



STROM. MACHT. ZUKUNFT.

Energieumbruch zwischen teurem Kraftakt
und politischem Kursverlust

Nr. 145 / August 2025 • € 10,00

GOLDVERBOT: EINE REALE GEFAHR?

Mehrere Goldhändler warnen vor einem staatlichen Zugriff auf Barren und Krügerands. Millionen Anleger fürchten um ihre Ersparnisse. Aber: Stimmt das wirklich?

DER GLÄSERNE BÜRGER

Die digitale Identität der Bürger ist keine Sci-Fi-Fantasie mehr. Sie steht direkt vor der Tür. Bis 2030 soll jeder Bürger in der EU eine EUID-App auf seinem Smartphone haben.

ITALIENISCHER HAUSTRAUM

Für einen Euro ein Haus in Italien kaufen – klingt verlockend, ist es aber nur bedingt. Denn hinter dem symbolischen Preis für verbergen sich Pflichten, Auflagen und jede Menge Bürokratie.

DWN ALS PRINT- UND DIGITAL- AUSGABE LESEN

Liebe Leserin, lieber Leser,

kennen Sie schon unser Digital-Angebot? Entdecken Sie eine noch größere Themenvielfalt mit unserer Kombination aus Online und Print.

Registrieren Sie sich auf unserer DWN-Homepage und bestellen Sie das DWN-Kombi-Abo für nur 16,99 € pro Monat.

Oder setzen Sie sich einfach mit uns per Mail bzw. Telefon in Verbindung. Wir beraten Sie gern!

**JETZT
ABONNIEREN**

unter: 030 810160-30
oder
[leserservice@deutsche-
wirtschafts-nachrichten.de](mailto:leserservice@deutsche-wirtschafts-nachrichten.de)



deutsche-wirtschafts-nachrichten.de

Liebe Leserinnen und Leser, es gibt Zeiten, in denen die Selbstverständlichkeiten unserer Lebensweise nicht mehr selbstverständlich sind. Wo früher Strom einfach aus der Steckdose kam und Energiepreise bestenfalls eine Zeile in der Nebenkostenabrechnung waren, dominiert heute Unsicherheit in Vorstandsetagen, Handwerksbetrieben und privaten Haushalten. Deutschland erlebt eine Zeitenwende. Im Herzen dieser Transformation steht die Energiefrage: Wie sichern wir unsere Versorgung nachhaltig? Wie erhalten wir unsere industrielle Leistungsfähigkeit? Und wie gestalten wir die Energiewende, ohne dabei unseren Wohlstand und unsere Wettbewerbsfähigkeit zu verlieren? In diesem August-Magazin suchen wir nach Antworten – technologieoffen und ideologieoffen.

Die Energieversorgung war einst die stille Infrastruktur des Wohlstands. Sie lief – zuverlässig, planbar, günstig. Heute ist sie zum Politikum geworden. Zur Projektionsfläche für Hoffnung und Frustration. Es ist kein Zufall, dass Energiefragen die Menschen emotional berühren: Sie betreffen jeden Einzelnen, jeden Tag. Die Tankrechnung, die Nebenkosten, die Wettbewerbsfähigkeit der Firma – all das hängt an der Energie. Und doch, trotz dieser unmittelbaren Betroffenheit, entsteht der Eindruck: Die Debatte driftet ab. Weg von Sachlichkeit, hin zu Symbolik. Weg von Lösungen, hin zu Lagerdenken. Dabei bräuchte dieses Land nichts so sehr wie eine neue Nüchternheit. Einen Blick, der Chancen erkennt, ohne Risiken zu verdrängen. Der die Komplexität des Problems nicht auf ein einziges Dogma reduziert, sondern Vielfalt zulässt – technologisch wie politisch. Denn klar ist: Die Transformation kommt und sie ist nicht mehr aufzuhalten.

Inmitten dieses Großexperiments zeigt sich die stille Kraft unseres Landes: der Mittelstand. Familienunternehmen, Handwerksbetriebe, industrielle Nischencham-

pions – sie alle suchen Antworten auf die Energiekrise. Nicht durch Protest, sondern durch Tatkraft. Eigenstromlösungen, Lastmanagement, Solardächer, Speichertechnik – was früher ein Nebenschauplatz der Unternehmensstrategie war, wird heute zur Kernfrage unternehmerischer Resilienz. Hier zeigt sich, was Deutschland immer stark gemacht hat: die Fähigkeit, auf Herausforderungen mit Anpassung zu reagieren – pragmatisch, effizient, ergebnis-



Foto: 21AERIALS/iStock

sorientiert. Doch dieser unternehmerische Mut braucht politische Unterstützung, nicht regulatorische Gängelung. Braucht Anreize statt Bürokratie. Denn es sind nicht die Großkonzerne, die die Struktur dieses Landes sichern. Es sind die Mittelständler, die jetzt neue Wege beschreiten.

Gleichzeitig stehen neue technologische Möglichkeiten im Raum: die Transmutation von Atommüll. Eine Technik, die das ungelöste Problem der Endlagerung nicht nur entschärfen, sondern in einen strategischen Vorteil verwandeln könnte. Energie gewinnen, wo früher nur Gefahr lauerte – das ist nicht nur technisch faszinierend, sondern potenziell ein Quantensprung für das Narrativ der Kernenergie. Aber auch hier gilt: Faszination ersetzt nicht Verantwortung. Was heute im Laborversuch gelingt, ist noch lange keine Antwort auf die Herausforderungen der nächsten Jahre. Und doch: Es zeigt, dass Technologie nie stillsteht. Dass Zukunft nicht Verzicht bedeuten muss, sondern

neue Horizonte eröffnen kann. Es braucht daher die Debatte. Nicht als Rückfall in alte Konzepte, sondern als Fortschreibung dessen, was moderne Energiepolitik sein kann: technologieoffen, verantwortungsvoll, sachlich.

Wer über Energie spricht, darf über Kapital nicht schweigen. Die Transformation wird nicht nur politisch entschieden, sondern finanziert durch Investitionen, durch Märkte, durch Anleger. Was früher als exotisches Nischenthema galt, ist heute Teil solider Portfolios: grüne ETFs, Versorgeraktien, Rohstofffonds. Die Energiewende ist auch ein Anlagethema – und damit ein Hebel für Veränderung. Privatanleger, die die ESG-Kriterien nicht als Dogma, sondern als Orientierung verstehen, können hier echten Einfluss nehmen. Wer diese nicht ignoriert und gezielt investiert, kann die Energiewende beschleunigen und sogar daran partizipieren.

All diese Entwicklungen, Debatten, Technologien und Investitionen führen uns zu einer zentralen Frage: Vertrauen wir noch? In unsere Institutionen, in unsere Technologien, in unsere politischen Prozesse? Die Energiewende ist kein rein technisches Projekt – sie ist ein gesellschaftlicher Prozess. Und dieser steht und fällt mit Vertrauen.

Vielleicht braucht es einen neuen Gesellschaftsvertrag für die Energiezukunft. Einen Vertrag, der nicht nur Versorgungssicherheit garantiert, sondern Beteiligung. Der Bürger nicht nur als Konsument sieht, sondern als Mitgestalter. Der Innovation nicht als Risiko begreift, sondern als Chance. Der nicht zwischen Stadt und Land, Arm und Reich, Jung und Alt spaltet, sondern verbindet – durch ein gemeinsames Ziel: ein stabiles, bezahlbares, nachhaltiges Energiesystem. Diesen Vertrag kann niemand allein schließen. Er ist ein demokratischer Kraftakt. Aber einer, der sich lohnt.

*Ihr Markus Gentner
DWN-Chefredakteur*

ENERGIE IM UMBRUCH – TEUER, STRITTIG, RICHTUNGSLOS?

- 05** Windkraft:
Der stockende Aufbruch
- 09** Nukleare Transmutation –
Chance für die Wende?
- 13** Kernkraft unverzichtbar für
Deutschland
- 18** Energieautark – der Weg des
Mittelstands
- 22** ETF: Gewinne mit dem Ener-
gieumbruch

FINANZEN

- 29** Goldverbot 2025:
Mythos oder Risiko?
- 31** Weniger Bankfilialen und
Geldautomaten: Ist der
Kampf gegen das Bargeld
real?



Foto: kalhh/pixabay.com



Foto: manassanant pamai/iStock



Foto: RerF/iStock



Foto: cocoparisienne/pixabay

POLITIK

- 33** Goldreserven verkaufen –
ja oder nein?
- 35** Kommt der gläserne Bürger?

WIRTSCHAFT

- 37** Italiens Traum mit Haken
- 40** Erbe regeln:
So bleibt Ihr Partner im Haus
- 41** KI: Bringt sie uns eine bessere
Zukunft?

PANORAMA

- 42** Kaffeebohnen unter
Verschluss

Windkraft: Der stockende Aufbruch

Windkraft ist das Rückgrat der deutschen Energiewende und gleichzeitig ihr wunder Punkt. Obwohl der Ausbau gesetzlich priorisiert ist, stockt er. Die Gründe reichen von widersprüchlichen Landesregelungen über fehlenden gesellschaftlichen Konsens bis zu gezielten Desinformationskampagnen. Eine Bestandsaufnahme.



Zwischen Landschaftsschutz und Energiezielen: Der Ausbau der Windkraft spaltet Gemeinden.
Foto: distelAPPArath/pixabay.com

Windkraft ist das Rückgrat der deutschen Energiewende und gleichzeitig ihr wunder Punkt. Obwohl der Ausbau gesetzlich priorisiert ist, stockt er. Die Gründe reichen von widersprüchlichen Landesregelungen über fehlenden gesellschaftlichen Konsens bis zu gezielten Desinformationskampagnen. Eine Bestandsaufnahme.

Wer sich online über Windkraft informiert, trifft schnell auf eine Vielzahl irreführender Behauptungen. Die Bandbreite reicht von angeblich krankmachendem Infraschall über eine angebliche Austrocknung umliegender Böden bis hin zur These, Windkraftanlagen seien in ihrer Ökobilanz schlechter als fossile Kraftwerke. Was auf den ersten Blick wie Einzelkritik

wirkt, ist häufig Teil systematischer Diskursverschiebung. Ein Hintergrundbericht der Deutschen Welle (DW) vom Dezember 2024 über gängige Mythen rund um Windkraft kommt zu dem Schluss, dass viele der kursierenden Aussagen auf selektiv gewählten Einzelfällen basieren, deren Wirkung durch Wiederholung und emotionale Zuspitzung gezielt verstärkt werden. Dennoch prägen sie die öffentliche Wahrnehmung. Als die AfD-Co-Vorsitzende Alice Weidel im Januar 2025 auf dem Bundesparteitag im thüringischen Riesa forderte, man solle „alle Windräder niederreißen“, wurde Weidels Aussage im Nachgang von der Partei aufgenommen und gezielt gestreut. Wenig später kursierte die Botschaft auf Flyern, Plakaten

und in den Sozialen Medien. Die Strategie dahinter: Mobilisierung gegen eine Akzeptanz durch maximale Polarisierung. Wie effektiv solche Kampagnen sind, zeigt eine Erhebung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) aus dem Frühjahr 2025. Danach glauben 41 Prozent der Befragten, Windkraft bringe „mehr Nachteile als Vorteile“. Dem stehen empirische Daten gegenüber. Studien des Fraunhofer-Instituts zeigen, dass kein anderer Energieträger in Deutschland mehr Strom pro genutzter Fläche erzeugt als Windkraft.

Die häufig zitierte Potenzialstudie des Umweltbundesamts aus dem Jahr 2013 geht von einem technisch nutzbaren Flächenanteil von rund 13,8 Prozent der Bundesfläche aus. Das entspricht rund 1.190 Gigawatt installierter Leistung und einem jährlichen Stromertrag von bis zu 2.900 Terawattstunden. Das ist ein Vielfaches des heutigen bundesweiten Stromverbrauchs, der laut BDEW derzeit bei rund 550 Terawattstunden pro Jahr liegt. Aktuelle Vergleiche zur Flächeneffizienz sprechen für die Windkraft. Nach Berechnungen des Thünen-Instituts beansprucht Windenergie an Land pro erzeugter Megawattstunde lediglich 1,43 Quadratmeter Fläche. Photovoltaik-Freiflächenanlagen benötigen im Schnitt rund 22 Quadratmeter und damit das Sechzehnfache.

