

Bioenergie – unterschätzte Ressource für die Energiewende?

Thomas Vahlenkamp, Sebastian Overlack, Fridolin Pflugmann, Clemens Kienzler, Thorben Ipers, Emil Hosius und Christian Kauth

Bioenergie aus Holz, Pflanzenresten oder organischem Abfall leistet einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Doch was kostet sie unser Land an Fläche, wie steht es um die Verfügbarkeit und wie teuer ist ihre Produktion? Die Autoren werfen einen Blick auf die Chancen und Herausforderungen von biologischen Energieträgern. Im Anschluss daran präsentieren sie die neuesten Ergebnisse im Energiewende-Index.

Bei erneuerbaren Energien (EE) kommen fast jedem zuerst Solar- und Windenergie in den Sinn. Doch blickt man auf ihren Beitrag zur Energiebilanz, sprechen die Zahlen eine andere Sprache: Mit einem mehr als 50-prozentigen Anteil am erneuerbaren Energiemix ist Bioenergie derzeit die wichtigste EE-Quelle in Deutschland – und damit ein zentraler Faktor der Energiewende.

Vor allem im Verkehrs- und Wärmesektor, wo die Energiewende noch stockt, leistet Bioenergie schon heute wertvolle Dienste. Bleibt es beim aktuellen Trend und dem regulatorischen Rahmen, dürfte ihre Bedeutung nach unseren Analysen bis 2030 noch weiter steigen. Das sind gute Neuigkeiten – denn ohne Bioenergie wären Deutschlands Emissionsziele kaum zu erreichen.

Bioenergie: mit 265 TWh die wichtigste Säule der Erneuerbaren

2022 wurden in Deutschland rund 265 TWh Endenergie durch Bioenergieträger gedeckt, davon 180 im Wärmesektor, 50 in der Stromerzeugung und 35 im Verkehrssektor. Das entspricht rund einem Zehntel des deutschen Endenergieverbrauchs von 2.400 TWh. Auch die Klimabilanz kann sich sehen lassen: Nach unseren Berechnungen konnten bislang über 70 Mt CO₂ pro Jahr vermieden werden (gemessen am Gesamtausstoß von rund 750 Mt im Jahr 2022). Wie verteilt sich der aktuelle Bioenergieeinsatz auf die einzelnen Sektoren? Ein Überblick:

Wärme. Der mit Abstand größte Einsatzbereich ist mit 180 TWh der Wärmesektor. 2022 machten Bioenergien rund 15 % des Verbrauchs im Bereich Wärme (und Kälte) aus. Der am häufigsten eingesetzte Rohstoff ist



Biogaskraftwerk. Bioenergieträger können dazu beitragen, die 2030er-Klimaziele zu erreichen, wenn auch in begrenztem Maß
Bild: Adobe Stock

Holz mit einem Anteil von rund 80 % (140 TWh). Einen Großteil davon nutzen private Haushalte und das Gewerbe in Form von Scheitholz und Holzpellets. Besonders Letztere liegen im Trend: 2023 lag die Zahl der installierten Pelletheizungen bereits bei über 700.000 – ein Zuwachs von 50 % gegenüber 2020.

Strom. Mit 50 TWh tragen Bioenergien rund ein Fünftel zur EE-Stromproduktion in Deutschland bei. Damit machen sie rund 9 % des hiesigen Endstromverbrauchs aus. Der größte Anteil entfällt derzeit auf Biogas, das überwiegend aus Mais- und Gras-Silage gewonnen wird, gefolgt von Getreide und Zuckerrüben.

Verkehr. Mit 35 TWh ist der Verkehrssektor bisher zwar der kleinste Einsatzbereich, dennoch stellen Biokraftstoffe hier rund 85 % der erneuerbaren Energien – deutlich mehr als der EE-Strom für Elektrofahrzeuge. Dabei

handelt es sich zu fast drei Vierteln um die Beimischung von Biodiesel aus meist Raps-, Palm- oder Sojaöl, zu einem Viertel um Bioethanol als Beimischung zu Benzin aus Getreide oder Zuckerrüben sowie in geringem Umfang um Biomethan. Die Nutzung beschränkt sich derzeit noch fast ausschließlich auf den Straßenverkehr.

320 TWh bis 2030 möglich

In den kommenden Jahren dürfte Bioenergie noch einmal einen Schub erfahren. Mit Ausnahme des Stromsektors, in dem die Verwendung regulatorisch bedingt tendenziell rückläufig ist, wird sich der Einsatz in den übrigen Sektoren intensivieren. Nach unseren Berechnungen könnten im Jahr 2030 insgesamt rund 320 TWh Endenergie durch Bioenergieträger gedeckt werden (Abb. 1):

Wärme. Der Endenergieverbrauch aus Bioenergien erhöht sich voraussichtlich von 180 auf 210 TWh. Rund 80 TWh davon entfallen

auf Industrieanwendungen – hier haben wir den Verbrauch als weitgehend konstant angenommen. Mögliches weiteres Potenzial für eine stärkere Nutzung in Form von Biomasse-betriebenen Heizkraftwerken besteht zwar, bleibt aber in unserer Berechnung unberücksichtigt. Den größten Anteil macht indessen mit 130 TWh der Verbrauch in Heizungen und Kaminen von Privathaushalten und Gewerbe aus. Und diese setzen immer stärker auf Pellets: Bleibt es bei der aktuellen Regulatorik, wird sich der Anlagenbestand von derzeit über 700.000 Pelletheizungen bei gleichbleibender Neuinstallationsrate bis 2030 auf über 1,2 Mio. fast verdoppeln; die daraus genutzte Energie beträgt dann bis zu 25 TWh. Ursächlich für den Pellet-Boom ist nicht nur die gute Klimabilanz der Heizungen, sondern auch das relativ stabile Preisniveau des Brennstoffs. Zwar stiegen die Preise 2022 um teilweise mehr als 100 %, jedoch weniger drastisch als die für Strom und Gas. Inzwischen hat sich der Pelletpreis wieder auf Vorkrisenniveau eingependelt.

