor 100 höher als die der Batterien von Elektro-Autos.

¹⁴ Die Reform des Emissionshandels im Jahr 2018 hat dafür gesorgt, dass der Wasserbetteffekt vorübergehend aufgehoben wird, indem überschüssige Emissionsrechte in die Marktstabilitätsreserve eingestellt werden. Ab dem Jahr 2023 sollten alle Emissionsrechte, die über eine Höchstgrenze hinausgehen, gestrichen werden. Dies ist aufgrund der Verschärfung der EU-Klimaschutzziele, die für einen starken Anstieg der Zertifikatpreise gesorgt hat, nicht geschehen, weil es dadurch zu einer hohen Knappheit an Emissionsrechten gekommen ist. Die Emissionsobergrenze im EU-Emissionshandel ist somit noch immer bindend. Würde man die Bindungswirkung des Cap dauerhaft aufheben wollen, setzt man damit den Emissionshandel außer Kraft, weil dann der Preis für die Emissionsrechte auf null fallen wird (Weimann 2020).

¹⁵ Mit dem Begriff des Energieerntefaktors bilanziert man die in Bau, Betrieb und Rückbau sowie die in die Beschaffung des Brennstoffs investierte Energiemenge einerseits und die in Form von Strom zur Verfügung gestellte Energiemenge andererseits. Die entsprechende Formel lautet: Erntefaktor = E_p/E_m (IFK 2022).

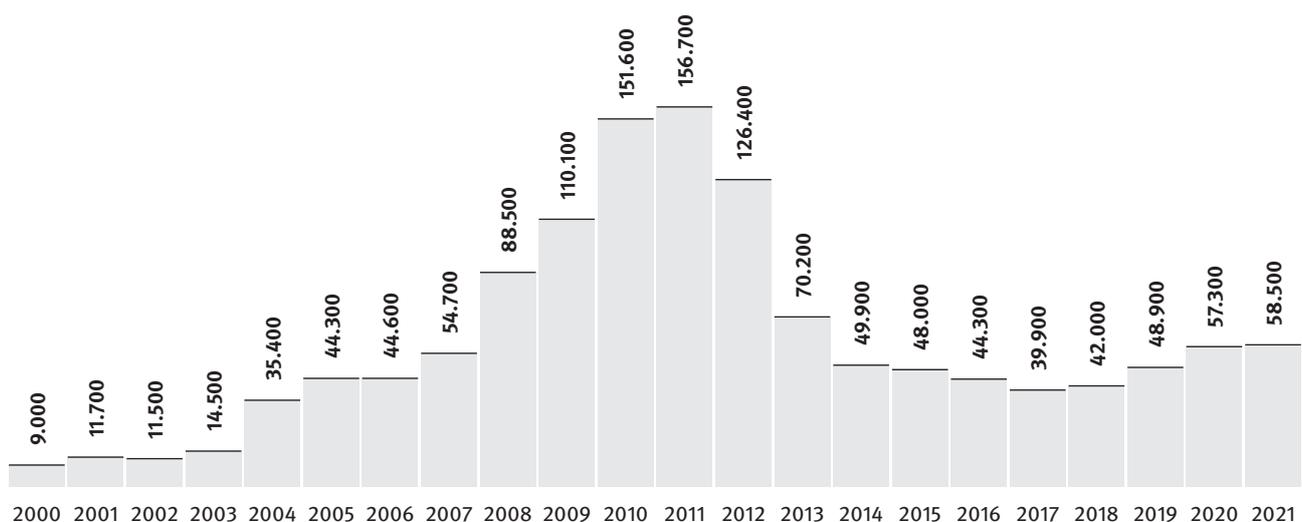
3.5 Beschäftigungseffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Politisch gerechtfertigt wird die Förderung der Erneuerbaren neben dem Klimaschutz mit vielen weiteren Argumenten wie dem Technologieexport und ganz besonders mit positiven Beschäftigungseffekten. Vom Klimaschutz abgesehen, kommen einem diese Argumente verdächtig bekannt vor: Mit ihnen wurde jahrelang auch die Subventionierung der deutschen Steinkohleförderung in insgesamt dreistelliger Milliardenhöhe begründet. Dies stieß seinerzeit beim Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, dem RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung und anderen Instituten auf scharfe Kritik (zum Beispiel Frondel, Kambeck, Schmidt 2007). Das Beschäftigungsargument ist im Falle der Erneuerbaren ebenso wenig stichhaltig wie damals bei der heimischen Steinkohleförderung. Das zeigt ein sorgfältiger Blick auf die Zahlen.

Trotz eines starken Rückgangs der Beschäftigung in der Solarindustrie (siehe Abbildung 5) und der Insolvenz aller großen deutsche Solarunternehmen in der vergangenen Dekade – mit Solarworld traf es im Jahr 2017 auch das größte Unternehmen – wurden und werden Politik und Lobbyisten nicht müde, ein grünes Beschäftigungswunder zu beschwören. Noch in einem Newsletter vom Juni 2016 hat das Bundeswirtschaftsministerium die Erneuerbaren als „globalen Jobmotor“ bezeichnet. Auch eine frühere Studie des Bundesumweltministeriums mit dem Titel „Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2008“ nennt die Erneuerbaren einen „Jobmotor für Deutschland“ (O’Sullivan, Edler, Ottmüller, Lehr 2009) und prognostizierte aufgrund des durch das EEG geschaffenen „attraktiven Marktumfelds“ einen Anstieg der Beschäftigung von rund 250.000 Arbeitsplätzen im Jahr 2007 auf mehr als 400.000 Stellen im Jahr 2020.

Um diese Zahlen einordnen zu können, muss man wissen: Aktuell gibt es rund 34,5 Millionen sozialversicherungspflichtig Beschäftigte. Wäre die Prognose dieser Studie für das Jahr 2020 eingetroffen, hätten die 400.000 Stellen

Abbildung 5: Anzahl an Beschäftigten in der Photovoltaikindustrie in Deutschland

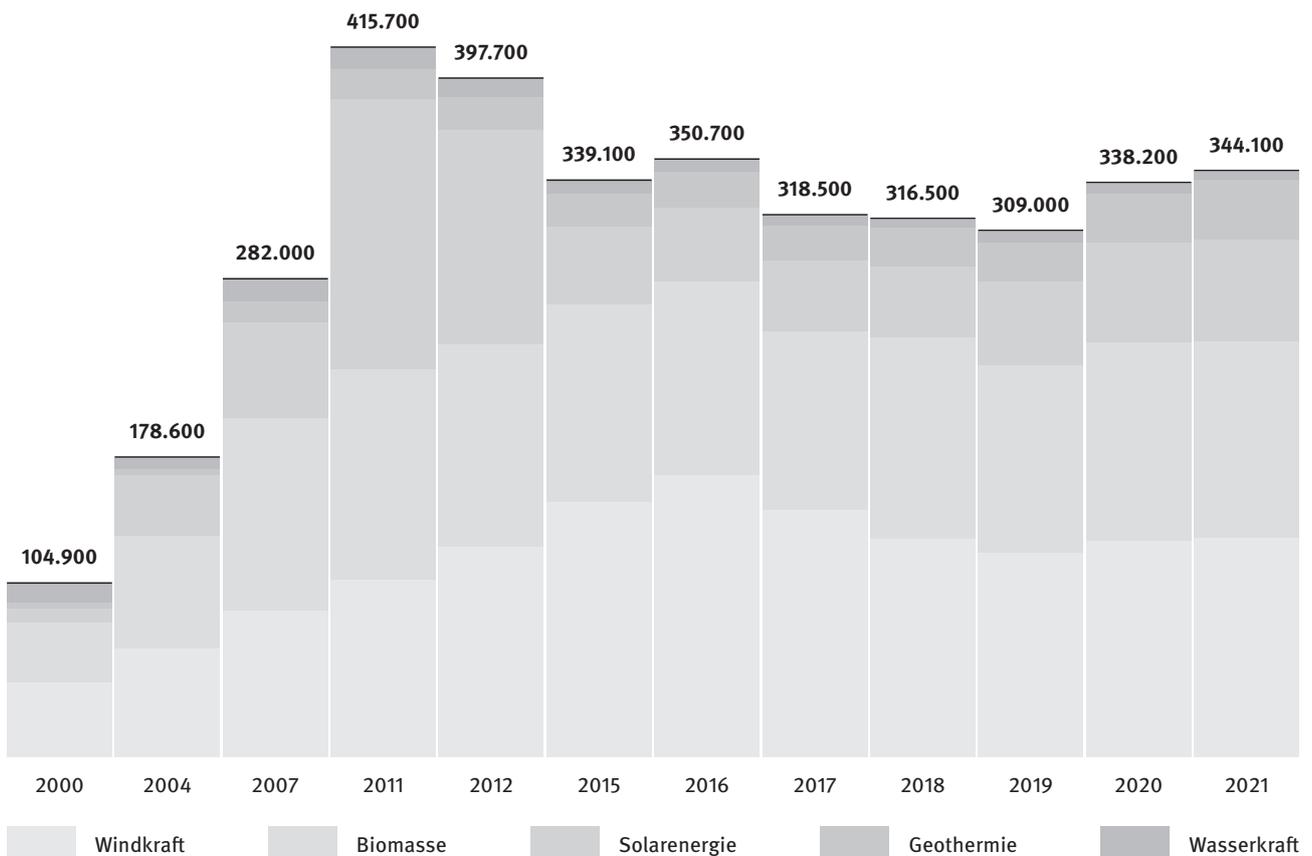


Quelle: Informationsportal Erneuerbare Energien (2023) Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien 2000 bis 2021 (Stand: 31.05.2022).
<https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihe-der-beschaefigungszahlen-seit-2000.html>

einem Anteil von lediglich rund 1,15 % aller derzeit sozialversicherungspflichtig Beschäftigten entsprochen – ein Jobwunder sieht anders aus. Die Prognose von 2008 ist allerdings nicht eingetroffen, sie wurde mit 338.200 statt 400.000 Beschäftigten deutlich verfehlt (Abbildung 6, Tabelle A6). Gegenüber dem Hoch von 415.700 Beschäftigten aus dem Jahr 2011 bedeutete das eine Verringerung um nahezu ein Fünftel.¹⁶