Beim Stromertrag pro installierter Leistung ergibt sich ein ähnliches Bild: Eine Analyse des Energieversorgers Polarstern aus dem Jahr 2024 zeigt, dass Windkraftanlagen in Deutschland, gemessen an installierter Leistung, Flächennutzung und Verfügbarkeit, die höchste Stromausbeute aller erneuerbaren Technologien erzielen. Die gesellschaftliche Debatte orientiert sich jedoch längst nicht mehr an validen Kennzahlen. Für Forscherinnen wie Dr. Eva-Maria Grommes, die an der

ETH Zürich zur öffentlichen Wahrnehmung von Infrastrukturprojekten forscht, ist das ein strukturelles Risiko. Sie spricht von einem „Vertrauensverlust in die politische Steuerung solcher Großvorhaben“. Entscheidend sei nicht allein die technische Lösung, sondern deren glaubwürdige und nachvollziehbare Kommunikation.

Für Unternehmen wie Vattenfall wird das zunehmend zum wirtschaftlichen Risiko. Die öffentliche Stimmung beeinflusst Genehmigungsverfahren, erschwert den Dialog mit Kommunen und erhöht die Wahrscheinlichkeit für Klagen. Deutschlandchef Robert Zurawski sprach im Frühjahr 2025 im Gespräch mit der Funke Mediengruppe von einer Entwicklung, die nicht nur Verzögerungen zur Folge habe, sondern auch Investitionen verunsichere. „Auch der AfD würde ein Blick auf die Fakten guttun“, sagte er. „Im vergangenen Jahr kam knapp ein Drittel des deutschen Stroms aus Windkraft.“ Doch Zahlen wie diese verlieren in aufgeheizten Debatten schnell an Sichtbarkeit. Übrig bleibt ein Meinungsklima, das technische Lösungen nicht aus Mangel an Effizienz ausbremst, sondern weil ihnen kommunikativ der Boden entzogen wird. Im Jahr 2024 wurde Windenergie in Deutschland mit rund 136,0 Milliarden Kilo-

Ausbauziele: Politischer Konsens, reale Blockade

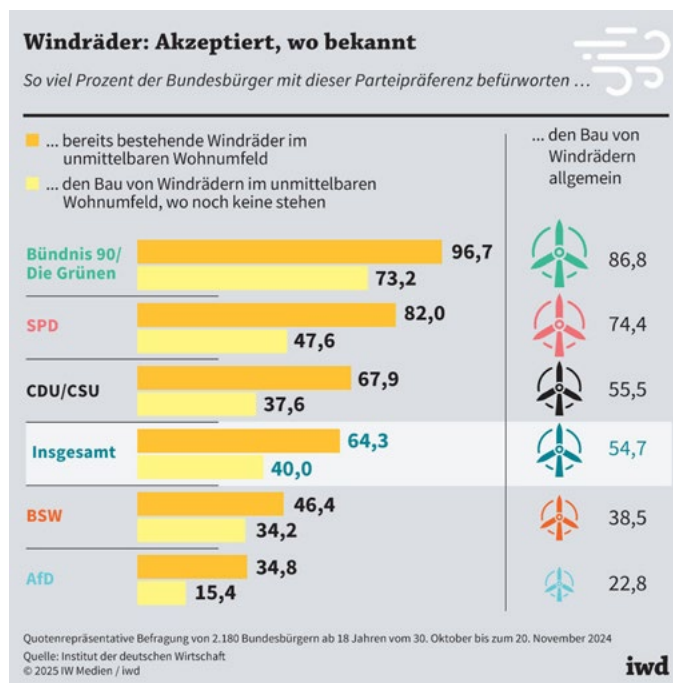
Tatsächlich ist die politische Zielsetzung eindeutig: Bis 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 80 Prozent steigen. Windkraft an Land soll dabei eine Schlüsselrolle spielen. Die frühere Ampelkoalition hatte sich im Koalitionsvertrag 2021 darauf verständigt, den Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 80 Prozent zu erhöhen. Windkraft an Land sollte dabei eine tragende Rolle spielen.

Auch die neue Bundesregierung unter Kanzler Friedrich Merz (CDU) hat das Ziel grundsätzlich bestätigt. Doch konkrete Anpassungen bei Flächenvorgaben oder Genehmigungsregeln wurden im bisherigen Koalitionsvertrag nicht benannt. Branchenverbände sehen darin ein Risiko für die Planbarkeit und fordern zügige Klarstellungen. Unverändert groß bleibt die Lücke zwischen Ziel und Realität. Im Jahr 2023 wurden laut Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) lediglich rund 3 Gigawatt neue Leistung genehmigt. Für das Erreichen der 2030-Marke wären jährlich mindestens 10 Gigawatt Nettozubaue erforderlich, also mehr als das Dreifache.

Windkrafttröder: Wenn Kommunen den Ausbau bremsen

Auch landespolitische Regelungen stehen dem Ausbau im Weg. Mehrere Bundesländer, allen voran Bayern, haben pauschale Mindestabstände zur Wohnbebauung oder restriktive Höhenbegrenzungen verankert. Das Problem dabei: Die praktische Ausgestaltung solcher Vorgaben obliegt meist den Kommunen, und dort fehlt häufig der politische Rückhalt, die Akzeptanz vor Ort oder schlicht das Personal, um Windkraftprojekte zügig zu begleiten.

Das Umweltbundesamt (UBA) kritisiert seit Jahren, dass solche Regelungen dringend benötigte Flächen von vornherein ausschließen. Bereits 2019 kam eine UBA-Studie zu dem Ergebnis, dass ein pauschaler Mindestabstand von 1.000 Metern bis zu 50 Prozent der potenziellen Windkraftflächen unbrauchbar macht. Der Ausbau wäre unter solchen Bedingungen „faktisch nicht mehr möglich“, so die Autoren. Hinzu kommen langwierige Genehmigungsverfahren. Im Schnitt vergehen 24 bis 36 Monate von der Planung bis zur Baugenehmigung. Besonders kritisch ist die Lage dort, wo Zuständigkeiten zwischen Gemeinde, Landkreis, Naturschutzbehörden und Landesministerien fragmentiert sind. Immer wieder verzögern Klagen die Umsetzung, etwa wegen Artenschutzauflagen, Eingriffen ins Landschaftsbild oder befürchteter Lärmbelastung. Die Folge: Selbst Projekte mit positiver Netzbewertung und bestätigter Wirtschaftlichkeit liegen jahrelang auf Eis.



Akzeptanz von Windrädern. Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft iwd

wattstunden erzeugt, das sind fast 31,5 Prozent des gesamten Stromaufkommens. Das geht aus einer aktuellen Veröffentlichung des Statistischen Bundesamts (Destatis) hervor. Parallel stieg der Anteil erneuerbarer Energien auf 59,4 Prozent des gesamten Strommixes gegenüber dem Vorjahr um 2,3 Prozent auf 256,4 Milliarden Kilowattstunden und erreichte damit einen neuen Höchstwert.

Akzeptanz vor Ort: Zustimmung ist ortsabhängig

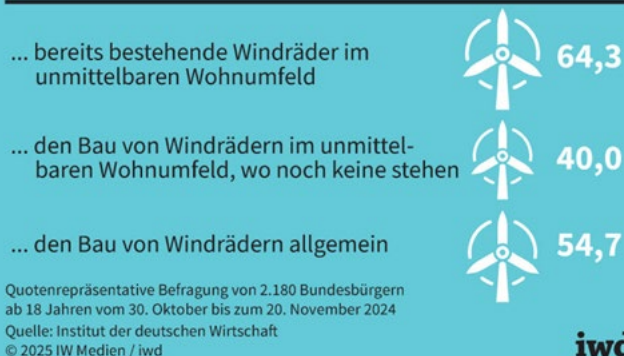
Laut einer aktuellen Studie der IW Gesellschaftsforschung befürwortet eine Mehrheit der Bundesbürger den weiteren Ausbau der Windkraft. Doch die Unterstützung ist nicht gleichmäßig verteilt: In Regionen ohne bestehende Windräder liegt die Zu-

stimmung nur bei 40 Prozent. In Gebieten mit installierten Anlagen steigt sie hingegen auf 64 Prozent. Für IW-Geschäftsführer Matthias Diermeier liegt der Schlüssel im direkten Einbezug: „Die Akzeptanz wächst dort, wo Menschen Windkraft konkret erleben und davon profitieren.“ Finanzielle Beteiligungsmodelle könnten diesen Effekt gezielt verstärken.

Der Widerstand gegen Windkraft entsteht aus unterschiedlichen Motiven. Bürgerinitiativen beklagen vor allem lokale Auswirkungen: Schallimmissionen, Schattenwurf, Eingriffe ins Landschaftsbild oder den befürchteten Wertverlust von Immobilien. Parallel dazu werden auf politischer Ebene zunehmend Grundsatzfragen gestellt, häufig verbunden mit genereller Ablehnung großer Infrastrukturprojekte. Der österreichische Windkraft-Experte Andreas Krenn spricht in einem Interview mit den Oberösterreichischen Nachrichten von einem europaweiten Akzeptanzproblem, das in Deutschland besonders ausgeprägt sei, weil hierzulande „die Hürden zwischen Planung und Umsetzung gewaltig sind“. Der Aufwand schrecke nicht nur Investoren ab, sondern überfordere auch Kommunen und Behörden. Krenn plädiert daher für eine „deutlich klarere Raumordnung“, die Standortentscheidungen planungssicher mache. Auch die Planungsjuristin Lena Oerke vom Bundesverband WindEnergie sieht strukturelle Defizite. In einem internen Positionspapier warnt sie vor einer „zunehmenden administrativen Erosion“. Selbst bei politischem Willen fehle

Windrad-Akzeptanz abhängig vom Wohnort

So viel Prozent der Bundesbürger befürworten ...



Windrad-Akzeptanz: Abhängig vom Wohnort.

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft iwd

es an behördlicher Umsetzungskraft. Der Fachkräftemangel in Bau-, Umwelt- und Genehmigungsbehörden sei eklatant. Dazu komme eine zersplitterte Rechtslage, die bei jeder Klage neu ausgelegt werde. Verwaltungsgerichte seien vielerorts chronisch überlastet. Oerke spricht von einer „Beharrung durch Überforderung“. Der Bundesverband der Energie- und

Akzeptanz von Windrädern. Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft iwd

**FOLGEN SIE
UNS AUCH AUF
SOCIAL MEDIA**

Scan me



**Entdecken Sie die Deutschen Wirtschafts
Nachrichten auf allen sozialen Plattformen!**

Bleiben Sie informiert und folgen Sie uns
für aktuelle News und Analysen.



Wasserwirtschaft (BDEW) kritisiert zudem das anhaltende Missverhältnis zwischen Bundeszielen und föderaler Umsetzung. Trotz gesetzlicher Priorisierung würden Projekte häufig durch lokalpolitische Widerstände oder lückenhafte Verwaltungsprozesse verzögert. In einem aktuellen Branchenbericht heißt es: „Die Geschwindigkeit der Verfahren entscheidet, ob das Ausbauziel 2030 erreichbar bleibt.“

Energieökonom: „Momentaufnahme einzelner Flautenmonate nicht entscheidend“

Ein weiterer struktureller Faktor trat im ersten Halbjahr 2025 deutlich zutage. Außergewöhnlich schwache Windverhältnisse führten laut Umweltbundesamt zu einem Rückgang der Stromproduktion aus Windkraft um 15 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Besonders betroffen waren die Küstenregionen im Norden, wo über Wochen hinweg unterdurchschnittliche Windgeschwindigkeiten gemessen wurden. Technisch ist diese Volatilität einkalkuliert. Die Systeme sind auf Schwankungen ausgelegt, entsprechende Backups und Speicherlösungen sind Teil des Marktdesigns. Doch die öffentliche Wahrnehmung folgt einem anderen Rhythmus. „Wenn monatelang Flaute herrscht und zugleich Energiepreise steigen, wird die Debatte schnell irrational“, sagt Jan Grebe, Energieökonom an der ETH Zürich. In solchen Phasen wachse der politische Druck, neue Grundlastkapazitäten bereitzustellen, sei es über Gaskraftwerke, mehr Importe oder eine Rückkehr zur Kernenergie. Langfristig bleibt Windkraft trotz intermittierender Staffelferluste der stabilste Pfeiler im deutschen Strommix. So zeigte eine Modellanalyse des Fraunhofer-Instituts ISE, dass ein ausgeglichenes System aus Wind, Solar und flexiblen Backup-Technologien gestärkt werden kann, ohne dass kurzfristige Flauten das Gesamtsystem destabilisieren. Entscheidend sei nicht die Momentaufnahme einzelner Flautenmonate, sondern die Resilienz des Gesamtsystems und die effiziente Integration flexibler Reservekraftwerke und Speicherlösungen.