Neben dem Pellet-Einsatz kommt zunehmend auch Biogas ins Spiel: Da das Gebäudeenergiegesetz vorsieht, neu installierte Heizungen (mit Ausnahmen) zu mindestens zwei Dritteln mit erneuerbaren Energien zu

betreiben, müssen bei der Verwendung von Gas vermehrt klimaneutrale Heizmittel zum Einsatz kommen. Und weil Wasserstoff bis mindestens zum Ende des Jahrzehnts nicht in ausreichendem Maße für Privathaushalte zur Verfügung steht, wird vor allem Biomethan die Lücke füllen. Bei rund 2 Mio. neuen Gasheizungen mit 65 % EE-Anteil (abzüglich der Ausnahmen) und einem Durchschnittsverbrauch von 20 MWh pro Gebäude könnte sich (zusammen mit der bereits bestehenden Biomethannutzung von knapp 5 TWh) bis 2030 ein Gesamtbedarf von rund 20 TWh ergeben – in etwa das Vierfache dessen, was 2022 verbraucht worden ist.

Strom. Im Stromsektor könnte der Einsatz von Bioenergien bei gleichbleibenden Betriebsstunden von 50 auf etwa 40 TWh sinken. Denn zahlreiche Bestandsanlagen dürften aufgrund der auslaufenden EEG-Förderung den Betrieb einstellen. Die Ausschreibungsrunde im Oktober 2023 war dreifach überzeichnet, so dass viele Anlagen künftig keine Förderung mehr erhalten – und dann ganz schließen oder nur noch zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden. Die EEG-Novelle von 2023 zielt bei den Ausschreibungen auf eine installierte Leistung aus Biomasse-

und Biomethananlagen von 8,4 GW in 2030 – und damit auf einen Nettorückbau von rund 2 GW gegenüber 2022.

Verkehr. Der Bioenergieeinsatz im Verkehrssektor wird sich nach unserer Analyse bis 2030 von heute 35 auf rund 70 TWh verdoppeln. Das gilt dann, wenn die Ziele des Gesetzgebers zur Treibhausgasreduktion sektorspezifisch erreicht werden. Diese gehen in Deutschland noch über die der EU hinaus: So sollen hierzulande die im Verkehr verwendeten Kraftstoffe 2030 ein Viertel weniger THG ausstoßen, als bei ausschließlicher Verwendung fossiler Kraftstoffe anfallen würde. Hinzu kommen EU-Regulierungen, wie etwa THG-Vorgaben in der Schifffahrt und eine Mindesteinsatzquote nachhaltiger Kraftstoffe in der Luftfahrt. Zur Erreichung der Ziele werden neben der zunehmenden Elektromobilität vor allem nachhaltige Kraftstoffe einen substantziellen Teil beisteuern – in den nächsten Jahren vorrangig Biokraftstoffe. Die aktuell vorherrschenden Produkte (Biodiesel und Bioethanol) lassen sich allerdings aus technischen und regulatorischen Gründen nur in begrenztem Umfang beimischen. Daher werden vermehrt fortschrittliche Biokraftstoffe zum Einsatz kommen, die fossile Treibstoffe vollständig ersetzen können, z.B. erneuerbarer Diesel und nachhaltiges Kerosin.