Die in Abbildung 6 dargestellten Beschäftigten-Zahlen zeichnen ein in vieler Hinsicht verzerrtes Bild. Vor allem geben sie lediglich die Brutto-, nicht die Nettobeschäftigungseffekte wieder. Indem sie die nachteiligen Wirkungen dieser vermeintlichen Beschäftigungsförderung unberücksichtigt lassen, verschleiern die Bruttozahlen die wahren Folgen für die ökonomische Wohlfahrt einer Gesellschaft. Am unmittelbarsten bekommt dies die vom „grünen“ Strom verdrängte herkömmliche Stromerzeugung zu spüren. Infolge der Subventionierung erneuerbarer Energien kommt es zu negativen Beschäftigungseffekten in der konventionellen Stromerzeugung, wenn die Stromerzeugung in Kraftwerken durch grünen Strom verdrängt und unwirtschaftlich wird. Daher ist seit Jahren bei den großen Stromversorgern ein deutlicher Rückgang der Beschäftigung zu verzeichnen, was allerdings auch auf die stark gestiegenen Preise für Emissionszertifikate im Emissionshandel und den ordnungsrechtlichen Kohleausstieg zurückgeht. Negative Beschäftigungswirkungen sind darüber hinaus in den der konventionellen Stromerzeugung vorgelagerten Sektoren wie dem konventionellen Kraftwerksbau zu erwarten. Die so verlorenen Arbeitsplätze müssen den im Erneuerbaren-Sektor entstandenen Stellen gegenübergestellt werden, wenn eine ehrliche Bilanz gezogen werden soll.

Abbildung 6: Anzahl an Beschäftigten im Sektor erneuerbare Energien



Quelle: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihe-der-beschaeftigungszahlen-seit-2000.html>

¹⁶ Bedauerlicherweise ist die Datenlage für Analysen sehr dünn, denn der Erneuerbaren-Sektor ist keine traditionelle Branche, die vom Statistischen Bundesamt in Gänze erfasst wird. So bleibt nichts anderes übrig, als sich auf Selbstauskünfte der Unternehmen und Verbandsangaben für einzelne Branchen zu verlassen. Welche Diskrepanzen hier auftreten können, zeigt sich anhand der vom Solarverband BSW veröffentlichten Beschäftigtenzahlen im Vergleich mit den offiziellen Zahlen des Statistischen Bundesamts zum Teilssektor „Herstellung von Solarzellen und Solarmodulen“. Die Werte unterscheiden sich zum Teil um den Faktor 10 und begründen eine gewisse Skepsis, ob sich diese Differenz nicht durch eine großzügige Auslegung der Selbstauskünfte seitens des Solarverbands erklärt.

Vor allem darf bei der Ermittlung der Nettobeschäftigungsbilanz nicht vergessen werden, dass es aufgrund der hohen Förderkosten auch außerhalb des Stromerzeugungssektors und den ihm vorgelagerten Sektoren zu Arbeitsplatzverlusten und zum Verzicht auf die Schaffung neuer Arbeitsplätze kommt. So muss auch jene fiktive Zahl an Arbeitsplätzen berücksichtigt werden, die hypothetisch geschaffen worden wären, wenn es die Förderung der Erneuerbaren nicht gegeben hätte – und dieser fiktive Wert muss von der Zahl der tatsächlich entstandenen Stellen im Erneuerbaren-Sektor abgezogen werden.

Denn: Die über eine Erhöhung der Stromrechnung von den Verbrauchern mehr als zwei Jahrzehnte beglichenen Kosten von bis zu rund 28 Milliarden Euro pro Jahr (Tabelle 1) verringerten die ökonomische Aktivität und damit die Beschäftigung in anderen Sektoren. Zwei Aspekte sind hierbei besonders wichtig. **Erstens:** Mit Ausnahme der von der EEG-Umlage weitgehend verschonten rund 2.500 energieintensiven Betriebe fielen auch die Investitionen der industriellen Stromverbraucher infolge höherer Strompreise um Milliarden Euro geringer aus als ohne Subventionierung der alternativen Energietechnologien. **Zweitens:** Der Kaufkraftverlust der privaten Verbraucher infolge höherer Strompreise addierten sich über die jahrzehntelange Förderdauer hinweg auf dreistellige Milliardenbeträge – auch wenn sich die jährliche Belastung eines einzelnen Haushalts vergleichsweise gering ausnahm.¹⁷

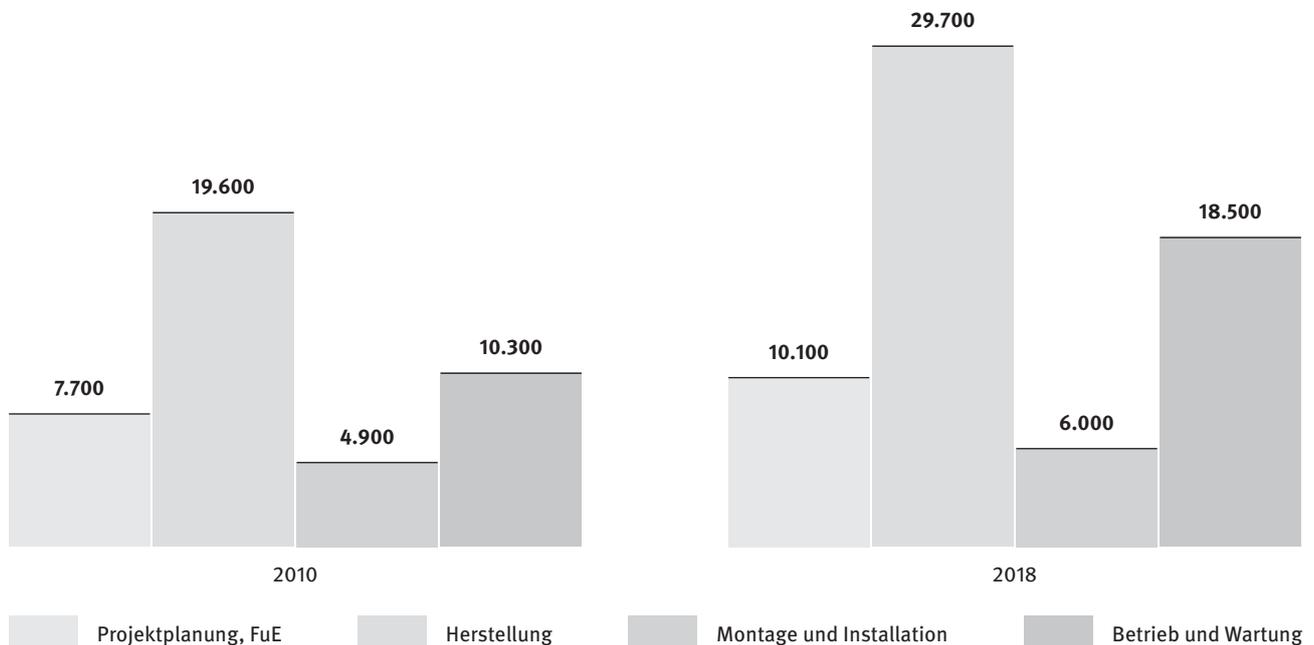
Wie hier zuvor dargestellt wurde, haben die Stromverbraucher zwischen Einführung des EEG im Jahr 2000 und dem Jahr 2022 insgesamt knapp 300 Milliarden Euro mit ihren Stromrechnungen für die Förderung der Erneuerbaren bezahlt. Die mit den entsprechend höheren Strompreisen verbundenen Kaufkraftverluste der privaten Verbraucher und der Entzug von Kapital für andere Investitionen der Unternehmen hatten negative Arbeitsplatzeffekte in anderen Sektoren zur Folge. Dies lässt bezweifeln, ob die Arbeitsplatzbilanz der Förderung grüner Technologien im Saldo überhaupt positiv ausfallen kann.

Es ist daher nicht überraschend, dass sich in der Vergangenheit mehrere Studien skeptisch in Bezug auf positive Nettobeschäftigungseffekte geäußert haben. Beispielsweise stellte das Institut für Wirtschaftsforschung aus Halle 2004 fest, dass bei Berücksichtigung der Investitionskosten und der Verdrängung der privaten Verwendung von Investitionsmitteln „praktisch keine Beschäftigungseffekte mehr festgestellt werden könnten“ (Hentrich, Wiemers, Ragnitz 2004). Ähnlich äußerten sich andere Institute. So kam auch das Bremer Energie Institut in seiner Studie „Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich der erneuerbaren Energien“ aus dem Jahr 2003 für eine Reihe von alternativen Energietechnologien zu dem Schluss, dass nach anfänglich positiven Beschäftigungswirkungen der Gesamteffekt über einen Zeitraum von 20 Jahren negativ ausfällt (BEI 2003).

Angesichts der Ergebnisse dieser Studien stellt sich die Frage, ob die Förderung erneuerbarer Energien neben kurzfristig positiven Bruttobeschäftigungseffekten infolge der Installation von neuen Anlagen langfristig überhaupt positive Wirkungen für den Arbeitsmarkt hat. Obwohl empirische Studien dazu rar sind, gibt es aus verschiedenen Gründen Zweifel. So waren von den 64.300 im Jahr 2018 in der Onshore-Windkraftbranche Beschäftigten nahezu drei Viertel in der Projektierung, Herstellung und Installation von Anlagen tätig (Abbildung 7). Lediglich etwas mehr als ein Viertel arbeitete im Bereich des Betriebs und der Wartung dieser Anlagen, also auf Arbeitsplätzen, die von dauerhafter Natur sind. Die übrigen Arbeitsplätze wären nur temporärer Natur gewesen, wenn keine neuen Anlagen mehr projektiert, produziert und installiert worden wären. In der Photovoltaikbranche fallen die entsprechenden Anteile ähnlich aus. Auch das Beschäftigungs-Strohfeuer der Jahre 2007 bis 2013 (siehe Abbildung 5) lässt vermuten, dass ein Großteil der Arbeitsplätze im PV-Sektor nur dann von langfristiger Natur ist, wenn entweder der Zubau im Inland permanent auf demselben Niveau erfolgen oder aber der Export ein Abflachen des Zubaus im Inland ausgleichen würde.