Die Hoffnung liegt auf Wald und Offshore

Während der Windkraftausbau an Land vielerorts ins Stocken geraten ist, richtet sich der Blick verstärkt auf die Offshore-Nutzung. Die deutsche Nord- und Ostsee gelten dabei als große Hoffnungsträger für zusätzliche Kapazitäten. Mehr als 8,9 Gigawatt waren bis Ende 2024 in deutschen Gewässern ans Netz gegangen, mit weiteren Anlagen im Aufbau. Zu den bestehenden Projekten zählen zum Beispiel der Windpark „Nordsee Ost“ mit rund 295 Megawatt Leistung, betrieben von RWE etwa 35 Kilometer nordwestlich von Helgoland, der jährlich etwa 1.000 GWh Strom einspeist. Auch „Kaskasi“, 35 Kilometer nördlich von Helgoland von RWE in Betrieb genommen, liefert 342 MW Leistung auf einer Fläche von etwa 17 Quadratkilometer. In Kürze soll mit „He Dreht“ der bisher größte deutsche Offshore-Windpark mit etwa 960 MW Leistung in Betrieb

gehen. Dennoch verläuft der Ausbau langsamer als geplant. Gründe hierfür sind Engpässe bei der Netzanbindung, hohe Baukosten und strenge Umweltauflagen. Der Netzbetreiber Tennet, zuständig für Planung, Bau und Betrieb des Höchstspannungsnetzes in großen Teilen Norddeutschlands, warnt vor den ökologischen Risiken, die durch eine zu hohe Clusterdichte bei Offshore-Windparks entstehen können. Auch der Naturschutzbund Deutschland (NABU) übt Kritik. Bei einer weiteren Verdichtung der Offshore-Flächen drohten laut dem Verband gravierende Eingriffe in marine Lebensräume. Kim Detloff, Leiter des Bereichs Meeresschutz beim NABU, warnt: „Die Schäden an den Ökosystemen laufen völlig aus dem Ruder.“ Ein weiterer möglicher Pfad liegt im Wald. In sechs Bundesländern, darunter Baden-Württemberg, Bayern und Brandenburg, sind Windkraftanlagen in Wälder unter bestimmten Bedingungen erlaubt. Daneben bestehen teils umfassende Verbote etwa in Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein. Brandenburgs und Saarlands Erlasse erlauben Anlagen, die meist in Wirtschaftswäldern realisiert werden. Thüringen bestritt ein allgemeines Verbot, doch pauschale Waldflächenverbote wurden vom Bundesverfassungsgericht 2022 als verfassungswidrig gekippt.

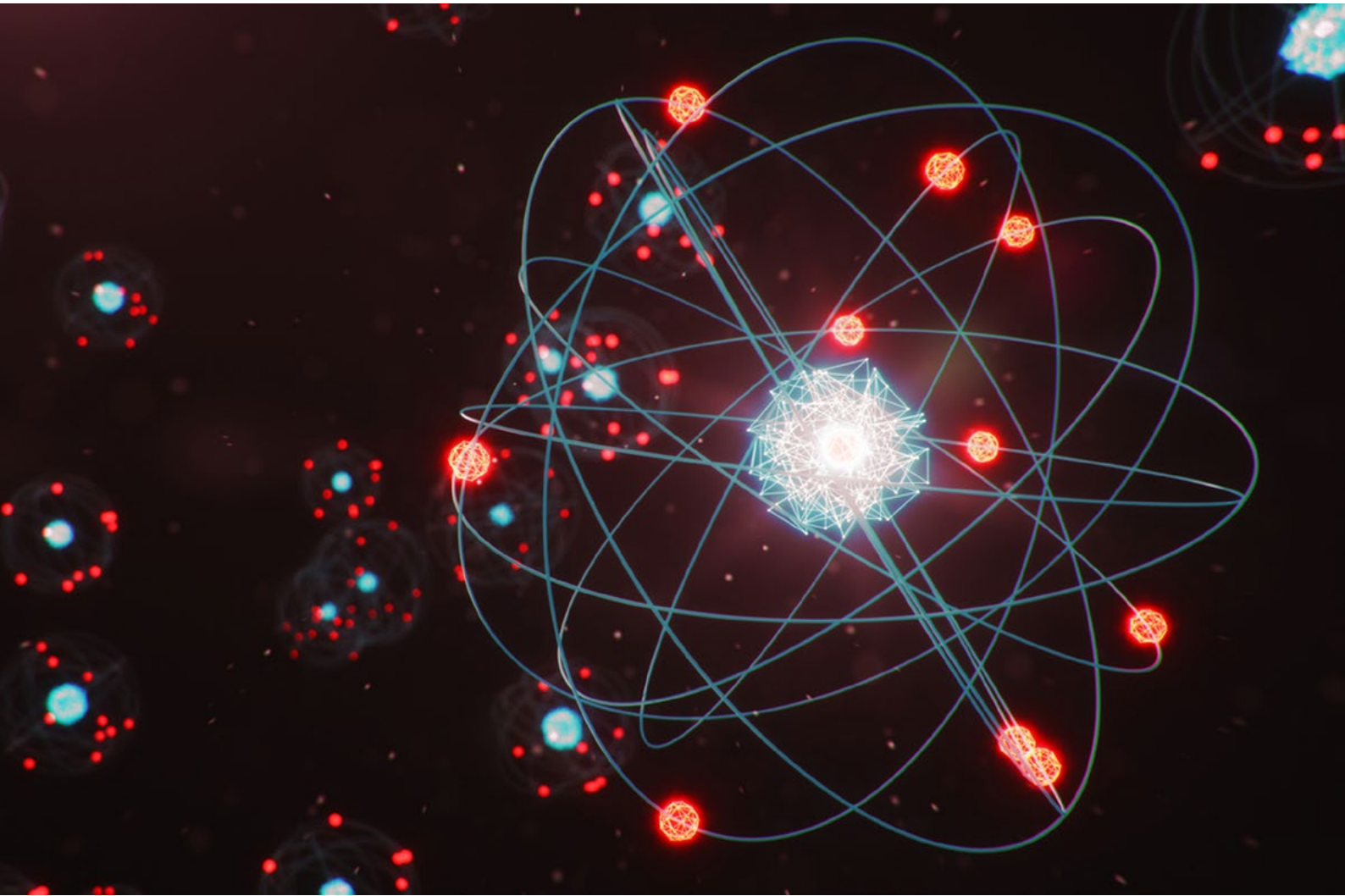
Strategien gegen das Stocken beim Windkraftanlagenausbau

Trotz aller Hürden ist der Ausbau der Windkraft nicht zum Scheitern verurteilt, doch er braucht klarere Prioritäten, verbindlichere Vorgaben und eine kommunikative Neujustierung. Entscheidend wird sein, bestehende Potenziale strategisch zu heben. Ein zentraler Hebel liegt in der Raumplanung. Die sogenannte RED-III-Richtlinie der EU verpflichtet Deutschland, bis 2026 zwei Prozent der Landesfläche für Windenergie auszuweisen. Viele Bundesländer hinken diesem Ziel bislang hinterher. Zugleich wird gesellschaftliche Akzeptanz zum Standortfaktor. In Dänemark zum Beispiel ist der Bau von Windkraftanlagen an eine Beteiligungspflicht der Anwohner gekoppelt, mit messbar positiven Effekten auf Zustimmung und Umsetzungstempo. Auch in Deutschland mehrten sich Stimmen, solche Beteiligungsmodelle flächendeckend zu etablieren. Reformbedarf besteht zudem im Genehmigungswesen. Schnellgerichte für Windkraft-Streitfälle, standardisierte Verfahren und die Bündelung von Umweltprüfungen könnten Verfahren deutlich verkürzen, ohne den Naturschutz zu unterlaufen. Nicht zuletzt geht es um das richtige Framing. Studien wie die des Ökostromanbieters Polarstern zeigen: Windkraft ist die effizienteste Form erneuerbaren Stroms in Deutschland, gemessen am Ertrag pro installierter Leistung. Doch diese Fakten gehen im Lärm der Debatte oft unter. Der Ausbau braucht daher nicht nur politische und rechtliche Klarheit, sondern auch eine strategische Kommunikation für mehr Vertrauen in der Öffentlichkeit.

CARSTEN SCHMIDT

Nukleare Transmutation – Chance für die Wende?

Hochradioaktiver Atom Müll bleibt über Jahrtausende gefährlich – und bringt die Atom müll-Endlagersuche an ihre Grenzen. Doch ein Verfahren namens Transmutation könnte helfen, diesen Abfall nicht nur unschädlicher zu machen, sondern dabei sogar Energie zu gewinnen.



Die Umwandlung radioaktiver Stoffe soll künftig Energie liefern und Endlager vermeiden helfen. Foto: Rost-9D/iStock

Blei zu Gold machen, das war der Traum der Alchemisten im Mittelalter. Diese spezielle Transmutation ist mittlerweile technisch möglich, kostet aber so unglaublich viel Geld, Zeit und Energie, dass es sich zumindest

noch nicht lohnt. Eine andere Form der Transmutation, also die Umwandlung von einer Materie in eine andere, hingegen könnte sich sogar sehr lohnen: Die Aufbereitung atomaren Mülls, der dadurch zum einen wieder nutzbar für die Ener-

giegewinnung in Kernkraftwerken wird und zum anderen die Suche nach dem ewigen Atom müll-Endlager verkürzen könnte – und zum dritten wird bei der Transformation sogar Energie erzeugt. Die nukleare Transmutation schlägt also

gleich drei Fliegen mit einer Klappe. Zumindest theoretisch. Praktisch ist die Technologie noch nicht so weit.

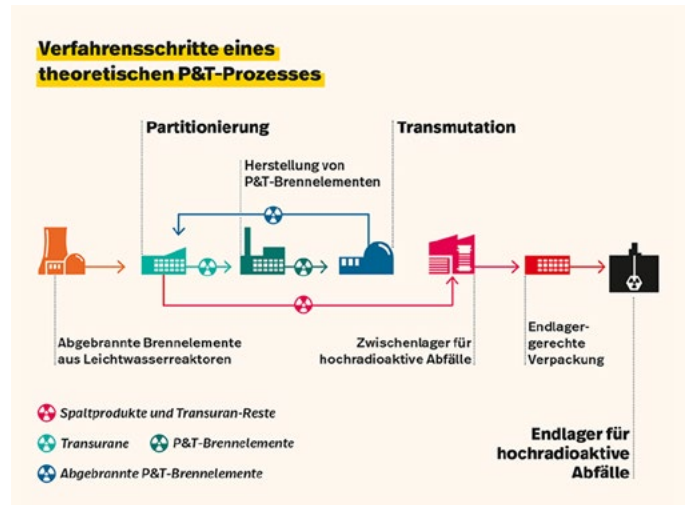
Atommüll entsorgen? Mit Transmutation nicht mehr notwendig

Die Transmutation soll die Strahlungsintensität des atomaren Abfalls reduzieren und die Halbwertszeit verkürzen. Bei dem Verfahren wird hochradioaktiver Abfall mit energiereichen, schnellen Neutronen beschossen, gespalten und in Isotope mit deutlich kürzerer Lebensdauer umgewandelt. So zumindest das Grundprinzip der Transmutation, das 1964 erstmals beschrieben wurde. Der Begriff Atommüll umfasst allerdings vieles – und nicht alles davon eignet sich für die Transmutation. Es gibt schwachradioaktiven Abfall wie kontaminierte Schutzkleidung, mittlerradioaktiven Abfall, etwa Teile aus dem Kraftwerk wie Rohre oder Isolationselemente, sowie hochradioaktiven Atommüll: Damit sind in der Regel die abgebrannten Brennstäbe aus den Reaktoren gemeint, die sehr lange strahlen, beim Zerfall viel Wärme freisetzen und deshalb in tonnenschweren Behältern aus Stahl und Gusseisen, dem Castor, aufbewahrt werden. Einige Spaltprodukte, die sich im Atommüll befinden, besitzen extrem lange Halbwertszeiten. Plutonium-239 etwa, das nach einer Kernspaltung im Reaktor in den abgebrannten Brennstäben verbleibt, ist erst nach rund 24.000 Jahren zu schwachradioaktivem Uran-235 zerfallen – das wiederum mit einer Halbwertszeit über 700 Millionen Jahren weiter strahlt und erst danach in das stabile Bleiisotop übergeht. Andere Isotope, die in einem Kernkraftwerk entstehen, bleiben noch länger aktiv. Deshalb ist es notwendig, ein Endlager für den stark radioaktiven Abfall zu finden, das über sehr viele Jahre hinweg sicher bleibt. Laut Standortauswahlgesetz beträgt dieser Zeitraum in Deutschland eine Million Jahre.