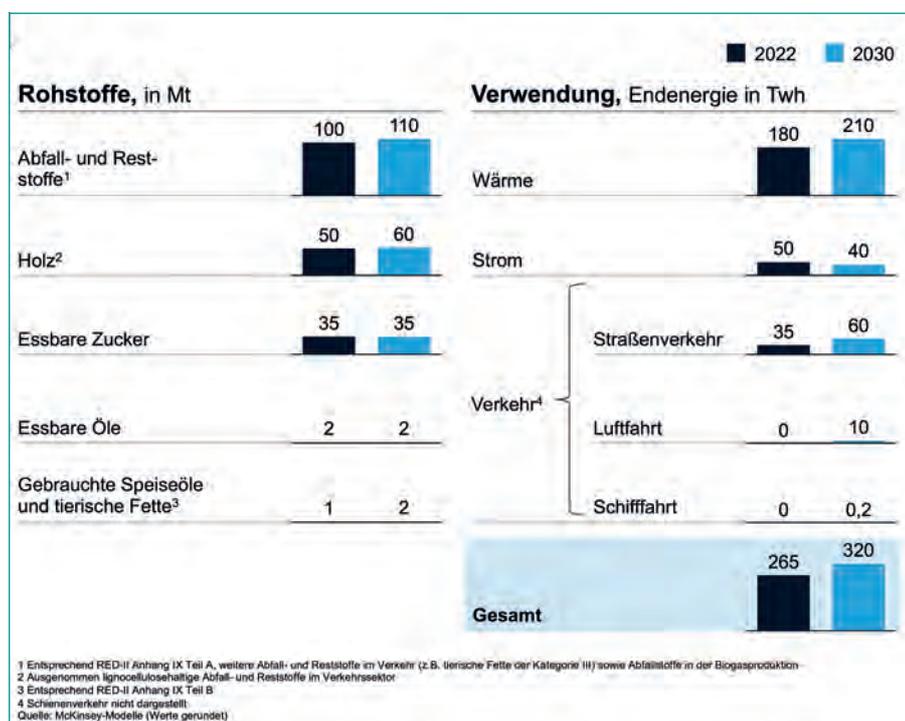


Abb. 1 Bioenergetische Rohstoffe und deren Verwendung in den Sektoren

Die EU-Vorgaben werden auch Einfluss auf den Rohstoffeinsatz nehmen: Derzeit überwiegen in der Biokraftstoffproduktion noch Rohstoffe der „ersten Generation“, darunter essbare Öle wie Raps-, Palm- und Sojaöl für Biodiesel sowie Getreide und Zuckerrüben für Bioethanol und -methan. Ihrer Nutzung setzt die Regulatorik allerdings zunehmend Grenzen, weshalb sie trotz steigender Gesamtnachfrage nach Biokraftstoffen 2030 nur etwa im gleichen Umfang wie heute verwendet werden. Stattdessen kommen künftig verstärkt Ausgangsstoffe der „zweiten Generation“ zum Einsatz, die weder ess- noch fütterbar sind. Dazu zählen:

- „Fortschrittliche“ Reststoffe aus Biomasse. Für sie schreibt die überarbeitete EE-Richtlinie der EU einen Mindestanteil von 5,5 % vor (gemeinsam mit strombasierten Kraftstoffen, die mindestens 1 Prozentpunkt ausmachen sollen). In diese Rohstoffkategorie fallen einerseits bestimmte Öle (z.B. Ausfluss von Palmölmöhlen), die global nur begrenzt zur

Verfügung stehen, andererseits Bioreststoffe wie z.B. Stroh. Letztere sind in Deutschland zwar verfügbar, erfordern aber komplexere Verfahren zur Umwandlung in Treibstoff als die Verarbeitung von Ölen zu erneuerbarem Diesel oder nachhaltigem Kerosin im etablierten HVO-Prozess. Die hierzu benötigten Kapazitäten werden auch bis 2030 nur beschränkt verfügbar sein. Deutschland wird sich daher bei der Verwendung dieser Rohstoffe voraussichtlich auf die Erfüllung der Mindesteinsatzquote beschränken.

- **Abfallfette.** Hierzu zählen gebrauchte Speiseöle sowie tierische Fette der Kategorien I und II mit hohem oder mittlerem Gesundheitsrisiko, die für den Verzehr ungeeignet sind. Für ihren Einsatz zur Herstellung von Biodiesel oder erneuerbarem Diesel und nachhaltigem Kerosin über den HVO-Prozess hat die EU-Richtlinie eine Obergrenze definiert, die Deutschland wahrscheinlich ausschöpfen wird.
- **Sonstige Abfallstoffe.** Hierbei handelt es sich vor allem um tierische Fette der Kategorie III, die in der EU-Gesetzgebung weder als Abfallfett noch als fortschrittlicher Reststoff gelistet sind. Sie werden voraussichtlich in ausreichender Menge für die Kraftstoffproduktion zur Verfügung stehen. Kriterium für die Verwendung ist jedoch, dass die daraus hergestellten Biokraftstoffe gegenüber fossilen mindestens 65 % Emissionen einsparen.

85 Mt vermiedenes CO₂ jährlich

Laut Klimaschutzgesetz sollen Deutschlands CO₂-Emissionen bis 2030 um rund 300 Mt sinken – eine Reduktion von über 40 % gegenüber 2022. Durch den Einsatz von Bioenergieträgern anstelle von fossilen werden, wie oben erwähnt, aktuell bereits mehr als 70 Mt pro Jahr vermieden. Bis 2030 könnte das Einsparungsvolumen nach McKinsey-Analysen auf knapp 85 Mt steigen. Basis für unsere sektorspezifischen Berechnungen sind die jeweiligen Differenzen zwischen den Emissionen der Bioenergien selbst (z.B. aus Produktion und Logistik) und denen, die beim Einsatz fossiler Energieträger entstehen würden. Für die Analyse des Wärme- und Stromsektors wurden Vermeidungsfaktoren des

Umweltbundesamts herangezogen, für den Verkehrssektor die Referenzemissionswerte fossiler Kraftstoffe.

Wärme. Schon heute spart der Wärmesektor durch den Einsatz von Bioenergie jährlich 34 Mt CO₂ ein. Setzt sich der Ausbau der Pellet- und Biomethanheizungen wie oben beschrieben fort, könnten es 2030 schon 42 Mt sein. Um die zusätzlichen 8 Mt mit Wärmepumpen anstelle von Bioenergien einzusparen, müssten in den kommenden sechs Jahren mehr als 1,5 Mio. Geräte zusätzlich eingebaut werden – ein Drittel mehr als die für diesen Zeitraum bereits geplanten 4 bis 5 Mio.