Mit letzterem ist nach dem Niedergang der deutschen Solarindustrie jedoch eher nicht mehr zu rechnen. Im Gegenteil: Mehr noch als in der Vergangenheit, als in manchen Jahren mehr als zwei Drittel aller Module importiert werden mussten, um die durch die hohen Subventionen befeuerte exorbitante Nachfrage zu decken, werden aktuell mehr als 90 % der Solarmodule importiert, zumeist aus Asien. Von den zehn größten Photovoltaik-Unternehmen stammen sieben aus China (Tabelle A5), die übrigen drei sind First Solar aus den USA, CSI Solar aus Kanada und das ehemals deutsche Unternehmen Q-Cells, das sich nun in den Händen einer südkoreanischen Firma befindet.

Abbildung 7: Beschäftigung in der Windindustrie an Land nach Wertschöpfungsstufen in den Jahren 2010 und 2018.



Quelle: (Prognos 2019).

Weil die Stromverbraucher nach Deutschlands „Solarboom“ um das Jahr 2010 noch mehr als ein Jahrzehnt die fest vereinbarten Einspeisevergütungen zu zahlen hatten, die Arbeitsplätze aber größtenteils wieder verschwunden sind (Abbildung 5), dürfte auch ohne jegliche Saldenberechnung klar sein, dass dessen Netto-Beschäftigungseffekt deutlich negativ ausgefallen ist. Stattdessen hatte der „Solarboom“ in Deutschland für hohe positive Beschäftigungseffekte im Ausland gesorgt, wo die Module größtenteils produziert wurden, aber keine Kosten für den „Solarboom“ zu tragen waren.

Im Gegensatz zu den oben genannten Studien kommt dennoch eine Reihe der vom Bundesumweltministerium in Auftrag gegebenen Gutachten zu der Schlussfolgerung, dass die EEG-Förderung positive Nettobeschäftigungseffekte habe. So prognostizierte eine Studie mit dem Titel „Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte, Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt“ aus dem Jahr 2006, dass durch die Erneuerbaren-Förderung vom Jahr 2020 an netto mehr als 56.000 Arbeitsplätze geschaffen würden (BMU 2006). Diese Schätzung des Nettobeschäftigungseffekts relativiert die obige Prognose zur Bruttobeschäftigung von 400.000 Beschäftigten im Jahr 2020 beträchtlich. Es ist zudem bemerkenswert, dass die Autoren auch negative Nettobeschäftigungseffekte nicht ausgeschlossen haben, falls sich die Exporte erneuerbarer Technologien nicht so positiv entwickeln wie angenommen.

In jedem Fall waren selbst die durch die Förderung erneuerbarer Energien geschaffenen Bruttoarbeitsplätze teuer erkaufte, besonders in der Solarbranche. Eine Größenordnung ergibt sich aus folgender Kalkulation: Auf Basis der von Frondel, Schmid und Vance (2014: 9) für alle im Jahr 2009 installierten Photovoltaik-Anlagen bezifferten Nettokosten von rund 17,3 Milliarden Euro summierten sich die Subventionen für jeden Arbeitsplatz in der Photovoltaikbranche auf rund 270.000 Euro, wenn man wie der Solarverband BSW von damals 65.000 Beschäftigten im deutschen Photovoltaiksektor ausgeht.

Tatsächlich dürften die Kosten je Arbeitsplatz noch höher ausgefallen sein, da die Zahl der Arbeitsplätze vom Solarverband aus Eigeninteresse überschätzt werden könnte. So ist anzunehmen, dass die Handwerker, welche die Anlagen installieren, auch andere Tätigkeiten ausüben, zum Beispiel Heizungsanlagen einbauen. Diese Handwerker dürfen

¹⁷ Nach RWI-Erhebungen für das Bundeswirtschaftsministerium verbraucht ein 3-Personen-Haushalt im Durchschnitt jährlich rund 4000 Kilowattstunden. Beim höchsten Wert der EEG-Umlage von 6,88 Cent pro Kilowattstunde, den diese im Jahr 2017 erreicht hat, betragen die zusätzlichen Stromkosten für diesen Haushalt rund 330 Euro pro Jahr, einschließlich der Mehrwertsteuer, die auch auf die EEG-Umlage zu zahlen war.

nicht allein dem Photovoltaiksektor zugerechnet werden. Ob dies bei den Beschäftigtenangaben des BSW ausreichend berücksichtigt wird, ist fraglich, auch wegen der Schwierigkeit der korrekten sektoralen Zuordnung.

Die Zahl der Bruttoarbeitsplätze im Bereich erneuerbarer Energien dürfte noch aus einem weiteren Grund deutlich überschätzt sein. So kann man voraussetzen, dass die hier Beschäftigten zuvor nicht alle arbeitslos waren und ausschließlich durch die Förderung der Erneuerbaren zu einem Arbeitsplatz gekommen sind. Abgesehen davon, dass Arbeitslosigkeit mit anderen, speziell dafür geschaffenen Instrumenten bekämpft werden sollte, sind es nicht die typischen Arbeitslosen, die im Erneuerbaren-Sektor eingesetzt werden. Vielmehr ist anzunehmen, dass diese Branche bei der Suche nach qualifiziertem Personal in Konkurrenz zu anderen, wettbewerbsfähigen Sektoren trat und auch weiterhin treten wird.

Daher kommt es durch die subventionierte Beschäftigung im Bereich der Erneuerbaren zu einer starken Konkurrenz um qualifizierte Arbeitskräfte. So dürfte der vermeintliche Solarboom den notorischen Facharbeiter- und Handwerkerangel in Deutschland verschärft haben, da Installationsbetriebe wegen der damals geradezu explodierenden Nachfrage zunehmend mit der Installation von Solarmodulen ausgelastet wurden. Dadurch konnte die Nachfrage nach anderen Installationsarbeiten, die diese Betriebe ebenfalls ausführen, nur in geringerem Maße befriedigt werden. Angesichts des derzeitigen gravierenden Facharbeitermangels ist es nicht wünschenswert, diese Konkurrenz durch Subventionen zu verschärfen.

3.6 Wohlfahrtseffekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Grundsätzlich sollte das oberste Ziel guter Politik nicht in der Schaffung von Arbeitsplätzen bestehen, sondern in der Maximierung der gesellschaftlichen Wohlfahrt. Wäre Beschäftigung das oberste Ziel der Förderung grüner Technologien, gäbe es einen besseren Weg: Hoch bezahlte Rad- und Ruderprofis sollten via vieler kleiner Generatoren emissionsarmen Strom erzeugen. Klar: Dieses Beispiel ist nicht ernst gemeint! Es macht aber deutlich, dass es ein fundamentaler Irrtum wäre, den Umfang des Produktionsfaktors Arbeit steigern zu wollen, anstatt den Faktor Arbeit als Produktionsfaktor zu betrachten, welcher nicht nur Wohltaten erzeugt, sondern auch Kosten verursacht.

Im Radler-Ruderer-Beispiel wären die Kosten je produzierter Kilowattstunde Strom so frapierend hoch, dass dies unmittelbar einleuchtend ist. Tatsächlich aber sehen viele Befürworter der Erneuerbaren die Notwendigkeit, eine bestimmte Menge Strom mit einer großen Zahl an Beschäftigten zu gewinnen, positiv. Bei dieser Sichtweise wird jedoch ausgeblendet, dass eine solche Art der Beschäftigungssteuerung das Wachstumspotenzial der gesamten Volkswirtschaft verringert. Dies ist für die Schaffung von Arbeitsplätzen in der Summe kontraproduktiv: An anderer Stelle werden dadurch weniger Arbeitsplätze geschaffen. Daneben ist es fraglich, ob die Politik durch die gezielte Förderung eines Sektors für insgesamt mehr Beschäftigung sorgen kann als der Markt es bei politisch günstigen Rahmenbedingungen vermag – der komparative Vorteil von Politik ist schließlich nicht unbedingt in der Schaffung von Arbeitsplätzen zu vermuten.

Was darüber hinaus bei der Förderung alternativer Technologien meist vergessen wird, sind deren Opportunitätskosten: der entgangene Nutzen aus anderen, wegen der Erneuerbaren-Förderung nicht getätigten, aber eventuell rentableren Investitionen. Bei Differenzkosten von rund 120 Milliarden Euro für alle seit 2000 in Deutschland installierten Solaranlagen (Tabelle 1) und etwa ebenso hohen, bereits feststehenden weiteren Förderkosten, die für die heute installierten Anlagen noch zu zahlen sind, muss die Frage gestellt werden, ob diese gewaltige Summe nicht besser hätte investiert werden können. Dazu zählen beispielsweise Ausgaben für Bildung und Forschung und insbesondere die Entwicklung von Energiespeichertechnologien, für welche wesentlich mehr Geld zur Verfügung gestanden hätte, wenn auf die massive Förderung der Photovoltaik verzichtet worden wäre.

Die Frage, was eine Nation dafür aufgeben muss, also die Frage nach der Verwendung substanzieller Mittel für alternative Zwecke, wird von der Politik selten gestellt. Dies ist umso bedauerlicher, als zu erwarten ist, dass Investitionen in viele andere Zwecke wie Bildung, Forschung und Infrastruktur, allen voran die Digitalisierung, die Wohlfahrt und Be-

schäftigung eines Landes langfristig wesentlich stärker steigern als die flächendeckende Verbreitung alternativer Technologien, die aufgrund von Effizienz- und Kostennachteilen auch zum jetzigen Zeitpunkt teils noch immer der Förderung in Form von Einspeisevergütungen oder Marktprämien bedürfen, ergo zum Teil noch immer nicht wettbewerbsfähig sind. Bei allen ökologischen Vorteilen, die die Förderung der erneuerbaren Energien durch die Verdrängung fossiler Stromerzeugung und die damit einhergehende Verringerung lokaler negativer externer Umwelteffekte bringt, müssen sich Politik, Befürworter, Verbraucher und Steuerzahler die Frage stellen, welchen Preis sie dafür bezahlen und welchen sie zu zahlen bereit sind.