Doch genau dieser hochradioaktive Abfall, der nur rund fünf Prozent des gesamten Atommüll-Volumens ausmacht, aber 99 Prozent seiner Radioaktivität erzeugt, ließe sich per Transmutation weiter nutzen. Zumindest ein Teil davon: Etwa ein Prozent der Elemente aus den alten Brennstäben ließe sich nach aktuellem Stand mit Transmutation umwandeln, zum Beispiel Plutonium, Americium, Neptunium und Curium, auch als Transurane bekannt. Sie strahlen besonders lange, haben also eine lange Lebensdauer, die sich durch die Transmutation verkürzen ließe. Und sie gehören zu den Stoffen, für die es am schwierigsten ist, ein sicheres Endlager zu finden. Vor der Transmutation müssen diese Transurane durch chemische Prozesse aus dem Brennstab herausgelöst werden.

Vorteile von Transmutation: Atommüll strahlt deutlich kürzer

Auch nach der Transmutation strahlt der radioaktive Atommüll noch, die Radioaktivität nimmt aber schneller ab: Die Transmutation bewirkt, dass die Strahlung des auf diese Weise behandelten



Verfahrensschritte: Partitionierung und Transmutation. Quelle: BASE

Atommülls nach 500 bis 1000 Jahren auf das Niveau von natürlich vorkommendem Uranerz abgesunken ist. Damit reduziert sich auch die Zeit, die der Abfall in einem sicheren Endlager verbringen müsste. Für den unbehandelten Atommüll wird in Deutschland aktuell nach Endlagern gesucht, die den Abfall eine Million Jahre beherbergen. Wenn durch Umwandlung weniger hochradioaktive Elemente im Abfall enthalten sind, bräuhete man dafür auch weniger Platz im Endlager. Durch Transmutation ließe sich das Volumen hoch radioaktiver, Wärme entwickelnder Abfälle vermutlich auf 9.500 bis 12.900 Kubikmeter reduzieren, also auf etwa ein Drittel. Man bräuhete allerdings zusätzlichen Lagerplatz für rund 100.000 Kubikmeter schwach- und mittlerradioaktiven Abfall, der durch die Transmutation zusätzlich entsteht. Hierfür sind aber nicht so strenge Sicherheitsvorkehrungen nötig, ein Lager hierfür wäre einfacher zu finden.

Zwei verschiedene Varianten der Transmutation

In der Praxis sind zwei verschiedene Anwendungen der Transmutationstechnologie denkbar, die sich vor allem darin unterscheiden, wie die für die Transmutation notwendigen schnellen Neutronen erzeugt werden:

Beschleunigerbetriebenes System

Eine Transmutationsanlage, die den hochradioaktiven Atommüll umwandelt, die Halbwertszeit der strahlenden Isotope deutlich reduziert und somit den nuklearen Abfall entschärft – ein sogenanntes beschleunigerbetriebenes System.

Ein wichtiger Bestandteil dieser Anlage ist ein Teilchenbeschleuniger, der dafür sorgt, dass am Ende Neutronen entstehen. Denn damit Transmutation überhaupt stattfinden kann, werden schnelle Neutronen benötigt, die auf den hochradioaktiven Abfall geschossen werden, um diesen zu spalten. Der Vorteil: In

Transmutationsanlagen würde – anders als in Kernreaktoren, die zur Energiegewinnung eingesetzt werden – keine sich selbst erhaltende Kettenreaktion stattfinden, die im schlimmsten Fall einen nuklearen Unfall verursachen könnte – auch, wenn heutige Reaktoren dafür mittlerweile viele Sicherheitsvorkehrungen eingebaut haben. Der Nachteil: Transmutationsanlagen entschärfen den Atommüll „nur“, sie sind aber weniger zur Energiegewinnung geeignet.

Transmutationsreaktor

In den alten Brennstäben steckt noch jede Menge Energie, die durch Kernspaltung freigesetzt werden kann. Den Atommüll entschärfen und gleichzeitig Energie daraus gewinnen – das ließe sich in reaktorbetriebenen Systemen umsetzen, etwa in Leistungsreaktoren mit schnellen Neutronen. Diese Transmutationsreaktoren schaffen es, die schnellen Neutronen, die bei jeder üblichen Kernspaltung entstehen, aufrechtzuerhalten. Denn hier wird statt Wasser – wie es in den meisten derzeit betriebenen Atomreaktoren der Fall ist – metallisches Natrium als Kühlmittel eingesetzt, das die Neutronen, sobald sie entstehen, nicht abbremst. Mit diesen „am Leben gehaltenen“ schnellen Neutronen lässt sich somit auch in speziellen Leistungsreaktoren der Atommüll – also Plutonium und die Transurane Neptunium, Americium und Curium – umwandeln. Aber nicht nur das: Treffen die „abgebremsten Neutronen“ auf das stabile Isotop Uran-238, das ebenfalls in großen Mengen (~ 95 Prozent) als Abfall in den alten Brennstäben steckt, kann Plutonium erbrütet werden. Das auf diese Weise erzeugte Plutonium wiederum kann durch weiteren Neutronenbeschuss transmutiert werden. Bei diesen Umwandlungsprozessen wird Energie freigesetzt, die der Reaktor auffangen kann. Der Atommüll aus den Brennstäben wird in Leistungsreaktoren also unter Energiegewinnung recycelt. Anders als in Transmutationsanlagen (beschleunigerbetriebenes System) kann in Leistungsreaktoren (reaktorbetriebenes System) jedoch eine sich selbst erhaltende Kettenreaktion entstehen, die einen Reaktorunfall zumindest theoretisch möglich macht.

Erste Reaktorversuche mit Transmutation laufen bereits

Ein erstes reaktorbetriebenes System ist bereits in Russland in Betrieb. Der BN-800, ein natriumgekühlter Leistungsreaktor (schneller Brüter), läuft seit 2016. Aktuell dient er allerdings der Transmutation von Kernwaffen, nicht der von Atommüll – obwohl er technisch dazu in der Lage wäre. Das japanische Kraftwerk Monju, ebenfalls ein natriumgekühlter schneller Brüter, wurde nach nur 250 Betriebstagen im Jahr 2010 wegen zweier Unfälle geschlossen. Beide Male führten Natriumbrände zum Ausfall, denn das Kühlmittel ist im Kontakt mit Wasser und Luft leicht entzündlich. Auch Flüssigsalzreaktoren, die flüssiges Salz als Kühlmittel nutzen, werden im Zusammenhang mit Transmutation genannt, befinden sich jedoch noch in einer frühen Entwicklungsphase.

Zwei Testanlagen im Aufbau

Derzeit entstehen zwei Demonstrationsanlagen – in Japan die Anlage J-Parc, in Belgien die Anlage MYRRHA. Beide sind keine Transmutationsanlagen, sondern Versuchsanlagen für ein beschleunigerbetriebenes System – eine Voraussetzung für den späteren Bau einer Transmutationsanlage. Etwa um das Jahr 2030 soll der Beschleuniger MYRRHA betriebsbereit sein. Bis dahin wird das Projekt schätzungsweise 1,6 Milliarden Euro verschlungen haben.

Neben Belgien sind mehrere Partner an MYRRHA beteiligt: die Europäische Union, Frankreich, Italien, Spanien sowie Kasachstan und Japan. Auch Deutschland war an den Planungen beteiligt. Da man sich langfristig jedoch lieber auf die Suche nach einem sicheren Endlager fokussieren möchte, ist das deutsche Engagement bei solchen Forschungsvorhaben merklich zurückgegangen.

TU München und TÜV sehen große Potenziale

Dass Transmutation möglich und sogar lukrativ ist, haben Experten der TU München und des TÜVs postuliert. Die Umsetzungsstudie für den Bau einer Transmutationsanlage wurde von der Bundesagentur für Sprunginnovationen SPRIND beauftragt. Dabei wurde ein fiktives Szenario geprüft, in dem die Umwandlungsanlage in einem der stillgelegten Atomkraftwerke entsteht, die in Deutschland mittlerweile als Zwischenlager für hochradioaktiven Atommüll dienen, auch weil so kein Atommüll quer durch Deutschland transportiert werden müsste. In der Bundesrepublik gibt es zwei zentrale Zwischenlager in Gorleben und Ahaus sowie vierzehn dezentrale Zwischenlager, darunter zwölf Standorte an oder in der Nähe ehemaliger Atomkraftwerke sowie spezielle Lager wie Jülich und Lubmin, die eine Sonderstellung einnehmen.

Technologiekonzept von Transmutex

In der Studie soll das Schweizer Start-up Transmutex die Transmutation durchführen. Das Transmutationskonzept sieht pro Standort drei Anlagen vor:

1. Beschleunigergetriebener Reaktor mit Bleikühlung und einer thermischen Leistung von 604 MW
2. Anlage zur pyrochemischen Wiederaufarbeitung zur Brennstoff- und Targetfertigung
3. Konditionierungsanlage für die verbleibenden und entstehenden Abfälle.

Rückgewinnung wertvoller Rohstoffe

Neben der eigentlichen Umwandlung radioaktiver Abfälle ermöglicht das Projekt laut Studie auch die Rückgewinnung verschiedener wertvoller Materialien aus abgebrannten Brennelementen. Dazu zählen unter anderem Uran sowie die kostbaren

Edelmetalle Rhodium und Ruthenium, die in verschiedenen Industriezweigen benötigt werden. Darüber hinaus entstehen beim Umwandlungsprozess die Edelgase Xenon und Krypton. Ebenso können die Elemente Cäsium und Strontium gewonnen werden, die unter anderem als sogenannte Radioisotope in Medizin oder Forschung eingesetzt werden. Der Prozess erzeugt zudem erhebliche Mengen Hitze, die in Fernwärmenetze eingespeist werden könnte. Die Bundesagentur für SPRIND erklärte, bereits die erste Demonstrationsanlage wäre laut der Studie hochrentabel. Die Anlage würde die Investitionskosten von rund 1,5 Milliarden Euro und jährliche Betriebskosten von gut 115 Millionen Euro mehrfach wieder einspielen. Den Ausgaben stünden nämlich Einnahmen aus den gewonnenen Elementen, der Entsorgung atomarer Abfälle und der Prozesswärme gegenüber. Bei einem Betrieb an einem ehemaligen AKW-Standort würden sich die Baukosten um rund 30 Prozent senken lassen.

BASE (Bundesamt für die Sicherheit nuklearer Entsorgung) sieht keine Umsetzbarkeit

Eine Realisierbarkeit dieser Behauptung erkennt das BASE nach den bislang vorliegenden Erkenntnissen nicht. Die Anlage umfasst gleich drei Komponenten – einen Teilchenbeschleuniger, eine nukleare Wiederaufarbeitungsanlage und einen neuartigen Kernreaktor – von denen heute keine existiert. Die für eine erfolgreiche Umsetzung notwendigen technologischen Entwicklungen befinden sich noch auf dem Niveau von Papier- oder höchstens Laborstudien. Studien im Auftrag des BASE haben außerdem gezeigt, dass selbst im hypothetischen Erfolgsfall ein tiefeingeologisches Endlager durch Transmutationstechnologien nicht ersetzt werden könnte.

Kann Transmutation ein Atommüll-Endlager ersetzen?

Selbst wenn Transmutation gelänge, bliebe ein Endlager für hochradioaktive Abfälle notwendig. Denn:

1. Selbst nach mehrfacher Transmutation verbleiben Transurane-Reste, die ein Endlager aufnehmen müsste.
2. Langlebige Spaltprodukte – sowohl bestehende als auch neu entstehende – müssten eingelagert werden.
3. Nur ein Teil der hochradioaktiven Abfälle liegt in Form von Brennelementen vor. Etwa 40 Prozent der Abfälle wurden im Rahmen der Wiederaufarbeitung verglast. Hier wäre eine erneute Partitionierung deutlich anspruchsvoller.