Strom. Da die Nutzung von Bioenergie zur Stromerzeugung voraussichtlich zurückgehen wird, sinkt auch ihr Beitrag zur Emissionsreduktion in diesem Sektor: Bis 2030 wird sich die CO₂-Einsparung durch Bioenergie von derzeit rund 30 auf etwa 25 Mt pro Jahr verringern.

Verkehr. Derzeit helfen Biokraftstoffe, jährlich 8 Mt CO₂ gegenüber fossilen Kraftstoffen einzusparen. 2030 können es annähernd 18 Mt pro Jahr sein. Um diese Menge allein durch Elektromobilität einzusparen, müssten über das aktuelle 2030-Ziel von 15 Mio. Elektroautos hinaus weitere 13 Mio. vollständig EE-betriebene Fahrzeuge auf den Straßen fahren. Dass sich die CO₂-Einsparungen durch Biokraftstoffe mehr als verdoppeln, liegt an den veränderten Rohstoffen: Diejenigen der ersten Generation reduzieren THG um rund die Hälfte; die der zweiten sogar um 80 bis 90 %.

Die Knackpunkte: Nachhaltigkeit, Flächenbedarf, Kosten und Verfügbarkeit

Nachhaltigkeit. Obwohl Biomasse aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt wird, setzt auch sie bei der Verbrennung CO₂ frei, statt es langfristig zu binden. Beispiel Holz: Nach dem Bundesklimaschutzgesetz sollen Land- und Waldwirtschaft 2030 insgesamt 25 Mio. t Kohlendioxid aus der Atmosphäre entfernen, vor allem durch die CO₂-Bindung in Bäumen und Böden. Laut Bundesumweltamt zeichnet sich jetzt schon ab, dass dieses Ziel deutlich verfehlt wird. Eine vermehrte energetische Holznutzung würde es in noch weitere Ferne rücken.

Flächenbedarf. 2022 entfielen rund 15 % (23.000 km²) der landwirtschaftlich genutzten Fläche in Deutschland auf den Anbau von Energiepflanzen: knapp 10 % davon (14.000 km²) für den Strom- und Wärmesektor und etwas mehr als 5 % (9.000 km²) für den Verkehrssektor. Bis 2030 wird der Flächenbedarf jedoch nur geringfügig weiter zunehmen – selbst im stark wachsenden Verkehrssektor voraussichtlich um nicht einmal 1.000 km². Der Grund sind gesetzliche Beschränkungen: Würden die bis 2030 hinzukommenden Rohstoffe zweiter Generation durch solche der ersten Generation ersetzt (während die bereits eingesetzten Mengen aus der zweiten konstant blieben), stiege der Flächenbedarf um weitere 6.000 km² – das entspricht mehr als der doppelten Fläche des Saarlands. Das will der Gesetzgeber vermeiden. Daher wird der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen für die Biokraftstoffproduktion weitgehend auf dem Niveau von 2022 verbleiben. Im Gegenzug muss die Nutzung von Rohstoffen der zweiten Generation, die keine zusätzlichen Flächen benötigen, überproportional ansteigen.

Flächeneffizienz. Neben dem reinen Platzbedarf ist die Flächennutzung für Bioenergien auch unter Effizienzaspekten umstritten – vor allem in der Stromproduktion: Hier schneiden Bioenergien im direkten Vergleich zur Photovoltaik deutlich schlechter ab: Nach einer Analyse des Umweltbundesamts kann eine Solar-Neuanlage auf der gleichen Fläche 40-mal mehr Strom produzieren als eine mit Mais betriebene Biogasanlage.

Kosten. In fast allen Sektoren ist Bioenergie teurer als konventionelle. Doch je nach eingesetztem Rohstoff gibt es teils signifikante Unterschiede, wie der direkte Preisvergleich zeigt:

- **Wärme.** Aufgrund der gestiegenen Gaspreise waren Pelletheizungen in den vergangenen Jahren (trotz höherer Anschaffungskosten) in ihren Gesamtkosten deutlich günstiger als Gasheizungen. Aktuell betragen die Verbraucherpreise für Pellets rund 6,5 ct/kWh, während die für Gas aktuell bei ca. 10 ct/kWh liegen. Bleiben die Holzpreise stabil und die Regularien gleich, werden die steigenden CO₂-Preise bei Gasheizungen auch weiterhin für Kostenvorteile sorgen. An-

ders beim Einsatz von Biomethan in Gasheizungen: Hier liegen die Tarife für Gas mit Biomethananteil deutlich über denen für Erdgas. Grund dafür ist die teurere Produktion, die den Preis für zukünftige Terminkontrakte (Futures) von Biomethan im Vergleich zu Gas nahezu verdreifachen kann. Deshalb werden Einspeisungen von Biomethan in das Gasnetz künftig vor allem regulatorisch getrieben sein.

■ **Strom.** Die EEG-Novelle wird den von kleinen Anbietern geprägten Bioenergiemarkt verändern: Es steht zu erwarten, dass viele Biogasanlagen den Betrieb wegen der wegfallenden Einspeiseförderung einstellen. Günstiger sieht es für größere Kraftwerke aus, die Zugang zu den Spotmärkten und effizienter Kraft-Wärme-Kopplung haben: Ihre Kosten für die Stromerzeugung liegen mit 7 bis 10 ct/kWh nur leicht über denen von kommerziellen Solar- und Windanlagen (4 bis 8 ct/kWh) und im Rahmen der erwarteten Durchschnittspreise für Strom in den nächsten Jahren.