Es ist aus verteilungspolitischer Sicht sehr zu begrüßen, dass die dreistelligen Förderkosten des bisherigen Ausbaus der Erneuerbaren in den kommenden zwei Jahrzehnten nicht mehr von den Stromverbrauchern mit ihrer Stromrechnung bezahlt werden müssen, sondern seit Mitte 2022 aus dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) bestritten werden. Damit wurde ein systematischer Fehler in der Finanzierung der Energiewende beseitigt: Einkommensschwache Haushalte sollten ebenso wenig für den Ausbau der Erneuerbaren aufkommen müssen wie für die Förderung der Kraftwärmekopplung via KWK-Umlage, welche nach wie vor mit der Stromrechnung zu bezahlen ist, ebenso wie viele andere Fördertatbestände, etwa der Netzausbau vor deutschen Küsten.

Wenngleich durch eine Fondsfinanzierung die zuvor beschriebenen Verdrängungseffekte und negativen Wirkungen auf andere Sektoren infolge höherer Stromkosten entfallen, bleibt auch diese Art der Finanzierung des Erneuerbaren-Ausbaus nicht ohne negative Auswirkungen: Die im aktuellen Entwurf des Wirtschaftsplans für den Klima- und Transformationsfonds für das Jahr 2024 vorgesehenen 12,6 Milliarden Euro als Ausgleich für die entfallene EEG-Umlage stehen für andere Zwecke nicht zur Verfügung, zum Beispiel für das im Koalitionsvertrag der Ampelregierung festgelegte, aber bislang noch nicht umgesetzte Klimageld, das als einheitliche Pauschale allen Bürgerinnen und Bürgern zum Ausgleich der Lasten aus der nationalen CO₂-Bepreisung ausgezahlt werden soll.

Im bis zum Jahr 2027, also für vier Jahre, angelegten Wirtschaftsplan, ist vom Klimageld nicht die Rede. Es würde progressiver als eine Steuersenkung wirken, da ärmere Haushalte relativ zu ihrem Einkommen stärker profitieren als wohlhabendere Haushalte. Allerdings ist für die im KTF-Wirtschaftsplan für das Jahr 2024 erwarteten 10,9 Milliarden Euro an Einnahmen aus der nationalen CO₂-Bepreisung kein Ausgleich in Form des Klimageldes für die Bürgerinnen und Bürger vorgesehen. Wenn diese trotz höherer Heiz- und Tankausgaben infolge einer steigenden CO₂-Bepreisung nicht entlastet werden, haben sie folglich weniger Geld für andere Ausgaben zur Verfügung. Die fehlende Entlastung hat negative Beschäftigungs- und Wohlfahrtseffekte zur Folge, die diffuser Natur sind, weil sie sich über die gesamte Wirtschaft und Gesellschaft verteilen, und die daher auch schwer beobachtbar und kaum ursächlich zuzuordnen sind. Dennoch sind das substantielle Effekte in Milliardenhöhe, die nicht übersehen und verschwiegen werden sollten.

Auch für den Ausbau des Schienennetzes, der nach kontroversen Diskussionen in den nächsten vier Jahren nun doch noch mit 12,5 Milliarden Euro aus dem Fonds finanziert werden soll, steht entsprechend weniger Geld zur Verfügung. Dasselbe gilt für andere Infrastrukturinvestitionen und die Digitalisierung, die als Zukunftsinvestitionen vielversprechender erscheinen als ein forciertes Ausbauen der Erneuerbaren: In immer mehr desselben zu investieren, wird aus Risikogründen im Portfoliomanagement tunlichst vermieden. Dieses Prinzip sollte sich auch die Politik zu eigen machen.

Ein expliziter Schwerpunkt der Forschung und Entwicklung von Energieerzeugungs- und -speichertechnologien, der ebenfalls alternativ mit den für die Erneuerbaren vorgesehenen 12,6 Milliarden Euro finanziert werden könnte und der bei dem Namen und Zweck des Fonds getrost erwartet werden darf, ist bedauerlicherweise gar nicht vorgesehen. Sicher ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass es durch einen solchen Schwerpunkt zur Entwicklung einer die Energiewende revolutionierenden Technologie käme, die es künftig ermöglichen würde, kostengünstigen emissionsarmen Strom im Überfluss zu produzieren und dadurch das Ziel der Treibhausgasneutralität spielend zu erreichen. Dennoch sollte eine solche Chance nicht von vornherein dadurch ausgeschlossen werden, dass keine substantiellen staatlichen Mittel dafür eingesetzt werden. Stattdessen aber sieht der Klima- und Transformationsfonds mit knapp 19 Milliarden für das Jahr 2024 als größten Schwerpunkt die Förderung der Wärmewende vor, inklusive des finanziellen Ausgleichs für Haushalte beim Einbau von teuren Wärmepumpen.

3.7 Potenzielle Effekte der vorgesehenen Wärmewende

Mit der Reformierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) würde der Einbau von Öl- und Gasheizungen in den kommenden Jahren faktisch verboten werden, sowohl im Neubau als auch als Ersatz für alte Heizungen: Laut Gesetzentwurf soll jede neu eingebaute Heizung zu mindestens 65 Prozent mit Hilfe von erneuerbaren Energien betrieben werden. Dies schließt den Einbau von Heizungen, die ausschließlich auf Basis fossiler Brennstoffe betrieben werden, künftig aus.

Damit könnten Millionen von Haushalten mangels Alternativen gezwungen sein, hohe Investitionen in eine Wärmepumpe tätigen zu müssen: Wärmepumpen können leicht doppelt bis drei Mal so teuer in der Anschaffung sein wie beispielsweise herkömmliche Erdgasheizungen. Zwar sollen sich die Investitionen in Wärmepumpen am Ende dadurch als besser erweisen als das Investieren in Gasheizungen, dass die Strompreise weniger stark steigen als die Preise für Erdgas und Öl – schließlich werden sich diese Energieträger infolge der CO₂-Bepreisung absehbar verteuern.

Doch wie stark sich die Preise für Öl und Gas mittel- bis langfristig verteuern, ist unklar – trotz der Tatsache, dass ein zweites EU-weites Emissionshandelssystem, das die Sektoren Verkehr und Wärme mit einem CO₂-Preis belegen soll, laut EU-Gesetzgebung bis zum Jahr 2027 etabliert sein soll. Auch die Prognose, dass sich der Strompreis infolge des Ausbaus der Erneuerbaren langfristig verringern sollte, wird, wenn überhaupt, erst nach längerer Zeit eintreffen. Bis dahin könnte eine heute neu eingebaute Wärmepumpe das Ende ihrer Lebensdauer schon wieder erreicht haben.

Es ist angesichts der Unsicherheit über die künftigen Preisentwicklungen nachvollziehbar, dass Haushalte hohe Investitionen in Wärmepumpen scheuen. Ebenso nachvollziehbar ist, dass die Politik das Zögern der Haushalte mit finanziellen Anreizen zu verringern versucht. Daher fördert der Staat den Einbau von Wärmepumpen durch die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) bei der Sanierung von Altbauten aktuell mit 25 bis 40 % der förderfähigen Gesamtkosten, die je Wohneinheit maximal 60.000 Euro betragen. Die maximale Förderung beträgt somit 24.000 Euro, wenn der Förderhöchstsatz von 40 % gewährt wird.

Das könnte den Staat beziehungsweise den Steuerzahler enorme Summen kosten, wenn tatsächlich das Ziel erreicht werden sollte, dass in Deutschland bis zum Jahr 2030 insgesamt sechs Millionen Wärmepumpen installiert sein werden. Dazu soll der Einbau von Wärmepumpen beschleunigt werden: Ab dem Jahr 2024 sollen jährlich mindestens 500.000 neue Pumpen in Betrieb gehen.¹⁸ Nimmt man für eine grobe Überschlagsrechnung mit großem Optimismus an, dass ab dem Jahr 2024 in Neubauten jährlich 400.000 Wärmepumpen verbaut werden, müssten pro Jahr 100.000 Wärmepumpen im Altbau installiert werden, um die Zielmarke von 500.000 Stück pro Jahr zu erreichen. Würden somit 0,7 Millionen Wärmepumpen bis zum Jahr 2030 im Altbau installiert und die aktuellen Fördersätze beibehalten werden, wäre damit ein Förderaufwand von bis zu 16,8 Milliarden Euro verbunden. Der Förderaufwand würde noch weitaus höher ausfallen, wenn aufgrund der Verabschiedung der Novelle des Gebäudeenergiegesetzes künftig sehr viel mehr Wärmepumpen in Deutschland installiert würden.

Solch hohe Förderkosten bedürfen ohne Frage der Rechtfertigung. Allerdings ist absehbar, dass es durch die Wärmepumpenförderung lediglich zu bescheidenen Wohlfahrtseffekten kommen wird. **Erstens** haben Wärmepumpen wegen der bereits beschlossenen Etablierung des separaten EU-Emissionshandelssystems für die Sektoren Verkehr und Wärme ab dem Jahr 2027 keine zusätzlichen Emissionseinspareffekte, die über das durch den neuen Emissionshandel erzielbare Maß hinausgehen – siehe die Einspareffekte des Ausbaus der Erneuerbaren in Deutschland, die aufgrund des bestehenden EU-Emissionshandels im EU-weiten Maßstab betrachtet keine zusätzlichen Emissionsreduktionen bewirken.

Mit dem neuen Emissionshandel würden die Emissionen dort in Europa vermieden, wo es in den Sektoren Gebäude und Verkehr am kostengünstigsten ist. Die kostengünstigsten CO₂-Einsparmöglichkeiten dürften jedoch kaum in der Ausstattung von Altbauten mit Wärmepumpen in Deutschland liegen. So schätzte der Umweltökonom Joachim Weimann (2021) die Kosten, die beim Einbau von Wärmepumpen im Altbau pro eingesparter Tonne CO₂ entstehen, auf rund 600

bis 1300 Euro – je nachdem, ob eine Öl- oder eine Erdgasheizung durch eine Wärmepumpe ersetzt wird, Kosten für energetische Modernisierung nicht eingerechnet. Zum Vergleich: Der Preis für CO₂-Emissionszertifikate im seit 2005 bestehenden EU-Emissionshandel lag bislang nie nennenswert über 100 Euro je Tonne. Mit einem faktischen Verbot für den Einbau von konventionellen Heizungen auf Basis fossiler Brennstoffe würde somit auf unnötig teure Weise ein bereits von der nationalen CO₂-Bepreisung betroffener Bereich zusätzlich reguliert.