Die Leistungsfähigkeit sowie der Zeitpunkt einer möglichen industriellen Verfügbarkeit der Transmutation zur Behandlung radioaktiver Abfälle sind laut BASE ungewiss. Zudem sei zu berücksichtigen, dass sich die Menge an schwach- und mittelradioaktiven Abfällen, etwa aus dem Rückbau der Anlagen, erheblich erhöhen würde. Allein auf diese Technologie als Ersatz für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle zu setzen, widerspreche BASE zufolge dem Verantwortungsprinzip. Dieses ist im Standortauswahlgesetz verankert und schreibt vor, dass ein

bestmöglicher Schutz von Mensch und Umwelt vor den Wirkungen ionisierender Strahlung sowie die Vermeidung unzumutbarer Lasten für künftige Generationen gewährleistet sein muss. Für den Fall, dass die Transmutation in den kommenden Jahrzehnten oder Jahrhunderten tatsächlich zur industriellen Reife entwickelt werden und sich die Menge hochradioaktiver Abfälle reduzieren ließe, sieht das Standortauswahlgesetz allerdings Korrekturmöglichkeiten vor. Laut Gesetz sollen die hochradioaktiven Abfälle bis zum Verschluss des Endlagers rückholbar bleiben. An einem Endlager kommt man also vermutlich nicht vorbei. Die Endlagerforschung hat drei Gesteinsarten identifiziert, die mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit über eine Million Jahre ein Endlager sicher einschließen können: Granit-, Ton- und Salzformationen. Diese müssten tief unter der Erde Raum für etwa 28.000 Kubikmeter Atommüll bieten – so viel Platz wäre nötig, um allein den hochradioaktiven Abfall einzulagern, also rund 17.000 Tonnen Schwermetall. Bisher hat man in Deutschland dafür keinen geeigneten Standort gefunden. Der mittel- und schwachradioaktive Abfall erfordert zwar deutlich mehr Lagerraum – bis zu 620.000 Kubikmeter –, stellt jedoch geringere Anforderungen an die Endlagerung, da er weniger strahlt und weniger Wärme entwickelt.

Transmutation löst das Problem Atommüll (noch) nicht

An der Suche nach einem geeigneten Endlager werden weder Deutschland noch andere Länder vorbeikommen. Die eigentliche Frage lautet: Soll unser nuklearer Abfall unbehandelt für eine Million Jahre in ein – bislang nicht vorhandenes – Endlager verbracht werden? Oder könnte ein Teil des Atommülls transmutiert werden – mit Technologien, die enorme Summen verschlingen, auf absehbare Zeit nicht verfügbar sind und damit zur Bekämpfung des Klimawandels womöglich zu spät kommen? Große Transmutationsanlagen existieren bislang nicht, und viele Fragen – etwa zur Abtrennung der hochradioaktiven Isotope, zur Brennstoffherstellung, zur Materialauswahl und zur Neutronenerzeugung – sind noch ungeklärt. Bis eine erste Anlage tatsächlich in Betrieb geht, dürften nach Einschätzung von Fachleuten rund 20 Jahre vergehen. Das Potential der Transmutation scheint allerdings groß – und erforschenswert.

MAXIMILIAN MODLER

Kernkraft unverzichtbar für Deutschland

Die erneuerbaren Energien sind auf dem Vormarsch, werden immer günstiger und effizienter. Aber das reicht nicht, um eine stabile, günstige Stromversorgung des Industriestandorts Deutschland zu garantieren, argumentieren Befürworter des Wiedereinstiegs in die Kernkraft. Ein Interview mit Rainer Klute vom Verein Nuklearia zu der Frage, inwiefern Kernenergie entscheidend für Deutschlands Zukunft ist.

Deutsche Wirtschafts Nachrichten:

Herr Klute, warum braucht Deutschland Kernenergie?

Rainer Klute: Weil es keine belastbaren Alternativen gibt. Erneuerbare Energien sind volatil und liefern mal zu viel, mal zu wenig Strom, fasst nie aber passend. Blackouts sind bisher ausgeblieben, weil wir in Dunkelflauten Kohle- und Gaskraftwerke hochfahren und teuer Strom importieren. Eine auf Sonne und Wind basierende Stromversorgung verursacht extreme Preisschwankungen, treibt insgesamt die Preise in die Höhe und ist daher allein nicht tragfähig – weder technisch noch wirtschaftlich. Fossile Energieträger wie Kohle und Gas, auf die wir ohne Kernkraft zwingend angewiesen sind, sind zudem klimaschädlich und gesundheitlich bedenklich. Die Kernenergie ist die einzige Energieform, die zuverlässig, kostengünstig und CO₂-arm große Mengen Strom liefern kann. Nur die Wasserkraft erfüllt diese Kriterien ebenfalls, macht aber in Deutschland nur rund vier bis fünf Prozent des Strommixes. Ohne Kernenergie ist ein Kohleausstieg in Deutschland nicht realistisch. Und russisches Gas ist ohnehin keine Option mehr.

Was ist denn mit Wasserstoff?

Wasserstoff ist durch seine physikalischen Eigenschaften zu ineffizient und zu teuer, um eine relevante Rolle in der Stromversorgung zu übernehmen, insbesondere wenn man ihn über weite Entfernungen transportieren muss. Bei sogenanntem grünen Wasserstoff kommt hinzu: Elek-



Rainer Klute ist Vorsitzender des Nuklearia e. V., der sich für Kernenergie einsetzt.

Foto: Rainer Klute/Nuklearia

trolyseure sind teuer, auf Dauerbetrieb ausgelegt und verschleiß schneller, wenn sie Wasserstoff aus schwankendem Überschussstrom gewinnen sollen.

Was sind Ihre Kriterien für eine sinnvolle Energieerzeugung?

Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit – diese drei Faktoren müssen gemeinsam erfüllt sein. Zur Umweltverträglichkeit zählen Luftqualität, CO₂-Emissionen, aber auch der Flächenverbrauch und die Auswirkungen auf Natur und Artenvielfalt. Versorgungssicherheit ist ebenso essenziell – ein Stromausfall betrifft heute nicht nur Haushalte, sondern legt auch Logistik, Gesundheitswesen und Industrie lahm. Und drittens muss Strom bezahlbar sein – für Haushalte wie für energieintensive Unternehmen. Immer mehr Mittelständler weichen

ins Ausland aus, weil sie hier nicht mehr wettbewerbsfähig produzieren können. Das hat direkte Folgen für Arbeitsplätze und Wohlstand.

Woher rührt Ihrer Ansicht nach die deutsche Angst vor der Kernenergie?

Ich vermute, dass das zum Teil mit der deutschen Technik- und Staatskritik nach dem Zweiten Weltkrieg zusammenhängt. Großtechnologie wurde vielfach mit Kontrolle, Hierarchie und Intransparenz assoziiert. Außerdem verschwammen in den Köpfen vieler Menschen zivile Kernenergie und Atomwaffen zu einem gemeinsamen Bedrohungsszenario. Das zeigt sich auch sprachlich, wenn etwa von der „Atomlobby“ die Rede ist.

Die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl hat diese Haltung zwar massiv verstärkt, aber nicht ausgelöst. Schon vorher war die Kernenergie in Deutschland emotional stark aufgeladen – ganz anders als etwa in Frankreich oder Schweden. Außerdem wurde die Kernkraft in Deutschland im Gegensatz zu anderen Ländern nie als etwas Positives oder Fortschrittliches wahrgenommen, abgesehen von einer kurzen Phase in den 1950er und 1960er Jahren. In Frankreich etwa war sie ein Ausdruck technologischer Unabhängigkeit, in Schweden eine Alternative zu Importen. In Deutschland hingegen wurde sie schnell zur Projektionsfläche für Ängste.

Ein weiteres Element ist die Diskussion um die Entsorgung radioaktiver Abfälle. In Deutschland wird der Atom Müll bis heute vielfach als „ungelöstes Problem“

dargestellt – obwohl es längst erprobte technische Lösungen gibt. Finnland hat in seinem Endlager Onkalo den Probebetrieb aufgenommen. Dabei werden sämtliche Abläufe durchgespielt, die auch bei der späteren Einlagerung hochradioaktiver Abfälle zum Einsatz kommen: die Entnahme der Brennelemente aus den Transportbehältern, ihre Verkapselung in den Endlagergebinden, deren Weitertransport in das unterirdische Bereitstellungs-lager sowie schließlich die Einlagerung in Bohrlöchern in den dafür vorgesehenen Tunneln. Der einzige Unterschied zum Regelbetrieb: Es wird nicht mit echten, hochradioaktiven Brennelementen gearbeitet, sondern mit nicht radioaktiven Attrappen. Die reguläre Einlagerung wird voraussichtlich im kommenden Jahr beginnen. Schweden hat im Januar 2025 mit dem Bau eines vergleichbaren Endlagers begonnen. Das zeigt: Die Herausforderungen sind lösbar – sofern man sie pragmatisch angeht und bereit ist, Lösungen auch umzusetzen.

Dass in Deutschland dennoch immer wieder behauptet wird, es gebe weltweit keine Lösung für hochradioaktiven Atom-müll, ist daher sachlich unzutreffend. Die Vorstellung, die Endlagerfrage sei ungelöst, ist ein gesellschaftspolitisches Problem, kein technisches. Hier sehe ich auch das Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE) in der Verantwortung. Das BASE erklärt zwar nicht, dass Endlagerung unmöglich sei – damit würde es ja auch seine eigene Existenz ad absurdum führen –, aber es stellt immer wieder den enormen Aufwand, die Dauer und die angebliche Unsicherheit des Verfahrens in den Vordergrund. Das wirkt meiner Ansicht nach nicht vertrauensbildend, sondern eher verunsichernd. Schließlich spielt die mediale Darstellung der Kernkraft eine große Rolle. Über Jahrzehnte wurde sie meist im Zusammenhang mit Katastrophen oder vermeintlich ungelösten Risiken gezeigt. Technische Hintergründe, Unterschiede zwischen Reaktortypen, Sicherheits- oder Endlagerungskonzepte kamen kaum vor, die Vorteile der Kernkraft sowieso nicht – und wenn doch, dann oft verzerrt. Dieses

Bild sitzt bis heute tief. Ich erlebe häufig, dass Menschen sich zwar nie ernsthaft mit der Kernenergie beschäftigt haben, aber dennoch eine starke, emotional vorgeprägte Meinung dazu vertreten. Ich bin jedoch zuversichtlich, dass sich das ändern lässt – durch Aufklärung, durch die Erfahrung steigender Strompreise und sinkender Versorgungssicherheit oder auch dadurch, dass die meinungsstarke Anti-Atom-Generation älter wird und zunehmend an Einfluss verliert.

Was ist denn, wenn wirklich mal ein GAU oder Super-GAU passiert? Wer kommt beispielsweise für die Schäden auf?

Ein „GAU“, also ein größter anzunehmender Unfall, ist ein schwerer Unfall – aber einer, der im Sicherheitskonzept des Kraftwerks vorgesehen ist und mit dem die Anlage klarkommt. Die Kernkraftwerke sind so ausgelegt, dass selbst bei einem solchen Ereignis die Auswirkungen auf das Kraftwerksgelände beschränkt bleiben. Eine Gefährdung der Bevölkerung ist dabei ausgeschlossen. Radiologische Freisetzungen würden sich innerhalb klar definierter, gesundheitlich unbedenklicher Grenzwerte bewegen.

Der Begriff „Super-GAU“ ist kein technischer Begriff, sondern ein umgangssprachlicher Ausdruck, der in der öffentlichen Debatte oft zur Dramatisierung beiträgt. Ich halte es nicht für zielführend, solche Szenarien zu diskutieren – zumal die reale Sicherheitsbilanz der Kernenergie für sich spricht. In westlichen Kernkraftwerken ist bis heute kein einziger Todesfall durch Strahlenunfälle zu beklagen. Das ist bemerkenswert, insbesondere im Vergleich zu anderen Formen der Energieerzeugung. Die Kernenergie hat insgesamt eine hervorragende Sicherheitsbilanz – sowohl im internationalen Maßstab als auch im Vergleich mit anderen Technologien.

Was die Haftungsfrage betrifft: § 13 des Atomgesetzes schreibt ausdrücklich vor, dass Kernkraftwerke angemessen versichert sein müssen, genauer: die Vorsorge muss – ich zitiere – „in einem angemessenen Verhältnis zur Gefährlichkeit

der Anlage oder der Tätigkeit stehen“. Und das war und ist für die deutschen Kernkraftwerke stets erfüllt – während des Leistungsbetriebs ebenso wie heute im Nachbetrieb und im Rückbau. Unabhängig davon, welche politische Partei gerade die atomrechtliche Aufsicht führte, mussten auch grün geführte Landesregierungen dies regelmäßig bestätigen, etwa bei der Erteilung von Anfahrergenehmigungen nach planmäßigen Revisionen oder Brennelementwechseln. Ohne ausreichenden Versicherungsschutz wäre ein Wiederauffahren nicht zulässig gewesen.

un sind die Energiepreise aktuell weiterhin hoch, der Kohleausstieg ist am Horizont zu erkennen, der Klimawandel dürfte weitere heftige Folgen mit sich bringen. Was sollten wir in der aktuellen Lage tun?