■ **Verkehr.** Die Biokraftstoffproduktion ist wegen ihrer aufwendigen Herstellungsprozesse teurer als die konventionelle. So kostete die Herstellung von erneuerbarem Diesel aus Ölen und Fetten 2022 rund 1.800 €/t – mehr als doppelt so viel wie herkömmlicher Diesel. Auch nachhaltiges Kerosin aus Abfallfetten ist zwei- bis dreimal teurer als die fossile Variante. Hinzu kommt, dass erneuerbarer Diesel und nachhaltiges Kerosin um die gleichen Rohstoffe konkurrieren, was die Preise weiter steigen lassen könnte. Im Gegensatz dazu unterscheiden sich die Kosten für Bioethanol aus Rohstoffen der ersten Generation mit rund 800 €/t (Stand 2022) nicht signifikant von denen für konventionelles Benzin. Dieses Preisniveau könnte zukünftig auch bei vermehrter Nutzung von Rohstoffen der zweiten Generation gehalten werden, da die Bioethanolproduktion aus diesen Rohstoffen nicht viel teurer ist. Allerdings ist der Einsatz von Bioethanol im Straßenverkehr regulatorisch und technologisch begrenzt, während die alternative Nutzung von Rohstoffen der zweiten Generation zur Herstellung von nachhaltigem Kerosin oder erneuerbarem Diesel („Alcohol to Fuel“) zusätzliche Verfahrensschritte erfordert, was wiederum die Produktionskosten erhöht.

Verfügbarkeit. Bislang werden in Deutschland weniger als 2 % aller Bioenergieträger importiert. Im Verkehrssektor allerdings könnte sich der Anteil der importierten Rohstoffe deutlich erhöhen, wenn künftig vermehrt Rohstoffe der zweiten Generation zum Einsatz kommen sollen. Zwar stehen einige davon (z.B. Stroh) in Deutschland ausreichend zur Verfügung, aber ihre Herstellungsverfahren sind komplex und die Kapazitäten begrenzt. Andere Rohstoffe (z.B. Ausfluss von Palmölmühlen) lassen sich einfacher umwandeln, sind jedoch hierzulande nur begrenzt verfügbar. Daher wird Deutschland, so wie andere Länder in Europa auch, vermehrt auf Einfuhren angewiesen sein: Nach unseren Schätzungen könnten 2030 europaweit mehr als die Hälfte der Rohstoffe zweiter Generation zur Produktion von Biokraftstoff aus Importen stammen.

Fazit

Wo und in welcher Form lohnt sich der Einsatz von Bioenergie? Sicher ist: Bioenergieträger können dazu beitragen, die 2030er-Klimaziele nach heutiger Regulierung zu erreichen, wenn auch in begrenztem Maß. Vielversprechendstes Einsatzgebiet ist der Wärmebereich; im Stromsektor ergeben sich kurzfristige Potenziale aus der flexiblen Zuschaltung zu Spitzenlastzeiten.

Im Verkehrssektor wiederum bieten sich Bioenergien als Übergangslösung an, bis die Elektrifizierung und der Einsatz von strombasierten Kraftstoffen ihr volles Potenzial entfalten. Dabei werden, um den Flächenverbrauch zu begrenzen, zunehmend Rohstoffe der zweiten Generation zum Einsatz kommen müssen. Aufgrund ihrer eingeschränkten Verfügbarkeit hierzulande sollten allerdings frühzeitig Importstrategien entwickelt und die Weiterentwicklung zu komplexeren Herstellungsverfahren forciert werden.

Energiewende-Index: Die Indikatoren im Überblick

Die insgesamt 15 Indikatoren im Energiewendeindex zeigen gegenüber der Veröffentlichung von September 2023 leichte Verbesserungen: Für mittlerweile acht von ihnen – zwei mehr als in der letzten Erhebung – ist die Zielerreichung realistisch. Die Verbesserung des Indikators Primärenergieverbrauch resultiert dabei aus dem deutlichen Rückgang des Verbrauchs in 2023. Offen ist allerdings noch, ob es sich hierbei um kurzfristige Effekte infolge der hohen Energiepreise im vergangenen Jahr handelt oder um einen längerfristigen Trend. Daneben sind weiterhin fünf Indikatoren unrealistisch in ihrer Zielerreichung, während der CO₂e-Ausstoß und die Reservemarge auf der Kippe bleiben.