Zweitens: Ein massiver Wärmepumpenausbau würde durch deren Installation am Arbeitsmarkt allenfalls für ein Strohfeuer sorgen. Ähnlich wie beim Solarboom würden dadurch kaum dauerhafte Arbeitsplätze geschaffen werden: Sobald alle Pumpen installiert wären, bräuchte man Arbeitskräfte nur noch für deren Wartung und Betrieb. Allerdings schafft das keine zusätzliche Beschäftigung: Die Arbeitskräfte, die zuvor die fossilen Heizungen gewartet haben, würden ersetzt durch solche, die die Wärmepumpen warten. Der langfristige Nettobeschäftigungseffekt läge bei null. Kurzfristig käme es indessen zu einer erheblichen Konkurrenz um knappe Arbeitskräfte im Handwerk, der Fachkräftemangel könnte durch einen massiven Wärmepumpenausbau noch erheblich verschärft werden.

Drittens: Auch der industriepolitische Impuls dürfte bescheiden ausfallen, da zu erwarten ist, dass von einem massiven Wärmepumpenausbau in Deutschland neben den heimischen Unternehmen auch die großen ausländischen Hersteller profitieren werden. Aufgrund von Größen- und Kostenvorteilen könnten ausländische Unternehmen erhebliche Marktanteile hinzugewinnen. Tatsächlich befinden sich unter den weltweit führenden Wärmepumpenherstellern vor allem Unternehmen aus Asien (Tabelle A7 im Anhang). Die deutschen Heizungsbauer, die noch immer eher konventionelle Heizungen herstellen und vertreiben, gehören nicht zu den 10 umsatzstärksten Wärmepumpenherstellern der Welt. Führt man sich das Beispiel der Photovoltaik und des heimischen „Solarbooms“ vor Augen, bei dem definitiv nicht die deutschen Unternehmen zu den Gewinnern gehörten, sollte man damit rechnen, dass auch ein Wärmepumpenboom in Deutschland nicht notwendigerweise dazu führt, dass die deutschen Hersteller an die Spitze der weltweit umsatzstärksten Unternehmen in dieser Branche katapultiert werden.

Vor diesem Hintergrund drängt sich die Frage nach den Opportunitätskosten einer massiven Wärmepumpenförderung auf. Es ist sehr wahrscheinlich, dass die dafür im Wirtschaftsplan des Klima- und Transformationsfonds vorgesehenen umfangreichen finanziellen Mittel weitaus besser investiert werden könnten, um die Zukunftsfähigkeit und das Wachstumspotenzial Deutschlands zu verbessern, beispielsweise durch Investitionen in die digitale Infrastruktur und in Forschung. So sollte man mit einem Teil dieser finanziellen Mittel die Forschung und Entwicklung sämtlicher Energie- und Speichertechnologien, inklusive Kern- und Wasserstofftechnologien, in nie dagewesenem Maße forcieren.

Aus allen diesen Gründen hätte das faktische Verbot fossiler Heizungen nicht erlassen werden sollen. Stattdessen hätte die Wärmewende vor allem dem ab 2027 startenden zweiten EU-Emissionshandel überlassen bleiben sollen. Darauf sollte sich im Übrigen auch die Europäische Union bei der energetischen Modernisierung von Gebäuden verlassen, statt auf den mit der EU-Gebäuderichtlinie ab dem Jahr 2030 geplanten Sanierungszwang für schlecht gedämmte Häuser zu setzen. Ein Sanierungszwang würde noch ungleich höhere Kosten verursachen als die nun vorgesehene Wärmewende in Deutschland, denn die Dämmung von Häusern impliziert weitaus höhere Kosten als der Austausch von Heizungen. Die noch nicht verabschiedete EU-Gebäuderichtlinie (Energy Performance of Buildings Directive, EPBD) sieht vor, dass ab 2030 alle Wohngebäude eines Landes mindestens die Energieklasse E erreichen sollen, die vielen Millionen Gebäude der schlechtesten Energieeffizienzklassen F, G und H wären bis dahin energetisch zu modernisieren.

Anstatt dieser Richtlinie Folge zu leisten, sollte Deutschland sich bei der Wärmewende ein Beispiel an Ländern wie Dänemark und Norwegen nehmen, wo diese über viele Jahrzehnte hinweg vorbereitet und durch CO₂-Preise sowie Fördermittel flankiert wurde, ehe erst vor wenigen Jahren Verbote ausgesprochen wurden. Die in Deutschland bislang verpasste Wärmewende innerhalb weniger Jahre nachholen zu wollen, dürfte auf wenig Gegenliebe bei der Bevölkerung stoßen und würde wohl kaum Nachahmung in anderen Ländern finden. Und wegen des 2027 startenden zweiten EU-Emissionshandelssystems hätte eine in Deutschland teuer erkaufte Wärmewende im globalen Maßstab betrachtet keine zusätzliche Emissionswirkung.

¹⁸ Der Wert von 500.000 Pumpen pro Jahr impliziert, dass jährlich ein Vielfaches der im Jahr 2021 neu installierten Wärmepumpen von rund 150.000 Stück verbaut werden soll.

4 Zusammenfassung und Fazit

Der Ausbau der Erneuerbaren hat bislang knapp 300 Milliarden Euro verschlungen und für die kommenden beiden Jahrzehnte stehen bereits heute Zahlungsverpflichtungen in ähnlicher Größenordnung fest. Mit dem nach dem Angriff Russlands auf die Ukraine forcierten Erneuerbaren-Ausbau nimmt die Politik weitere Kosten in Kauf. Aus verteilungspolitischer Perspektive ist es zu begrüßen, dass diese Kosten nicht mehr von den Stromverbrauchern mit ihrer Stromrechnung bezahlt werden müssen, sondern seit Mitte 2022 aus dem Klima- und Transformationsfonds bestritten werden. Ob allerdings künftig eine ausreichende Finanzierung aus dem Klima- und Transformationsfonds gewährleistet ist, erscheint fraglich. In jedem Fall wird die Konkurrenz um die Fonds-Mittel noch schärfer ausfallen als heute schon. Es ist zu befürchten, dass daraus ebenfalls finanzierte Investitionen in die Infrastruktur, etwa die Schieneninfrastruktur der Deutschen Bahn oder die Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, künftig zu kurz kommen, weil die ausufernden Kosten für den Erneuerbaren-Ausbau und die geplante Wärmewende keine Investitionsspielräume mehr lassen.

Vor diesem Hintergrund wurde in der vorliegenden Studie eine Kosten-Nutzen-Abschätzung dieser energiepolitischen Strategie vorgenommen. Eine solche Kosten-Nutzen-Analyse ist unabdingbar, nicht zuletzt auch deshalb, weil weitere Kosten in dreistelliger Milliardenhöhe nicht in diesen Summen enthalten sind, insbesondere die zu erwartenden hohen Belastungen aus der geplanten Wärmewende sowie die Kosten für den ohne Erneuerbare-Expansion nicht in diesem starken Maße nötigen Ausbau der Hochspannungsüberlandleitungen sowie der Niederspannungsnetze. Dafür sind bis 2030 Investitionen von bis zu 102 Milliarden Euro nötig (BDEW 2021), 55 Milliarden für das Hochspannungsnetz und 47 Milliarden für die Verteilnetze in den Kommunen. Die Verteilnetze müssen unter anderem deshalb ausgebaut und verstärkt werden, um die zunehmenden Mengen an Solarstrom aufnehmen zu können. Die zusätzlichen Kapitalkosten für eine erfolgreiche Energiewende bis 2050 wurden von der dena-Leitstudie auf 1,1 bis 1,9 Billionen Euro beziffert (dena 2018). Die in der vorliegenden Studie dargestellten Kostenabschätzungen deuten darauf hin, dass die zusätzlichen Kapitalkosten für eine erfolgreiche Energiewende bis zum Jahr 2050 eher am oberen Ende dieses Intervalls liegen dürften, das heißt eher bei zwei Billionen als bei einer Billion Euro.

Im Gegensatz zu den hohen Kosten nimmt sich der Nutzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien eher bescheiden aus. Dies gilt insbesondere für die Bruttobeschäftigungswirkungen, die vor allem temporärer, nicht dauerhafter Natur sind: Nach Installation der Erneuerbaren-Anlagen sind vergleichsweise wenig Arbeitskräfte für die Wartung und Betrieb der Anlagen nötig. Wird berücksichtigt, dass die finanziellen Lasten der Förderung der Erneuerbaren an anderer Stelle zu einer geringeren Beschäftigung führen und der regenerativ erzeugte Strom die konventionelle Stromerzeugung verdrängt und dort somit weniger Arbeitskräfte benötigt werden, wird offenkundig, dass die Nettobeschäftigungseffekte ebenfalls bescheiden, wenn nicht gar negativ ausfallen, wie beispielsweise eine frühere Studie des Bremer Energie-Instituts festgestellt hat.

Was darüber hinaus bei der Förderung alternativer Technologien meist vergessen wird, sind deren „Opportunitätskosten“: der entgangene Nutzen aus anderen, wegen der Erneuerbaren-Förderung nicht getätigten, aber eventuell rentableren Investitionen. Bei einem Förderaufwand von rund 120 Milliarden Euro für alle seit 2000 in Deutschland installierten PV-Anlagen und etwa ebenso hohen weiteren Förderkosten, die für die installierten Anlagen noch zu zahlen sind, muss zwingend die Frage gestellt werden, ob diese gewaltige Summe nicht besser hätte investiert werden können. Dazu zählen beispielsweise Ausgaben für die Energieforschung, für welche wesentlich mehr Geld zur Verfügung stehen würde, wenn auf die über lange Jahre hinweg übermäßige Förderung der Photovoltaik verzichtet worden wäre. Würde das EEG abgeschafft und der Ausbau der Erneuerbaren dem Markt überlassen werden, könnte mit einem Bruchteil der dadurch eingesparten finanziellen Mittel die Forschung und Entwicklung sämtlicher Energie- und Speichertechnologien, inklusive Kern- und Wasserstofftechnologien, in nie dagewesenem Maße forciert werden.