Wir sollten alles daransetzen, unsere Energieversorgung wieder stabil, bezahlbar und zukunftsfähig zu machen. Die hohen Energiepreise belasten Bevölkerung und Industrie gleichermaßen und gefährden unseren Standort. Der Kohleausstieg ist aus meiner Sicht nicht machbar, wenn wir gleichzeitig auf Kernenergie verzichten. Und Gaskraftwerke sind keine echte Lösung – sie bleiben fossil und importabhängig.

Wenn wir den Klimawandel ernst nehmen und zugleich Versorgungssicherheit gewährleisten wollen, führt an der Kernenergie kein Weg vorbei – nicht als Konkurrenz zu den Erneuerbaren, sondern als deren klimafreundliche, zuverlässige Grundlage. Fast alle Industrieländer gehen diesen Weg und kombinieren Kernkraft und Erneuerbare. Es geht nicht um Ideologie, sondern um Versorgungssicherheit, Klimaschutz Preisstabilität und realistische Lösungen. Deutschland sollte prüfen, welche der abgeschalteten Kernkraftwerke sich technisch und wirtschaftlich wieder in Betrieb nehmen lassen. Dort, wo der Rückbau noch nicht zu weit fortgeschritten ist, sollte er gestoppt werden. Denn jede Rückbaumaßnahme, die später wieder rückgängig gemacht werden müsste, verursacht unnötige Kosten. Die



Wohin mit dem Atommüll? Im bereits genehmigten Atommüllendlager Schacht Konrad soll schwach- bis mittelradioaktiver Abfall gelagert werden.

Foto: kalhh/pixabay.com

Radiant Energy Group hatte dazu bereits im letzten Jahr eine Analyse vorgelegt. Auf der Anshalt-Konferenz wurde eine aktualisierte Fassung dieser Studie vorgestellt: Demnach könnten bis zu elf Reaktoren in Deutschland reaktiviert werden.

Allein mit Brokdorf, Emsland und Grohnde ließen sich bis Ende dieses Jahrzehnts wieder rund sechs Prozent unseres Strombedarfs decken – sicher, grundlastfähig und CO₂-arm. Selbst Anlagen, bei denen das nukleare Dampferzeugungssystem, das Herz eines Kernkraftwerks, bereits stark beschädigt oder komplett entfernt wurde, haben noch einen hohen Wert: Das teuerste an einem Kernkraftwerk sind die Gebäude, insbesondere die charakteristische Kuppel, der Sicherheitsbehälter. Der zeitliche und finanzielle Aufwand ist in solchen Fällen zwar hoch, aber immer noch deutlich geringer als bei einem kompletten Neubau. Auch sehr umfangreiche Reparaturen sind tech-

nisch möglich, bis hin zum kompletten Austausch des Reaktordruckbehälters, wie Martin Pache vom Reaktorbauer Westinghouse auf der Anshalt-Konferenz vortrug. Summa summarum: Die Wiederinbetriebnahme ist technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll. Deutschland war einst führend in der Kerntechnik. Wenn wir jetzt nicht handeln, verlieren wir endgültig den Anschluss.

Laut Kritikern kämen sowohl Wiederinbetriebnahme als auch Neubau viel zu spät, um die aktuelle Energielücke zu schließen – zudem gelten erneuerbare Energien als günstiger. Ergibt das Ganze also überhaupt Sinn?

Irgendwann muss man wieder anfangen – sonst bleibt Deutschland dauerhaft außen vor. Selbst wenn der Hochlauf Zeit braucht: Es geht nicht nur um kurzfristige Entlastung, sondern um langfristige Versor-

gungssicherheit, Netzstabilität und industrielle Planbarkeit. Die Welt baut längst wieder neue Kernkraftwerke – wenn wir den Anschluss nicht völlig verlieren wollen, müssen wir handeln. Auch das Kostenargument ist oft verkürzt. Zwar erscheinen Wind- und Solarstrom auf den ersten Blick günstig, doch viele ihrer Befürworter blenden systemrelevante Zusatzkosten aus: Speicher, Netzausbau, Redispatch, Backup-Kapazitäten. Diese Maßnahmen sind notwendig, um das Stromnetz stabil zu halten – sie sind kein Zusatz, sondern Teil des Systems. Erneuerbare Energien wie Wind- und Solarstrom setzen ein funktionierendes, stabiles Stromnetz voraus, in das sie einspeisen können. Doch wer sorgt für die Stabilität des Netzes? Und was passiert, wenn das Netz zunehmend fragiler wird? Der Blackout vom 28. April 2025 in Spanien und Portugal spricht eine deutliche Sprache. Was auch immer der unmittelbare Auslöser war – ein Stromnetz

muss hinreichend resilient sein, um solche Störungen verkraften können. Ein regional begrenzter Stromausfall bei der Störung eines Umspannwerks ist vertretbar, ein landesweiter Blackout ist inakzeptabel. Ein wesentlicher Grund für den Blackout: Durch die Stilllegung herkömmlicher Kraftwerke – inklusive der von Kernkraftwerken – fehlen immer mehr die großen Schwungmassen der Turbogeneratoren dieser Anlagen. Diese Schwungmassen stabilisieren die Netzfrequenz unmittelbar, ohne jede Verzögerung. Das ist ein entscheidender Unterschied zu netzbildenden Wechselrichtern, wie sie bei erneuerbaren Einspeisern künftig verwendet werden sollen. Dort treten Reaktionsverzögerungen im Millisekundenbereich auf – und diese können zu Frequenzinstabilitäten, Spannungsinstabilitäten und Kaskadeneffekten führen beziehungsweise solchen Effekten möglicherweise nicht schnell genug entgegenwirken.

Wenn wir schon in die Zukunft schauen – was ist mit Reaktoren der Generation IV und mit Fusionskraft? Die CDU hat ja beides etwas optimistisch in ihr Grundsatzzprogramm aufgenommen. Ist das der richtige Weg?

Fortschrittliche Reaktorkonzepte sind eine realistische Option – nur leider noch nicht für den Bedarf von heute. Sie werden erst morgen relevant sein, also mittelfristig. Reaktoren der sogenannten Generation IV versprechen eine deutlich verbesserte Ressourcennutzung, eine Reduzierung langlebiger radioaktiver Abfälle und zum Teil auch neue Sicherheitsprinzipien. Manche dieser Konzepte sind längst über die theoretische Phase hinaus. Ein Beispiel ist die Firma TerraPower in den USA, die derzeit in Kemmerer, Wyoming, einen natriumgekühlten Schnellreaktor baut – übrigens mit einem großen Wärmespeicher. Desse Vorteil: Einerseits kann der Reaktor praktisch kontinuierlich bei 100 Prozent Leistung betrieben werden, andererseits passt sich das Kraftwerk sehr flexibel an den jeweiligen Strombedarf im Netz an.

Technisch führend bei Schnellreaktoren ist allerdings ausgerechnet Russland

mit seiner jahrzehntelangen Erfahrung auf diesem Gebiet. Mit dem BN-600 und dem BN-800 im Kernkraftwerk Belojarsk bei Jekaterinburg laufen dort zwei schnelle Leistungsreaktoren. Das Nachfolgemodell BN-1200M soll ab 2027 gebaut werden. Ich finde es schon ärgerlich, dass nicht mehr wie einst Deutschland hier die Nase vorn hat, sondern ausgerechnet Russland. Nun, vielleicht wird der Kauf russischer Schnellreaktoren dann – und erst dann – eine Option, wenn Russland nach Putin zu einem demokratischen System findet.



Die Kernenergie ist die einzige Energieform, die zuverlässig, kostengünstig und CO₂-arm große Mengen Strom liefern kann“, sagt Rainer Klute.
Foto: distelAPPArath/pixabay.com

Auch Flüssigsalzreaktoren und Konzepte wie der Dual-Fluid-Reaktor aus Deutschland bieten interessante Ansätze. Sie können perspektivisch nicht nur neue Brennstoffzyklen erschließen, sondern auch bereits vorhandene Bestände an gebrauchten Brennelementen energetisch nutzbar machen. 95 Prozent der Energie stecken da noch drin und können mit der richtigen Technologie genutzt werden. Was die Kernfusion betrifft: Sie bleibt auf absehbare Zeit ein Forschungsprojekt.

Auch wenn es Fortschritte gibt, ist mit einem wirtschaftlich nutzbaren Fusionsreaktor in den kommenden Jahrzehnten kaum zu rechnen. Für die Versorgungssicherheit der nächsten Jahre ist das keine Option. Deshalb sollten wir jetzt auf verfügbare Technik setzen. Reaktoren der Generation III und III+ sind erprobt, marktfähig und werden weltweit gebaut. Dazu zählen der EPR, der in Frankreich, Finnland und China zum Einsatz kommt, der APR1400 in Südkorea und den Vereinigten Arabischen Emiraten, der AP1000, der in China und den Vereinigten Staaten in Betrieb ist und in Polen projektiert wird, sowie der WWER-1200, der in Russland, Belarus, Bangladesch und der Türkei betrieben wird und künftig auch in Ungarn zum Einsatz kommen soll. Technisch ist der WWER-1200 zweifellos überzeugend – aus geopolitischen Gründen kommt er für Deutschland dennoch nicht infrage. Diese Reaktoren stehen für leistungsstarke und bewährte Technik mit modernen Sicherheitsmerkmalen. Doch Deutschland schließt sie ideologisch aus. Statt auf funktionierende Lösungen zu setzen, verliert man Zeit mit Wunschen und falschen Vorstellungen über Kernenergie. Wer es ernst meint mit Versorgungssicherheit und Klimaschutz, sollte die Möglichkeiten nutzen, die heute schon bereitstehen.

Kernkraft gilt als CO₂-arm – aber stimmt das wirklich? Kritiker weisen auf Emissionen beim Uranabbau, Transport und Bau der Kraftwerke hin.

Natürlich verursacht auch Kernkraft CO₂-Emissionen – das tut jede Form der Energieerzeugung. Wichtig ist aber die Gesamtschau: Betrachtet man den gesamten Lebenszyklus, also von der Förderung über Bau, Betrieb und Rückbau, dann ist die CO₂-Bilanz der Kernenergie exzellent.

Der Weltklimarat (IPCC) hat die Emissionen von Kernenergie 2014 mit etwa 12 Gramm CO₂ pro erzeugter Kilowattstunde angegeben. Eine neuere Lebenszyklusanalyse der UN-Wirtschaftskommission für Europa (UNECE) kommt sogar nur auf 5,1 bis 6,4 g/kWh. Damit liegt

die Kernkraft unterhalb der Windkraft (7,8–23 g/kWh) und der Photovoltaik (7,4–83 g/kWh). Teilweise geistern zur Kernenergie noch deutlich höhere Werte durch die Debatte – um die 68 g/kWh. Diese stammen aus einer Zeit, als Uran noch mit dem veralteten und energieintensiven Gaskraftverfahren angereichert wurde. Weltweit wird aber seit vielen Jahren nur noch das Zentrifugenverfahren genutzt – mit einem Bruchteil des Energieaufwands und entsprechend geringen Emissionen. Zum Vergleich: Gaskraftwerke liegen bei etwa 400 bis 500 g CO₂ pro Kilowattstunde, Steinkohle bei rund 820 g, und die in Deutschland weit überwiegend genutzte Braunkohle sogar zwischen 950 und über 1.200 g CO₂/kWh. Ein zusätzlicher Aspekt: Wenn künftig auch die vorgelagerten Prozesse – wie Uranabbau, Brennstoffherstellung, Kraftwerksbau, Rückbau und Entsorgung – immer mehr elektrifiziert und mit Nuklearstrom betrieben werden, könnte die Kernkraft sogar noch emissionsfrei werden.

Kritiker sagen: Kernkraft ist schlicht zu teuer. Stimmt das?

Kommt darauf an. Der Bau eines Kernkraftwerks ist zweifellos sehr teuer. Aber wenn die Anlage fertig ist und läuft, dann liefert sie sehr preiswerten Strom. Und man baut mit der Perspektive, das Kernkraftwerk über eine sehr lange Zeit betreiben zu können. Ein Reaktorblock liefert rund um die Uhr zuverlässig Strom – unabhängig von Wetter oder Tageszeit und unterbrochen nur durch Revisionen mit Brennelementwechsel und Wartungsarbeiten, die in der Regel jährlich oder alle anderthalb Jahre stattfinden. Über eine Laufzeit von 60 Jahren und mehr rechnen sich auch die hohen Investitionskosten.