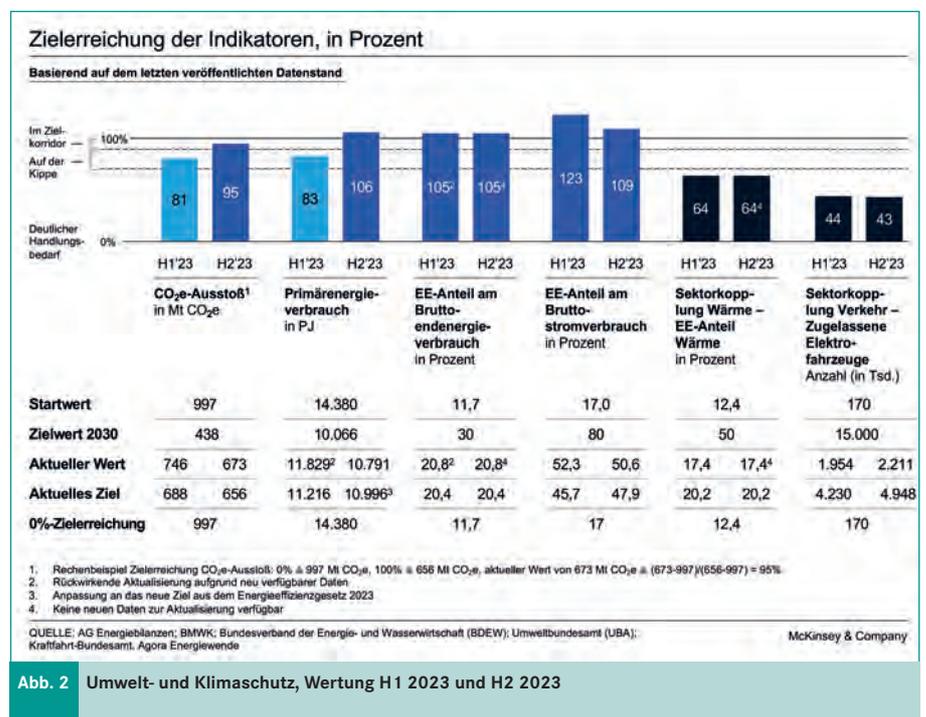


Abb. 2 Umwelt- und Klimaschutz, Wertung H1 2023 und H2 2023

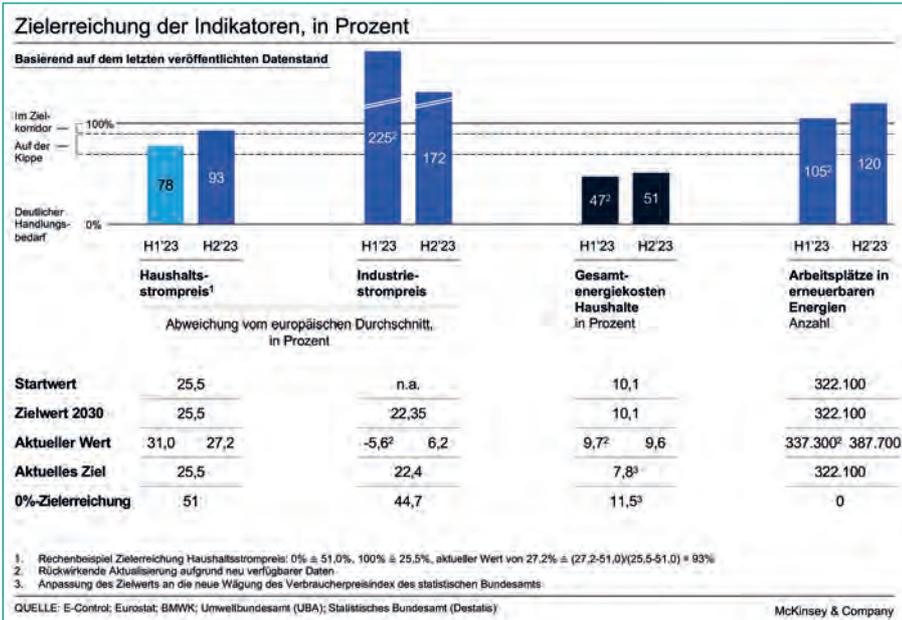


Abb. 3 Wirtschaftlichkeit, Wertung H1 2023 und H2 2023

Acht Indikatoren mit realistischer Zielerreichung

Der *Primärenergieverbrauch* liegt nach erster Hochrechnung für 2023 bei 10.791 PJ und damit rund 9 % unter dem Vorjahr. Hauptgründe sind Produktionsrückgänge in der Industrie, steigende Energieeffizienz und weniger Stromerzeugung in Deutschland (-11 % gegenüber 2022). Die Zielerreichung steigt von 83 auf 106 % und wechselt damit

in die Kategorie „realistisch“ (Abb. 2). Etwas weniger stark gesunken dürfte der Endenergieverbrauch sein, da 2023 zugleich 75 PJ Strom (5 % der Erzeugung) importiert worden sind. Aktuelle Hochrechnungen liegen hierzu jedoch noch nicht vor.

Der *EE-Anteil am Bruttostromverbrauch* ist über das Gesamtjahr 2023 um viereinhalb Prozentpunkte auf 50,6 % gestiegen, wobei