In jedem Fall sollte beim weiteren Erneuerbaren-Ausbau streng auf Kostendisziplin geachtet werden, indem die Bundesnetzagentur zukünftig ausschließlich technologieneutrale, statt technologiespezifischer Ausschreibungen für den Erneuerbaren-Ausbau vornimmt. Dadurch kommen nur noch die kosteneffizientesten regenerativen Technologien zum Zuge, aber es bleiben Spielräume für weitere Zukunftsinvestitionen, die das Wachstumspotenzial der deutschen Volkswirtschaft möglicherweise stärker beflügeln können als der Ausbau der erneuerbaren Energien.

Auch bei der geplanten Wärmewende, die auf eine massive Wärmepumpenförderung hinauslaufen könnte, muss die Frage nach den Opportunitätskosten gestellt werden: Es ist sehr wahrscheinlich, dass die dafür im Wirtschaftsplan des Klima- und Transformationsfonds vorgesehenen umfangreichen finanziellen Mittel weitaus besser investiert werden könnten, um die Zukunftsfähigkeit und das Wachstumspotenzial Deutschlands zu verbessern.

Führt man sich das Beispiel der Photovoltaik und des früheren heimischen „Solarbooms“ vor Augen, bei dem die deutschen Unternehmen nicht zu den Gewinnern gehörten, sollte man damit rechnen, dass ein mit hohem Förderaufwand entfachteter Wärmepumpenboom in Deutschland nicht notwendigerweise dazu führt, dass die deutschen Hersteller an die Spitze der weltweit umsatzstärksten Unternehmen dieser Branche katapultiert werden.

Und ähnlich wie beim Solarboom würden durch einen Wärmepumpenboom kaum dauerhafte Arbeitsplätze geschaffen werden: Sobald alle Pumpen installiert wären, bräuchte man Arbeitskräfte überwiegend noch für deren Wartung und Betrieb. Allerdings schafft das keine zusätzliche Beschäftigung: Die Arbeitskräfte, die zuvor die fossilen Heizungen gewartet haben, würden ersetzt durch solche, die die Wärmepumpen warten. Der Nettobeschäftigungseffekt läge langfristig bei null. Die Politik hätte die Wärmewende daher besser dem im Jahr 2027 startenden zweiten EU-Emissionshandel und der kommunalen Wärmeplanung überlassen sollen, anstatt die Politik der übermäßigen Förderung alternativer Technologien im Stromerzeugungssektor nun im Wärmesektor wiederholen zu wollen.

5 Anhang

Tabelle A1: Stromerzeugungskapazitäten in Gigawatt

| Jahr | Wasser- kraft | Photo- voltaik | Windkraft an Land | Windkraft auf See | Bio- masse | Übrige | Erneuerbare | Konv. Kapazitäten |
|------|------------------|-------------------|----------------------|----------------------|---------------|--------|-------------|----------------------|
| 2000 | 4,8 | 0,1 | 6,1 | 0 | 0,7 | 0,3 | 12,0 | 107,5 |
| 2001 | 4,8 | 0,2 | 8,8 | 0 | 0,8 | 0,3 | 14,9 | 106,8 |
| 2002 | 4,9 | 0,3 | 12,0 | 0 | 1,0 | 0,3 | 18,5 | 100,9 |
| 2003 | 5,0 | 0,4 | 14,4 | 0 | 1,5 | 0,4 | 21,7 | 99,4 |
| 2004 | 5,2 | 1,1 | 16,4 | 0 | 1,8 | 0,4 | 24,9 | 100,9 |
| 2005 | 5,2 | 2,1 | 18,2 | 0 | 2,5 | 0,4 | 28,4 | 98,8 |
| 2006 | 5,2 | 2,9 | 20,5 | 0 | 3,2 | 0,4 | 32,2 | 98,4 |
| 2007 | 5,2 | 4,2 | 22,1 | 0 | 3,6 | 0,4 | 35,5 | 99,8 |
| 2008 | 5,2 | 6,1 | 22,8 | 0 | 3,9 | 0,5 | 38,5 | 101,7 |
| 2009 | 5,3 | 10,6 | 25,7 | 0 | 5,1 | 0,5 | 47,2 | 101,3 |
| 2010 | 5,4 | 18,0 | 26,8 | 0,1 | 5,8 | 0,5 | 56,6 | 104,0 |
| 2011 | 5,6 | 26,0 | 28,5 | 0,2 | 6,7 | 0,5 | 67,5 | 89,1 |
| 2012 | 5,6 | 34,0 | 30,7 | 0,3 | 7,0 | 0,5 | 78,1 | 89,8 |
| 2013 | 5,6 | 36,7 | 33,0 | 0,5 | 7,5 | 0,5 | 83,8 | 91,5 |
| 2014 | 5,6 | 37,9 | 37,6 | 1,0 | 7,7 | 0,5 | 90,3 | 98,6 |
| 2015 | 5,6 | 39,2 | 41,3 | 3,3 | 8,0 | 0,5 | 97,9 | 98,1 |
| 2016 | 5,6 | 40,7 | 45,3 | 4,2 | 8,2 | 0,5 | 104,5 | 99,8 |
| 2017 | 5,6 | 42,3 | 50,2 | 5,4 | 8,6 | 0,5 | 112,6 | 94,6 |
| 2018 | 5,3 | 45,2 | 52,3 | 6,4 | 9,1 | 0,6 | 118,9 | 95,0 |
| 2019 | 5,4 | 48,9 | 53,2 | 7,6 | 9,4 | 0,6 | 125,1 | 90,9 |
| 2020 | 5,5 | 54,4 | 54,3 | 7,8 | 9,8 | 0,6 | 132,4 | 91,5 |
| 2021 | 5,5 | 60,1 | 56,0 | 7,8 | 9,9 | 0,6 | 139,9 | 79,2 |
| 2022 | 5,5 | 67,4 | 58,1 | 8,1 | 10,0 | 0,6 | 149,7 | 80,7 |

Quelle: BMWK (2021b), BMWK (2023). Die Kategorie Übrige enthält Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie. Zahlen für 2021 und 2022 stammen von der Bundesnetzagentur (SMARD.de) (2023) (Stand: 19.07.2023)

Tabelle A2: Stromerzeugung mit regenerativen Technologien in Milliarden Kilowattstunden

| Jahr | Wasser- kraft | Photo- voltaik | Windkraft an Land | Windkraft auf See | Bio- masse | Übrige | Insgesamt |
|--------------|------------------|-------------------|----------------------|----------------------|---------------|-------------|----------------|
| 2000 | 24,9 | 0,0 | 9,5 | 0,0 | 1,6 | 1,8 | 37,8 |
| 2001 | 23,2 | 0,1 | 10,5 | 0,0 | 3,3 | 1,9 | 39,0 |
| 2002 | 23,7 | 0,2 | 15,8 | 0,0 | 4,5 | 1,9 | 46,1 |
| 2003 | 18,3 | 0,3 | 19,1 | 0,0 | 6,7 | 2,2 | 46,6 |
| 2004 | 20,7 | 0,6 | 26,0 | 0,0 | 8,4 | 2,3 | 58,0 |
| 2005 | 19,6 | 1,3 | 27,8 | 0,0 | 11,5 | 3,3 | 63,5 |
| 2006 | 20,0 | 2,2 | 31,3 | 0,0 | 15,0 | 3,9 | 72,4 |
| 2007 | 21,2 | 3,1 | 40,5 | 0,0 | 20,1 | 4,5 | 89,4 |
| 2008 | 20,4 | 4,4 | 41,4 | 0,0 | 23,3 | 4,7 | 94,2 |
| 2009 | 19,0 | 6,6 | 39,4 | 0,0 | 26,6 | 4,3 | 95,9 |
| 2010 | 21,0 | 11,7 | 38,4 | 0,2 | 29,2 | 4,8 | 105,3 |
| 2011 | 17,7 | 19,6 | 49,3 | 0,6 | 32,1 | 4,8 | 124,1 |
| 2012 | 21,8 | 26,4 | 50,9 | 0,7 | 38,3 | 5,0 | 143,1 |
| 2013 | 23,0 | 31,0 | 51,8 | 0,9 | 40,1 | 5,5 | 152,3 |
| 2014 | 19,6 | 36,1 | 57,0 | 1,5 | 42,2 | 6,2 | 162,6 |
| 2015 | 19,0 | 38,7 | 72,3 | 8,3 | 44,6 | 5,9 | 188,8 |
| 2016 | 20,5 | 38,1 | 67,7 | 12,3 | 45,0 | 6,1 | 189,7 |
| 2017 | 20,2 | 39,4 | 88,0 | 17,7 | 45,0 | 6,1 | 216,4 |
| 2018 | 17,7 | 45,8 | 90,5 | 19,5 | 44,7 | 6,3 | 224,5 |
| 2019 | 19,7 | 46,4 | 101,2 | 24,7 | 44,4 | 6,0 | 242,4 |
| 2020 | 18,3 | 50,6 | 103,7 | 27,3 | 44,9 | 6,0 | 250,8 |
| 2021 | 14,5 | 46,6 | 89,4 | 24,0 | 39,5 | 1,5 | 215,5 |
| 2022 | 12,4 | 55,3 | 100,6 | 24,7 | 39,5 | 1,2 | 233,7 |
| Summe | 456,4 | 504,5 | 1.222,1 | 162,4 | 650,5 | 96,2 | 3.092,1 |
| Anteile | 14,8 % | 16,3 % | 39,5 % | 5,3 % | 21,0 % | 3,1 % | 100,0 % |

Quelle: Quelle: BMWK (2021b). Die Kategorie Übrige enthält Deponie-, Klär- und Grubengas sowie Geothermie. Zahlen für 2021 und 2022 stammen von der Bundesnetzagentur (SMARD.de) (2023) (Stand: 19.07.2023)

Tabelle A3: Negative Strompreise in Deutschland in Euro pro Megawattstunde

| Jahr | Minimum | Durchschnittlich | Relativer Anteil negativer Preise mit Preisen zwischen -0,01 bis -0,99 Euro |
|------|---------|------------------|---|
| 2015 | -79,94 | -9,00 | -- |
| 2016 | -130,09 | -17,81 | 19 % |
| 2017 | -83,06 | -26,47 | 18 % |
| 2018 | -76,01 | -13,73 | 21 % |
| 2019 | -90,01 | -17,27 | 17 % |
| 2020 | -83,94 | -43,09 | 17 % |
| 2021 | -69,00 | -27,12 | 24 % |
| 2022 | -19,04 | -3,45 | 58 % |

Quellen: Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI et al. (2015) Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG. (https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/negative-preise-stromgrosshandelsmarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=2); SMARD (2020) Negative Strompreise. (<https://www.smard.de/page/home/topic-article/204970/15412>); BHKW-Infozentrum (2023) Negative Strompreise – Fakten und Statistiken. (<https://www.bhkw-infozentrum.de/wirtschaftlichkeit-bhkw-kwk/negative-strompreise-fakten-und-statistiken.html>); BEE (2023) Umstellung des Fördermechanismus von einer Zeit- in eine Mengenförderung. (<https://www.bee-ev.de/service/publikationen-medien/beitrag/umstellung-des-foerdermechanismus-von-einer-zeit-in-eine-mengenfoerderung>).