Die eigentlichen Betriebskosten sind niedrig: Der Brennstoff ist günstig und leicht lagerfähig, die Wartungszeitpunkte gut planbar. Laut OECD Nuclear Energy Agency (NEA) und Internationaler Energieagentur (IEA) betragen die Stromgestehungskosten (LCOE) neuer Kernkraftwerke etwa 5 bis 10 Cent pro Kilowattstunde.

Besonders wirtschaftlich ist die Ertüchtigung bestehender Kernkraftwerke für den langfristigen Weiterbetrieb (Long-Term Operation, LTO). Die NEA gibt an, dass die LCOE für LTO im Bereich von etwa 3 bis 4 Cent pro Kilowattstunde liegen. Dies macht den Weiterbetrieb bestehender Anlagen zu einer der wirtschaftlichsten Optionen für grundlastfähige, CO₂-arme Stromerzeugung überhaupt. Diese Werte können je nach Land, Regulierung und Finanzierung variieren. Überhaupt ist Letzteres entscheidend, besonders bei Neubauten: die Finanzierung. Je günstiger die Zinsen, desto günstiger am Ende der Strom und die Belastung der Verbraucher. Großbritannien etwa setzt auf das sogenannte RAB-Modell – dabei erhalten Investoren schon während der Bauphase Rückflüsse, was das Risiko senkt und die Kapitalkosten reduziert. Entscheidend wichtig ist auch: Investoren brauchen die Gewissheit, dass ihre Anlage über die geplante Lebensdauer hinweg betrieben werden darf – sonst rechnet sich das Projekt nicht. Dabei ist zu beachten, dass Stromgestehungskosten nur einen Teil der Wahrheit abbilden: Sie berücksichtigen nicht die Kosten, die durch Integration ins Stromsystem entstehen – etwa für Speicher, Reservekapazitäten oder Netzstabilisierung. Gerade im Vergleich mit wetterabhängigen Energieträgern sind solche Systemkosten ein zunehmend relevanter Faktor für die Wirtschaftlichkeit.

Herr Klute, nochmal zusammenfassend: Warum Kernenergie?

Kernenergie steht für eine überzeugende Verbindung aus Wirtschaftlichkeit, Umweltschutz und Versorgungssicherheit. Sie liefert planbar günstigen Strom, schafft hochqualifizierte Arbeitsplätze und stärkt die industrielle Substanz des Landes. Umweltpolitisch ist sie klar im Vorteil: geringe Flächeninanspruchnahme, praktisch keine CO₂-Emissionen, keine Luftschadstoffe – und das bei rund um die Uhr verfügbarer Leistung. Selbst der oft kritisierte Atom Müll ist kein unlösbares Problem, sondern wird technisch beherrscht. Die Mengen sind gering, die Entsorgung sicher

– und ausgerechnet der hochradioaktive, langlebige Anteil lässt sich recyceln. Wir sprechen hier nicht von einer Last für kommende Generationen, sondern von einem nutzbaren Energierohstoff. In einem Stromsystem, in dem die Versorgung durch immer mehr wetterabhängige Einspeiser zunehmend unzuverlässig wird, bringt die Kernenergie genau das mit, was fehlt: Verlässlichkeit. Sie hält das Netz stabil – Tag und Nacht, Sommer wie Winter. Wer es mit Klimaschutz, wirtschaftlicher Vernunft und Versorgungssicherheit ernst meint, kommt an der Kernenergie nicht vorbei.

Herr Klute, wir danken Ihnen für dieses Gespräch!

MAXIMILIAN MODLER

Info zur Person

Rainer Klute ist Diplom-Informatiker, Nebenfach-Physiker und Vorsitzender des Nuklearia e. V., der sich für Umweltschutz durch Kernenergie einsetzt, für Instandsetzung und Weiterbetrieb der reaktivierbaren Kernkraftwerke, ein Neubauprogramm sowie für fortschrittliche Reaktorkonzepte, die die hochradioaktiven, langlebigen Abfälle herkömmlicher Kernreaktoren als Brennstoff nutzen. Außerdem ist Ziel des Vereins, über die Vorteile der Kernenergie aufzuklären und Ängste gegenüber der Kernkraft aufzulösen. Nuklearia-Mitglied kann jeder werden, der die Ziele des Vereins unterstützt. Die Mitgliedschaft kann man per Online-Formular beantragen.

Hinweis: Die DWN und der Autor machen sich die Ansichten der Interviewpartner nicht zu eigen.

Energieautark – der Weg des Mittelstands

Strom vom Firmendach, Verträge mit Erzeugern und digitale Kontrolle über den Verbrauch: Für viele Mittelständler wird Energieautarkie zur Überlebensfrage. Welche Eigenstromsysteme sich bewähren, wer sie bereits nutzt und wo die Politik bremst.



Viele Mittelständler kämpfen mit hohen Energiepreisen und unsicheren Versorgungsbedingungen – der Weg zur Autarkie ist oft teuer und komplex.
Foto: AndreyPopov/iStock

Wenn bei Schott die Schmelzwannen glühen, herrschen Temperaturen von bis zu 1.700 Grad Celsius. Das Unternehmen mit Sitz in Mainz zählt zu den weltweit führenden Produzenten von Spezialglas und Glaskeramik. Es beliefert unter anderem die Haushaltsgeräte-, Pharma- und Raumfahrtindustrie und beschäftigt am Standort Mainz rund 2.900 Mitarbeitende. Bekannt ist Schott für Cerankochfelder und Glasampullen für die Pharmaindustrie sowie für optische Fasern zur Lichtsteuerung in der Automobilindustrie, der Luftfahrt und in medizinischen Geräten.

Für Schott ist die Herstellung von Spezialglas ein energieintensives Geschäft. Die Produktionsprozesse erfordern konstant hohe Temperaturen und machen Energie zur zentralen Kostenvariable. Als 2022 die Preise für Strom und Gas in Fol-

ge des russischen Angriffs auf die Ukraine durch die Decke gingen, reagierte das Management schnell. Der Krieg hatte nicht nur die europäische Gasversorgung ins Wanken gebracht, sondern auch globale Lieferketten unterbrochen und die Nachfrage nach alternativen Energiequellen rasant steigen lassen. Die Folge: massive Ausschläge auf Energie auf dem Großhandels- und Spotmarkt. „Für uns war klar: Ohne langfristige Absicherung wird es kritisch“, sagte Dr. Achim Gleissner, Director New Ventures bei Schott, gegenüber dem Handelsblatt. Schott entschied sich deshalb für ein Power Purchase Agreement (PPA) mit einem süddeutschen Solarpark zu einer Partnerschaft über 15 Jahre. Der Vertrag garantiert planbare Grünstrompreise, ohne Zwischenhandel, ohne Börsenspekulation. „Die Investition in sauberen Strom ist nicht nur ESG“, so

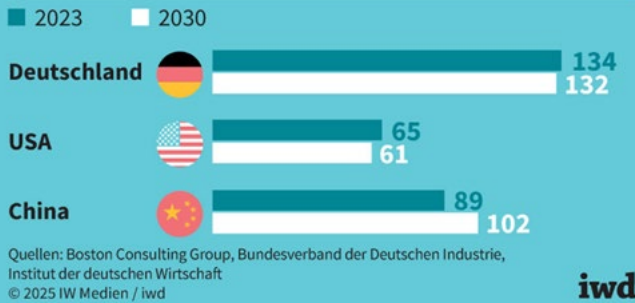
Gleissner weiter, „sie ist ein ganz nüchterner betriebswirtschaftlicher Vorteil.“

Energiesicherheit durch Power Purchase Agreements

Sogenannte Power Purchase Agreements (PPAs) gelten als strategisches Instrument, um langfristige Versorgungssicherheit und stabile Strompreise zu gewährleisten. Dabei schließen Unternehmen direkte Lieferverträge mit Erzeugern ab, meist über viele Jahre. Laut Deutscher Energie-Agentur (dena) können Corporate PPAs Preisrisiken reduzieren und gleichzeitig zum Klimaschutz beitragen. Für kleine und mittlere Unternehmen ist der Zugang jedoch anspruchsvoll, denn Vertragsvolumina, juristische Beratung sowie eine gründliche Risikoabschätzung des PPA überfordern viele Unternehmen.

Strom für deutsche Industrie teuer

So viel Euro kostet(e) eine Megawattstunde Strom für Industrieunternehmen mit einem jährlichen Verbrauch von zehn Gigawattstunden



Strom für deutsche Industrie ist teuer. Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft

Photovoltaik-Anlagen: ESG ist nicht der Hauptgrund

PV-Anlagen auf dem eigenen Firmendach sind für viele Mittelständler längst mehr als ein ökologisches Bekenntnis. Eine E.ON-Studie zur Energiewende im Mittelstand aus dem Jahr 2023 zeigt: Betriebe mit Eigenstromnutzung sparen teils über 100.000 Euro jährlich, vor allem dann, wenn Stromproduktion und Stromverbrauch zeitlich zusammenfallen. Dabei gilt: Je höher der Eigenverbrauchsanteil, desto kürzer die Amortisationszeit. Hinzu kommen sogenannte weiche Faktoren. Eine PwC-Umfrage aus dem Jahr 2024 unter 500 mittelständischen Entscheidern ergab: Rund 61 Prozent der Betriebe mit eigenen PV-Anlagen berichten von gesteigerter Mitarbeitermotivation. „Die eigene Stromproduktion wirkt identitätsstiftend“, sagt Studienleiterin Dr. Jana Schumann. Sie leitet bei PwC den Bereich Sustainability Transformation und verweist auf eine weitere Erkenntnis: „PV-Projekte führen oft zu einem unternehmensweiten Kulturwandel. Energie wird vom Kostenfaktor zum strategischen Thema.“ Darum empfehlen die Studienautorinnen und -autoren, interne Kompetenzen im Energiemanagement gezielt auszubauen und praxisnahe Erfolgsbeispiele stärker sichtbar zu machen. Ein Beispiel für erfolgreiche Umsetzung liefert die Konservenfabrik Feinkost Dittmann aus dem hessischen Taunusstein. Bereits 2019 nahm das Unternehmen eine eigene PV-Anlage in Betrieb und koppelte sie mit einem intelligenten Lastmanagement. Die Investition hat sich laut der PwC-Studie in weniger als fünf Jahren amortisiert. In der Erhebung heißt es dazu: „Solche Leuchtturmprojekte zeigen, dass technische Umsetzung und kultureller Wandel Hand in Hand gehen können, gerade im Mittelstand.“

Seit 2019 haben sich die regulatorischen Voraussetzungen für Eigenstromprojekte im industriellen Umfeld jedoch deutlich verändert. Neue Regeln im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Vereinfachungen bei der Direktvermarktung und er-

weiterte Möglichkeiten der Eigenverbrauchsoptimierung haben Investitionen in PV-Anlagen attraktiver gemacht. Förderinstrumente wie die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) oder das Programm „Energieeffizienz in der Wirtschaft“ stehen auch 2025 zur Verfügung, allerdings oft mit reduziertem Fördersatz oder höherem Antragsaufwand. Entscheidend bleibt eine frühzeitige Planung, idealerweise in Verbindung mit einem Last- und Speicherkonzept. Darauf verweisen mehrere Erhebungen, darunter die PwC-Studie.

Eigenstromlösungen im Mittelstand: Technologien und Praxisbeispiele

Photovoltaikanlagen auf dem eigenen Dach sind der bekannteste Weg zur Energieautarkie, doch längst nicht der einzige. Mittelständische Betriebe nutzen heute ein breites Spektrum an Eigenstromlösungen: von Blockheizkraftwerken (BHKW) über Batteriespeicher bis hin zu Kombinationen aus PV, Wärmepumpe und intelligentem Energiemanagement. Nach Zahlen der dena aus dem Frühjahr 2025 betreiben rund 28 Prozent der mittelständischen Produktionsbetriebe in Deutschland eine eigene Stromerzeugungsanlage. In mehr als zwei Dritteln der Fälle kommt Photovoltaik zum Einsatz, zunehmend ergänzt durch Speichersysteme. Die durchschnittliche Amortisationszeit liegt laut KfW bei sechs bis acht Jahren, bei steigenden Strompreisen sinkt sie weiter. Seit der Reform des EEG gelten zudem vereinfachte Regelungen für Eigenverbrauch und Einspeisung, insbesondere für Anlagen unter einem Megawatt installierter Leistung.