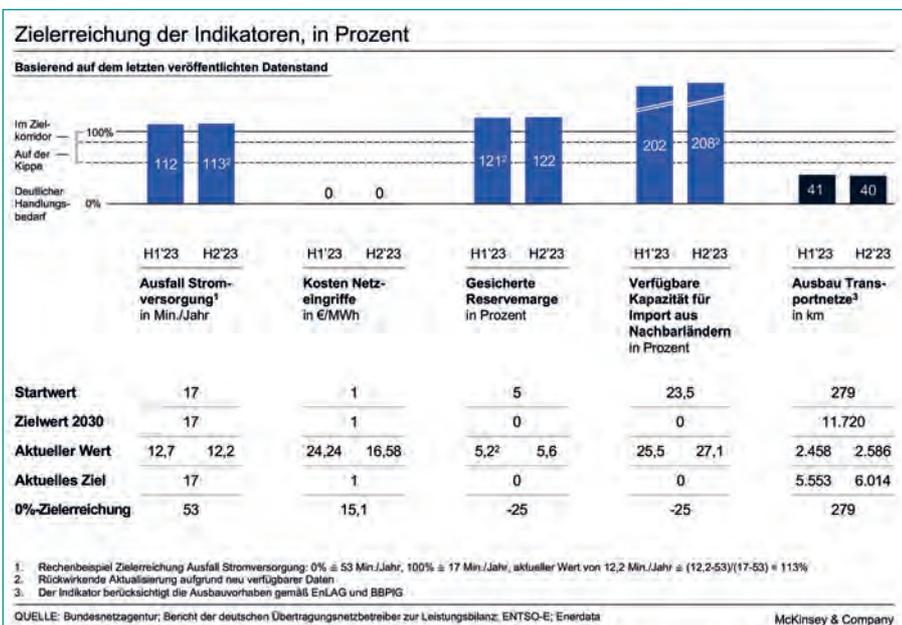


Abb. 4 Versorgungssicherheit, Wertung H1 2023 und H2 2023

er in der ersten Jahreshälfte mit rund 52,3 % sogar noch etwas höher lag. Haupttreiber war neben vermehrter Stromerzeugung aus Erneuerbaren (+5 %) der Rückgang des Stromverbrauchs um 4 % im Zuge der Energiekrise. Die Zielerreichung des Indikators beträgt 109 %.

Der *Industriestrompreis*, der im Vergleich zur europäischen Preisentwicklung gemessen wird, verschlechtert sich 2023 leicht. Er liegt jetzt 6,2 % über dem Europa-Mittel, im Halbjahr zuvor lag er noch 5,6 % darunter (Abb. 3). Ursache hierfür ist, dass die Preise im Ausland mit -21 % zuletzt deutlich stärker gesunken sind als in Deutschland (-11 %). Trotzdem beträgt die Zielerreichung des Indikators immer noch 172 %. Der gute Wert liegt in der Berechnungsmethodik begründet: Steigen die Preise im europäischen Ausland stärker als in Deutschland, verbessert sich der Indikator – was in der Vergangenheit der Fall war: 2021 z.B. lagen die Industriestrompreise hierzulande noch 25 % über dem europäischen Durchschnitt. 2024 allerdings wird der deutsche Industriestrompreis voraussichtlich überproportional ansteigen, da der letztjährige Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten in Höhe von 12,8 Mrd. € nun wegfällt.

Der deutsche *Haushaltsstrompreis* lag im vergangenen Dezember 27,2 % über dem europäischen Durchschnitt und somit nur noch knapp über dem Zielwert von 25,5 % – ein halbes Jahr zuvor waren es noch 31 %. Die Zielerreichung des Indikators verbessert sich von 78 auf 93 % und steigt damit in die Kategorie „realistisch“ auf.

Der Indikator *verfügbare Kapazität* für Import aus Nachbarländern verbessert sich auf jetzt 27,1 %. Hauptgrund ist die leicht gestiegene Interkonnektorkapazität für Importe aus Dänemark. Mit einem Wert von 208 % ist der Indikator weiterhin stabil realistisch in seiner Zielerreichung (Abb. 4).

Der Indikator *Ausfall Stromversorgung* verbessert sich leicht. Aktuell beträgt das Blackout-Risiko pro Anschlusspunkt 12,2 Minuten (Vorhalbjahr 12,7), die Zielerreichung liegt bei 113 %.

Zum Indikator *Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien* liegen neue Daten für das Jahr

2022 vor – mit positivem Trend: Gegenüber 2021 stieg die Zahl der Jobs im EE-Sektor um rund 50.000 auf jetzt 387.700. Der Stellenaufbau fand vor allem in den Bereichen Umweltwärme und Solarenergie statt: Allein hier erhöhte sich die Zahl der Arbeitsplätze um jeweils 20.000 – getrieben durch die starke Nachfrage nach Wärmepumpen (+61 % gegenüber 2021) und Solaranlagen (+26 %). Der Indikator verbessert sich dadurch von 105 % auf 120 %.

Für den Indikator *EE-Anteil am Bruttoenergieverbrauch* wurden keine neuen Werte veröffentlicht. Er verbleibt daher in seiner bisherigen Kategorie der stabil realistischen Zielerreichung.

Zielerreichung für fünf Indikatoren unrealistisch

Der Indikator *Sektorkopplung Verkehr* verschlechtert sich um einen Prozentpunkt auf 43 %. Im Oktober 2023 fuhren 2,2 Mio. Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen – nach den Zielen der Bundesregierung hätten es (linear interpoliert) 4,9 Mio. sein sollen. Grund ist, dass die Zulassungswelle von 2020/21 merklich abgeebbt ist: Die Zahl der Neuzulassungen lag im vergangenen Halbjahr mit knapp 250.000 auf dem niedrigsten Stand der letzten drei Jahre. Das ist ein Viertel dessen, was es pro Halbjahr braucht, um das Ziel von 15 Mio. E-Autos im Jahr 2030 zu erreichen.