Tabelle A4: Stromerzeugung, Stromverbrauch, Stromimport und -export sowie Stromaustauschsaldo in Milliarden Kilowattstunden

| Jahr | Stromerzeugung | Stromverbrauch | Import | Export | Import-Export-Saldo |
|--------------|-----------------|-----------------|--------------|----------------|---------------------|
| 2000 | 572,0 | 575,1 | 45,1 | 42,1 | 3,1 |
| 2001 | 581,9 | 580,6 | 43,5 | 44,8 | -1,3 |
| 2002 | 581,0 | 582,6 | 46,2 | 45,5 | 0,7 |
| 2003 | 604,2 | 596,2 | 45,8 | 53,8 | -8,1 |
| 2004 | 611,8 | 604,5 | 44,2 | 51,5 | -7,3 |
| 2005 | 615,8 | 607,3 | 53,4 | 61,9 | -8,5 |
| 2006 | 632,8 | 613,0 | 46,1 | 65,9 | -19,8 |
| 2007 | 633,8 | 614,6 | 44,3 | 63,4 | -19,1 |
| 2008 | 633,7 | 612,2 | 40,2 | 62,7 | -22,4 |
| 2009 | 590,0 | 575,7 | 40,6 | 54,9 | -14,3 |
| 2010 | 626,5 | 608,8 | 42,2 | 59,9 | -17,7 |
| 2011 | 606,5 | 600,2 | 49,7 | 56,9 | -6,3 |
| 2012 | 622,8 | 599,7 | 44,2 | 67,3 | -23,1 |
| 2013 | 631,4 | 597,6 | 38,4 | 72,2 | -33,8 |
| 2014 | 619,8 | 584,2 | 38,9 | 74,4 | -35,6 |
| 2015 | 640,0 | 588,2 | 33,6 | 85,4 | -51,8 |
| 2016 | 642,9 | 589,2 | 27,0 | 80,7 | -53,7 |
| 2017 | 645,3 | 590,3 | 28,4 | 83,4 | -55,0 |
| 2018 | 634,4 | 583,2 | 31,5 | 82,7 | -51,2 |
| 2019 | 601,6 | 566,7 | 39,6 | 74,5 | -34,9 |
| 2020 | 576,1 | 546,1 | 47,6 | 68,6 | -21,0 |
| 2021 | 584,2 | 563,0 | 51,8 | 73,1 | -21,3 |
| 2022 | 575,2 | 546,3 | 49,9 | 78,8 | -29,0 |
| Summe | 14.063,7 | 13.525,3 | 972,2 | 1.503,5 | -531,3 |

Quelle: BDEW (2023).

Tabelle A5: Weltweit führende Photovoltaikmodulhersteller gemessen nach Modullieferung im Jahr 2022

| Rang | Modulhersteller | Land | Modullieferung in Gigawatt | Modulkapazität in Gigawatt | Börsenwert in Mrd. US Dollar | Umsatz in Mrd. US Dollar |
|------|------------------------------|----------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------|
| 1 | LONGi Green Energy | China | 45+ | 60 | 57,92 | 18,90 |
| 2 | JinkoSolar | China | 43,5 | 45 | 2,85 | 12,29 |
| 3 | Trina Solar | China | 43 | 50 | 19,94 | 12,51 |
| 4 | JA Solar | China | 40-41 | 75 | 16,47 | 10,05 |
| 5 | CSI Solar | Kanada | 21 | 32,2 | 2,86 | 7,46 |
| 6 | Risen Energy | China | 16 | 19,1 | 3,80 | 4,42 |
| 7 | Astronergy | China | 13,5 | 8,0 | 8,12 | 6,64 |
| 8 | First Solar | USA | 8-10 | 7,9 | 13,47 | 2,62 |
| 9 | Q CELLS (Hanwha Solutions) | Südkorea | 8-10 | 12,4 | 6,42 | 10,52 |
| 10 | DMEGC Solar (Hengdian Group) | China | 4,5 | 7 | 4,12 | 2,69 |

Börsenwert und Umsatz teilweise umgerechnet auf USD.

Quellen: SOLARBE GLOBAL (2023) Module shipment ranking 2022: Top 10 manufacturers shipped 240 GW globally (<https://www.solarbeglobal.com/module-shipment-ranking-2022-top-10-manufacturers-shipped-240-gw-globally>) (Zugriff: 10.07.2023), PV-Tech (2023) Top 10 PV module suppliers in 2022 shipped 245GW (<https://www.pv-tech.org/top-10-pv-module-suppliers-in-2022-shipped-245gw>) (Zugriff: 10.07.2023), History-Computer (2023) The 10 Largest Solar Panel Companies in the World, and What They Do (<https://history-computer.com/the-largest-solar-panel-companies-in-the-world-and-what-they-do>) (Zugriff: 10.07.2023), pv magazine (2023) Top PV module manufacturers by shipment volume in 2022 (<https://www.pv-magazine.com/2023/04/13/top-pv-module-manufacturers-by-shipment-volume-in-2022z>) (Zugriff: 10.07.2023), Renewables.digital (2023) List of the 100 largest solar panel manufacturers [2023] (Stand: 02.03.2023), Companies Market Cap (2023) (Stand: 10.07.2023), MarketWatch (2023) (Stand: 10.07.2023).

Tabelle A6: Anzahl der Beschäftigten in der Erneuerbaren-Branche

| Jahr | Geothermie | Wasserkraft | Solarenergie | Biomasse | Windkraft | Summe |
|-------------|-------------------|--------------------|---------------------|-----------------|------------------|--------------|
| 2000 | 2.100 | 12.300 | 8.800 | 36.500 | 45.200 | 104.900 |
| 2004 | 3.800 | 8.700 | 35.400 | 64.500 | 66.200 | 178.600 |
| 2007 | 12.500 | 14.200 | 54.800 | 112.700 | 87.800 | 282.000 |
| 2011 | 18.100 | 12.100 | 156.700 | 121.800 | 107.000 | 415.700 |
| 2012 | 17.900 | 10.800 | 126.300 | 116.300 | 126.400 | 397.700 |
| 2015 | 18.200 | 8.300 | 48.000 | 112.000 | 152.600 | 339.100 |
| 2016 | 19.800 | 7.900 | 44.300 | 111.000 | 167.700 | 350.700 |
| 2017 | 20.500 | 6.300 | 39.900 | 105.600 | 146.200 | 318.500 |
| 2018 | 22.200 | 5.900 | 42.000 | 115.900 | 130.500 | 316.500 |
| 2019 | 23.500 | 6.200 | 48.900 | 108.400 | 122.000 | 309.000 |
| 2020 | 29.700 | 6.400 | 57.300 | 116.000 | 128.800 | 338.200 |
| 2021* | 35.900 | 5.700 | 58.500 | 113.800 | 130.200 | 344.100 |

*vorläufig für 2021.

Quelle: Informationsportal Erneuerbare Energien (2023) Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien 2000 bis 2021 (Stand: 05.2022). Link: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihe-der-beschaefigungszahlen-seit-2000.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Tabelle A7: Weltweit führende Wärmepumpenhersteller nach jährlichem Umsatz im Jahr 2022

| Rang | Hersteller | Land | Börsenwert in Mrd. US Dollar | Umsatz in Mrd. US Dollar |
|------|-----------------------------|-------------|------------------------------|--------------------------|
| 1 | Samsung | Südkorea | 293 | 200 |
| 2 | LG | Südkorea | 11,82 | 67 |
| 3 | Panasonic Corporation | Japan | 19,38 | 58 |
| 4 | Mitsubishi Electric | Japan | 46,76 | 40,35 |
| 5 | Johnson Controls | Irland | 43,94 | 24 |
| 6 | Daikin | Japan | 44,20 | 22,3 |
| 7 | TRANE | Irland | 38,71 | 13,74 |
| 8 | Danfoss Power Solutions Co. | USA | 0,69 | 6,94 |
| 9 | Ingersoll-Rand | Irland | 21,15 | 4,9 |
| 10 | LENNOX International | USA | 8,47 | 3,8 |
| - | Bosch Thermotechnik | Deutschland | - | 5,05 |
| - | Viessmann | Deutschland | - | 4,49 |
| - | Vaillant | Deutschland | - | 2,5 |

Quellen: Linquip Technews (2023) Top 10 Heat Pump Manufacturers and Suppliers in USA & Worldwide in 2023 (<https://www.linquip.com/blog/top-heat-pump-manufacturers-and-suppliers/>) (Zugriff: 19.07.2023), Companies Market Cap (2023) (Stand: 19.07.2023).

6 Literatur

AGEB (2022) Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2021. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/AGEB_Jahresbericht2020_20220325_dt.pdf

Aust, B. und Morscher C. (2017) Negative Strompreise in Deutschland. Wirtschaftsdienst, 97(4), 304-306.

BDEW (2023) Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland. Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Stand: 25.05.2023. <https://www.bdew.de/energie/stromerzeugung-und-verbrauch-deutschland/>

BDEW (2023) <https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/markt/subventionen-gut-investiertes-geld/> !!!!!

BDEW (2021) Zahl der Woche / Netzausbau: Mehr als 100 Milliarden Euro ... Presseinformation des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 29.07.2021. <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-netzausbau-mehr-als-100-milliarden-euro/>

BEI (2003) Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich der Erneuerbaren Energien, Bremen: Bremer Energie Institut.

Blümm, Florian (2022) Dunkelflaute: Wie ernst ist der Ausfall von Wind & Solar? Tech for Future.

https://www.tech-for-future.de/dunkelflaute/#Statistik_Wie_haeufig_sind_lange_Dunkelflauten

BMU (2006) Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte – Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juni 2006, bearbeitet von Staiß, F.; Kratzat, M. (ZSW); Nitsch, J.; Lehr, U. (DLR); Edler, D. (DIW); Lutz, C. (GWS).

BMU (2009) Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2008 – eine erste Abschätzung. Stand: 6. März 2009. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), bearbeitet von O'Sullivan, M., D. Edler, M. Ottmüller, U. Lehr. https://web.archive.org/web/20110921134452/http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_bruttobeschaeftigung_08_bf.pdf

BMWA (2004) Zur Förderung erneuerbarer Energien, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Berlin. Dokumentation Nr. 534.

BMWK (2023) Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Stand: 02.2023.

BMWK (2023b) Aktueller Stand des Netzausbaus. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Stand: März 2023. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BMWK (2022a) Überblickspapier Osterpaket. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 6.4.2022. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12

BMWK (2022b) EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2022. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 1.3.2022. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.html>

BMWK (2022c) Energiedaten Gesamtausgabe. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 19.1.2022. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

BMWK (2021a) EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2022. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Stand: 15.10.2021.

BMWK (2021b) Gesamtausgabe der Energiedaten. Datensammlung des BMWI. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Stand: 27.09.2021. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.html>

BMWK (2019) Energiedaten: Gesamtausgabe, Graphiken. Stand Oktober 2019. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=30

BNetzA (2023) Bericht Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2

BNetzA (2020) EEG in Zahlen 2019. Bundesnetzagentur, Stand: September 2020. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2019_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=5

BNetzA/Bundeskartellamt (2022) Monitoringbericht 2022. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Bonn. 14. Dezember 2022. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BNetzA (2022) Festlegung der Höchstwerte für Ausschreibungen für Wind an Land und Aufdach-Solaranlagen für 2023. Pressemitteilung Bundesnetzagentur, 27.12.2022. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20221227_Hoehchstwerte.html

Broders, André und Jörn Quitzau (2019), Modern Monetary Theory – Ein revolutionäres Allheilmittel für die Weltwirtschaft? https://www.berenberg.de/files/MacroNews2019/190823_BERENBERG%20MAKRO_Geldpolitik_Modern%20Monetary%20Theory%20Endfassung.pdf

dena (2012) dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Deutsche Energie-Agentur, Berlin. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf

EID (2023) BP und TotalEnergies zahlen 12,6 Milliarden für Offshore-Flächen. Energie Informationsdienst 29/23, 17. Juli 2023.

Frondel, M. (2023) Deutschlands Energiewende: Vom Kopf auf die Füße stellen! In: Die Wirtschaftswelt steht Kopf. Herausgeber: Norbert Berthold und Jörn Quitzau, Vahlen.

Frondel, M., R. Kambeck, C.M. Schmidt (2007) Steinkohlenbergbau: Subventionierung um jeden Preis? List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik 33 (1): 1-17.

Frondel, M., Kussel, G., Sommer, S., Vance, C. (2019) Local Costs for Global Benefits: The Case of Wind Turbines. Ruhr Economic Papers No. 791. <https://www.rwi-essen.de/publikationen/wissenschaftlich/ruhr-economic-papers/detail/local-cost-for-global-benefit-the-case-13>

Frondel, M., Schmidt, C. M., Vance, C. (2014) Revisiting Germany's Solar Cell Promotion: An Unfolding Disaster. Economic Analysis and Policy 44 (1), 3-13.

Gemeinschaftsdiagnose (2023), Gemeinschaftsdiagnose #1-2023, Inflation im Kern hoch – Angebotskräfte jetzt stärken. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2023/04/GD_1_2023.pdf

Hentrich, S. Wiemers, J., Ragnitz, J. (2004) Beschäftigungseffekte durch den Ausbau erneuerbarer Energien. IWH-SONDERHEFTE, 1/2004. <https://www.iwh-halle.de/publikationen/detail/beschaeftigungseffekte-durch-den-ausbau-erneuerbarer-energien/>

Hoffmann, P., Mier, M. (2022) Wind Turbine Placement and Externalities. ifo Working Paper No. 369.

IFK (2022) Der Energieerntefaktor. Institut für Festkörperphysik, TU Berlin. <https://festkoerper-kernphysik.de/erntefaktor>

Morthorst, P. (2003) National environmental targets and international emission reduction instruments. Energy Policy 31 (1), 73-83.

Next Kraftwerke (2023) Was sind negative Strompreise und wie entstehen sie? Next Kraftwerke GmbH. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/negative-strompreise>

REN21 (2015) Renewables 2015: Global Status Report. REN21 Global Secretariat, Paris.

Prognos (2019) Kurzstudie - Beschäftigung und Wertschöpfung in der deutschen Onshore-Windindustrie. https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/2019-10-10_prognos_kurzstudie_windkraft.pdf

Rheingold Institut (2023), Deutschland auf der Flucht vor der Wirklichkeit. <https://www.rheingold-marktforschung.de/gesellschaft/deutschland-auf-der-flucht-vor-der-wirklichkeit/>

Schiffer, H-W. (2019) Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43 (2), 71 - 84.

Schmieding, Holger (2023), Die deutsche Wirtschaft: Was ist das Problem? https://www.berenberg.de/uploads/web/Economics/Documents-DE/Trends/2023-08-23_BERENBERG-MAKRO_Trends_Die-deutsche-Wirtschaft_Was-ist-das-Problem.pdf

Schwarz, H. (2022) Green-Washing hilft dem Klima nicht. Trend – Magazin für Soziale Marktwirtschaft 44 (4), 20-23.

UBA (2023) Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Umweltbundesamt. 9.3.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren>

UBA (2022) Daten zu den Treibhausgasemissionen als Excel-Tabelle. Umweltbundesamt. www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/2022_03_15_trendtabellen_thg_nach_sektoren_v1.0.xlsx

UCalgary (2022) Energy density. Energy Education, University of Calgary. https://energyeducation.ca/encyclopedia/Energy_density

Weimann, J. (2021) CO₂-Preise und Kosten der CO₂-Vermeidung bei Anwendung ordnungsrechtlicher Maßnahmen im Vergleich zur Erweiterung des EU-ETS. Kurzgutachten im Auftrag der Freien Demokratischen Partei. August 2021. https://www.fdp.de/sites/default/files/2021-09/Kurgutachten_CO2_Weimann.pdf

Weimann, J. (2020) Anspruch und Wirklichkeit: Kann das Pariser Abkommen funktionieren? Ifo Schnelldienst 100 (11), 890–895.

Weißbach, D., Ruprecht, G., Huke, A., Czernski, K., Gottlieb, S., Hussein, A. (2013) Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants. Energy 52, 210-221.

Disclaimer

Bei diesem Dokument handelt es sich um eine Werbemitteilung der Joh. Berenberg, Gossler & Co. KG und nicht um eine Anlagestrategieempfehlung im Sinne des Artikels 3 Absatz 1 Nummer 34 der Verordnung (EU) Nr. 596/2014 oder um eine Anlageempfehlung im Sinne des Artikels 3 Absatz 1 Nummer 35 der Verordnung (EU) Nr. 596/2014 jeweils in Verbindung mit § 34b Absatz 1 WpHG. Als Werbemitteilung genügt dieses Dokument nicht allen gesetzlichen Anforderungen zur Gewährleistung der Unvoreingenommenheit von Anlageempfehlungen oder Anlagestrategieempfehlungen und unterliegt keinem Verbot des Handels vor der Veröffentlichung von Anlageempfehlungen und Anlagestrategieempfehlungen.

Dieses Dokument soll Ihnen Gelegenheit geben, sich selbst ein Bild über eine bestimmte Kapitalanlage zu machen. Dennoch ersetzt es weder eine rechtliche, steuerliche oder individuelle finanzielle Beratung. Ihre Anlageziele sowie Ihre persönlichen und wirtschaftlichen Verhältnisse sind ebenfalls nicht berücksichtigt. Dieses Dokument stellt deshalb keine Anlageberatung oder eine Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Finanzinstrumenten dar.

Die in diesem Dokument enthaltenen Aussagen basieren entweder auf unseren eigenen Erkenntnissen oder auf Erkenntnissen Dritter, die aus allgemein zugänglichen Quellen gewonnen wurden. Sie entsprechen jeweils dem Kenntnisstand zum Datum der Erstellung dieser Werbemitteilung. Spätere Änderungen sind nicht berücksichtigt.

Dieses Dokument wurde weder durch eine unabhängige Wirtschaftsprüfungsgesellschaft noch durch andere unabhängige Experten geprüft. Wir weisen darauf hin, dass frühere Wertentwicklungen, Simulationen oder Prognosen kein verlässlicher Indikator für die künftige Wertentwicklung sind, und dass Depotkosten entstehen können, die die Wertentwicklung mindern.

Zur Erklärung verwandter Fachbegriffe steht Ihnen auf www.berenberg.de/glossar ein Online-Glossar zur Verfügung.



Copyright:

Urheberrecht Joh. Berenberg, Gossler & Co. KG (die Bank) behält sich alle Rechte an diesem Dokument vor. Kein Teil des Dokuments oder seines Inhalts darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung der Bank in irgendeiner Form umgeschrieben, kopiert, fotokopiert oder vervielfältigt oder weiterverbreitet werden.

© 2023 Joh. Berenberg, Gossler & Co. KG

Herausgeber:

Joh. Berenberg, Gossler & Co. KG
Neuer Jungfernstieg 20
20354 Hamburg
Telefon: +49 40 35060-0
info@berenberg.de
www.berenberg.de