Die *Kosten für Netzeingriffe* sind von 24 auf knapp 17 €/MWh gesunken, aber immer noch weit von den angestrebten 1 €/MWh entfernt. Und die Chancen des Indikators, aus seiner 0-prozentigen Zielerreichung aufzusteigen, stehen weiterhin schlecht: Im ersten Halbjahr 2023 ist das Redispatchvolumen gegenüber dem Vergleichszeitraum nochmals um 35 % auf fast 18.000 TWh gestiegen. Mit einem Anteil von rund 75 % bildet es damit den größten Kostentreiber von Netzeingriffen. Die derzeit sinkenden Brennstoffpreise wirken da nur geringfügig dämpfend.

Auch der *Ausbau der Transportnetze* bleibt mit einem aktuellen Zielerreichungsgrad von 40 % weit hinter seinen Zielen zurück: In der ersten Jahreshälfte 2023 wurden 128 km zugebaut – rund 600 km pro Halbjahr wären aktuell notwendig für die Zieler-

reichung. Die Gesamtlänge beträgt jetzt 2.586 km und damit weniger als die Hälfte der angestrebten 6.014 km – trotz gesetzlich beschleunigter Genehmigungsverfahren. 2023 wurden rund 1.000 km Zubau bewilligt, für 400 km davon konnte das Verfahren sogar übersprungen und unmittelbar mit dem Bau begonnen werden. Dies lässt auf eine weitere Beschleunigung des Ausbaus hoffen. Allerdings werden ab 2025 mit den zusätzlich geplanten Bauprojekten auch die Zielwerte für die Transportnetze steigen.

Bei den *Gesamtenergiekosten Haushalte* hat das Statistische Bundesamt eine neue Wägung eingeführt, wonach der Anteil der Energiekosten am Warenkorb der Verbraucher – bei gleichen Preisen – um knapp 25 % geringer ist als vorher. Damit passt sich auch die Zielerreichung an. 100 % sind jetzt bereits erreicht, wenn der Anteil der Energiekosten am Warenkorb 7,8 % beträgt – nach der alten Wägung waren es noch 10,1 %. Für das Jahr 2023 liegt der Anteil der Energiekosten demnach nun bei 9,6 % (gegenüber 12,6 % vorher) und damit nur leicht unter dem Wert vom Halbjahr zuvor (9,7 %). Der Indikator steigt in seiner Zielerreichung auf 51 %, bleibt aber stabil unrealistisch.

Für den Indikator *Sektorkopplung Wärme* wurden keine neuen Daten veröffentlicht. Die Zielerreichung beträgt somit weiterhin 64 %.

Zwei Indikatoren auf der Kippe

Der *CO₂e-Ausstoß* sinkt um 73 Mt auf 673 Mt. Ursächlich hierfür ist neben schwacher Konjunktur auch die geringere Kohleverstromung (-30 % gegenüber 2022). Allerdings dürfte der Emissionsrückgang nur vorübergehend sein, hauptsächlich getrieben durch die hohen Energiepreise. Nach Berechnungen von Agora Energiewende sind lediglich etwa 15 % der CO₂-Einsparungen im Jahr 2023 auf langfristige Effekte zurückzuführen. Daher befindet sich der Indikator trotz einer Zielerreichung von 95 % weiterhin auf der Kippe.

Die *gesicherte Reservemarge* befindet sich aktuell ebenfalls im realistischen Bereich der Zielerreichung und steigt sogar noch einmal leicht von 5,2 % auf 5,6 %. Grund hierfür ist der Zubau von 1,4 GW Gaskraft-

werken, während im gleichen Zeitraum 2023 weniger als 200 MW aus der Kohleverstromung vom Netz gingen. Doch die geplante Stilllegung von weiteren Kohlekraftwerken könnte die Reservemarge noch in diesem Jahr drastisch verschlechtern, daher bleibt der Indikator vorerst auf der Kippe. Ändern könnte sich dies allerdings, wenn die Bundesnetzagentur (wie schon seit 2021 im Umfang von 7 bis 9 GW) Stilllegungen verhindert, um Versorgungsengpässe zu vermeiden.

Feedback erwünscht

Der Energiewende-Index bietet alle sechs Monate einen Überblick über den Status der Energiewende in Deutschland. Reaktionen und Rückmeldungen seitens der Leser sind ausdrücklich erwünscht und werden bei der Aktualisierung des Index berücksichtigt, sofern es sich um öffentlich zugängliche Daten und Fakten handelt. Auf der Website von McKinsey besteht die Möglichkeit, den Autoren Feedback zum Thema Energiewende zu geben:

www.mckinsey.de/energiewendeindex

Dr. T. Vahlenkamp, Senior Partner, McKinsey & Company, Düsseldorf; S. Overlack, Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; Dr. F. Pflugmann, Associate Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; Dr. C. Kienzler, Associate Partner, McKinsey & Company, Köln; T. Ipers, Fellow Senior Associate, McKinsey & Company, Düsseldorf; E. Hosius, Capabilities and Insights Analyst, McKinsey & Company, Düsseldorf; C. Kauth, Junior Capabilities and Insights Analyst, McKinsey & Company, Düsseldorf
thomas_vahlenkamp@mckinsey.com

> PRINT
> ONLINE
> DIGITAL



Weitere Informationen unter:

www.et-magazin.de