Ein Beispiel ist das Unternehmen Laserplast in Nordrhein-Westfalen. Der Kunststoffverarbeiter mit 120 Beschäftigten investierte 2023 in eine 600-kWp-Dachanlage inklusive Batteriespeicher und Energiemanagementsystem. Der Eigenverbrauchsanteil liegt heute bei rund 70 Prozent, die Stromkosten sanken um über 40 Prozent. Laut dem Whitepaper „Cloudlösung Energiemonitoring“ von Janitza (2024) nutzt Laserplast darüber hinaus tagesaktuelle Verbrauchsdaten zur Feinsteuerung seiner Produktion und erstellt CO₂-Bilanzen für die Kundenkommunikation. „Für uns war das kein Imageprojekt, sondern ein echter Effizienzhebel“, sagt Geschäftsführer Jens Althoff im Anwenderbericht. Neben PV spielen auch Kraft-Wärme-Kopplung und biogene Reststoffe als Energiequelle eine wachsende Rolle, etwa in der Lebensmittel- oder Holzverarbeitung. In Gewerbegebieten entstehen zunehmend lokale Energiekooperationen, bei denen mehrere Betriebe gemeinschaftlich in Erzeugung und Speicher investieren, mit geldwerten Vorteilen bei Investitionsvolumen und Betriebskosten. Wichtig für den Erfolg solcher Projekte sind laut DIHK insbesondere klare Zuständigkeiten im Unternehmen, kompetente Projektpartner und eine realistische Wirtschaftlichkeitsrechnung. Hinzu kommen steuerliche Rahmenbedingungen und Beratungsangebote, Energieagenturen oder branchenspezifische Plattformen. Wer Eigenstrom systematisch plant, kann seine Energieabhängig-

keit spürbar senken und neue Wertschöpfung im eigenen Betrieb erschließen.

Batteriespeicher: Der Schlüssel zur Flexibilität

Ergänzend zu den genannten Maßnahmen hebt der DIHK in seinem aktuellen Leitfaden „Gewerbliche Stromspeicher – Orientierung für Industrie und Gewerbe“ (2024) die Rolle von Speichersystemen hervor. Sie ermöglichen es Unternehmen, Strom bedarfsgerecht zu nutzen, Lastspitzen abzufedern und die Eigenverbrauchsquote zu steigern.

Sechs Praxisbeispiele aus dem Leitfaden verdeutlichen das Potenzial. Der Metallverarbeiter KMS in Brandenburg nutzt seinen Batteriespeicher gezielt für den Betrieb in Nachtschichten. Das Ergebnis: geringere Netzentgelte, eine verbesserte CO₂-Bilanz und eine schnellere Amortisation der gesamten Eigenstromlösung. Die Vulkan-Brauerei in Rheinland-Pfalz nutzt einen 250 kWh-Batteriespeicher zur Abdeckung von Lastspitzen bei der Kühlung und Abfüllung. Ergebnis: rund 20 Prozent geringere Strombezugskosten und ein CO₂-sparender Betrieb durch optimierten Eigenverbrauch. Die K+S-Tochter REKS, ein Spezialist für Recycling und Entsorgung im Kalibergbau, erprobt an einem hessischen Industriestandort die Integration eines Großspeichers mit 1.000 kWh zur Eigenverbrauchsoptimierung bei gleichzeitiger Netzdienstleistung. Ziel ist es, flexible Lastverschiebung mit CO₂-Reduktion zu verbinden. Die Schreinerei Wiedmann aus Baden-Württemberg koppelte ihre PV-Anlage mit einem Lithium-Ionen-Speicher. So konnten Lastspitzen um 30 Prozent reduziert und teure Leistungsspitzen vermieden werden. Der Maschinenbauer Sieber GmbH aus Bayern betreibt seit 2023 ein Speicher- und Lastmanagementsystem mit 500 kWh Kapazität, das über eine zentrale Plattform die Produktion mit PV und Stromtarifen synchronisiert – Ergebnis: 35 Prozent geringere Strombezugskosten. Die Feinmechanik-Firma Ares in Bayern setzte auf ein hybrides System aus PV und Redox-Flow-Speicher. Der Clou: die hohe Zyklenfestigkeit bei gleichbleibender Kapazität – ideal für hohe Ladefrequenz im 3-Schicht-Betrieb.

Laut DIHK eröffnet der Einsatz von Stromspeichern mittelständischen Betrieben nicht nur ökonomische, sondern auch strategische Spielräume, etwa bei Netzausbaukosten, Versorgungssicherheit und der Erfüllung von Nachhaltigkeitszielen. Wer Eigenstrom systematisch plant, kann seine Energieabhängigkeit spürbar senken und neue Wertschöpfung im eigenen Betrieb erschließen.

Energiemanagementsysteme: Der unsichtbare Hebel

Wirtschaftlich erfolgreich wird Eigenstromnutzung erst dann, wenn Verbrauch und Erzeugung konsequent aufeinander abgestimmt sind. Dafür braucht es ein funktionierendes Energiemanagement. „Transparenz ist die Voraussetzung für Effizienz“, sagte Louisa Jantos auf dem Mittelstandsforum 2024 in Göttin-

Auswirkungen der Transformation: Unterschiedliche Ansichten

So viel Prozent der Unternehmen in Deutschland stimmen dieser Aussage (eher) zu

Aufgrund der Transformation zur Klimaneutralität wird unser Geschäftsmodell durch Kostensteigerungen gefährdet

55,7

Wir werden unser Geschäftsmodell erfolgreich anpassen können

41,3

Befragung von 1.076 Firmen aus dem Produzierenden Gewerbe und den unternehmensnahen Dienstleistungen in Januar und Februar 2025 im Rahmen des IW-Zukunftspanels
Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft
© 2025 IW Medien / iwd

iwd

Auswirkungen der Transformation der Energiepolitik.

Quelle: Institut der deutschen Wirtschaft

gen, organisiert vom Institut für Handwerksforschung. Gerade für kleinere Betriebe sei eine belastbare Datenbasis entscheidend, um Energieprojekte wirtschaftlich zu bewerten und gezielt umzusetzen. Gemeinsam mit Dr. Lukas Meub entwickelte sie das E-Tool, ein niedrigschwelliges Energiemanagementsystem speziell für Handwerksbetriebe. Es zeigt Amortisationszeiten, CO₂-Bilanzen und Förderfähigkeit und funktioniert ohne große IT-Abteilung. Cloudbasierte Systeme wie das von Janitza, einem der führenden Anbieter für Energiemesstechnik und Monitoringlösungen in Deutschland, liefern minutengenaue Verbrauchsdaten und ermöglichen punktgenaues Lastmanagement. Janitza mit Sitz im hessischen Lahnau veröffentlichte 2024 ein Whitepaper zur firmeneigenen Cloudplattform Grid-Vis, das die technischen Funktionen, Einsatzmöglichkeiten und Effizienzvorteile seiner Lösung praxisnah aufzeigt. „Was früher manuell in Excel gepflegt wurde, geht heute automatisiert, und das auch bei kleinem Budget“, so der Tenor des Whitepapers.

Doch laut dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) stehen viele Mittelständler beim Energiemanagement vor strukturellen Hürden. In einer gemeinsamen Veröffentlichung mit Wirtschaft Digital BW, dem Mittelstandsportal der baden-württembergischen Landesregierung zur digitalen Transformation, heißt es: „Gerade kleinere und mittlere Unternehmen verfügen oft nicht über das notwendige Personal und die Ressourcen, um ein Energiemanagementsystem selbstständig einzuführen und dauerhaft zu betreiben.“

Besonders die Verstetigung von Energiecontrolling-Prozessen gilt als zentrale Herausforderung. Der DIHK fordert deshalb gezielte externe Begleitung, niedrigschwellige Tools und vor allem verlässliche Rahmenbedingungen, die Investitionen in dauerhaftes Energiemanagement absichern. Denn trotz wachsender technologischer Möglichkeiten ist die Umsetzung oft eine Frage der politischen Rahmenbedingungen. Gerade kleinere und mittlere Unternehmen stoßen hier an ihre Grenzen, nicht bei



Ein wirtschaftlicher Vorteil der Eigenstromnutzung ergibt sich nur bei einer konsequenten Abstimmung von Stromverbrauch und -erzeugung.

Foto: maddybris/pixabay.com

der Technologie, sondern bei Förderlogik, Planungssicherheit und bürokratischer Komplexität. Diese politischen Unsicherheiten schlagen sich zunehmend auch im Stimmungsbild der Unternehmen nieder. Dies zeigen neue Zahlen aus dem Transformationskompass des Instituts der deutschen Wirtschaft (IW): 55,7 Prozent der befragten Unternehmen sehen ihr Geschäftsmodell durch steigende Klimatransformationskosten gefährdet, nur 41,3 Prozent glauben, sich erfolgreich anpassen zu können.

Energiepolitik: Rationalisierung statt Schub

Erschwerend kommt für viele mittelständische Betriebe hinzu, dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter Leitung von Katharina Reiche (CDU) das Fördersystem für Energieeffizienz und Eigenstromversorgung verschlankt hat. Viele Programme existieren zwar weiterhin, doch Zugang und Förderquoten wurden reduziert. Besonders kritisch: Die Reduktion der Energieberatungsförderung von 80 auf 50 Pro-

zent. Gleichzeitig gilt die Förderung meist nur für Neubauten, Bestandsgebäude fallen hingegen häufig durchs Raster. Zwar beschlossen CDU und SPD im Juni eine befristete Absenkung der Stromsteuer auf den EU-Mindestsatz von 0,05 Cent/kWh für Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft. Die Maßnahme gilt rückwirkend zum 1. Januar 2024 und soll laut Bundesregierung zu Entlastungen von über drei Milliarden Euro jährlich führen. Kritiker bemängeln jedoch, dass vor allem große Industrieunternehmen profitieren, energieeffizientere Mittelständler hingegen leer ausgehen. So kritisierte Markus Jerger, Vorsitzender des Bundesverbands mittelständische Wirtschaft (BVMW), in einer Verbandsmitteilung, dass große energieintensive Unternehmen profitieren würden, aber der Mittelstand das Nachsehen habe. „Die Politik sendet das Signal: Effizienz zählt weniger als reine Verbrauchsmengen.“

CARSTEN SCHMIDT

ETF: Gewinne mit dem Energieumbruch

Der globale Energieumbruch bietet Anlegern Chancen – aber auch Risiken. Erneuerbare-Energien-ETF gelten als beliebte Strategie, um vom Wandel zu profitieren. Doch es gibt weitere Alternativen. Entscheidend ist, früh zu investieren: Wer heute richtig wählt, kann über Jahrzehnte hinweg von hohen Renditen profitieren.



Windenergie, Photovoltaik & Co. - vom globalen Energieumbruch können Anleger besonders einfach mit Erneuerbare-Energien-ETFs profitieren.

Foto: Byrdyak/istockphoto

Der weltweite Energieumbruch ist längst keine Vision mehr, sondern Realität. Staaten investieren Billionenbeträge in eine klimaneutrale Zukunft, Unternehmen richten ihre Strategien neu aus, und Anleger erkennen zunehmend die Chancen dieser Transformation. Die Energiewende – einst ein Nischenthema für Umweltpolitiker – ist heute ein zentraler Treiber für Innovation, Wirtschaftswachstum und Rendite. Wer sein Kapital klug positioniert, kann nicht nur ökologische Verantwortung übernehmen, sondern auch finanziell profitieren. Laut einer Studie des Internationalen Währungsfonds (IWF) könnte allein die Dekarbonisierung der globalen

Energieversorgung bis 2050 Investitionen von über 20 Billionen US-Dollar nach sich ziehen.

Die Europäische Zentralbank verweist in der Studie „Are climate risks priced in sovereign credit ratings?“ aus dem Jahr 2023 auf die langfristigen fiskalischen Herausforderungen durch Klimaschutz-Investitionen, quantifiziert sie aber nicht global. Vielmehr zeigt das EZB-Papier auf, dass der Klimawandel erhebliche Haushaltsrisiken für Staaten birgt, etwa durch Schäden, Anpassungskosten und Strukturwandel. Die Kernaussage lautet, dass Klimarisiken in Staatsratings derzeit noch unterbewertet werden, obwohl sie langfristig kreditrelevant sind. Zum einen zeigt das die finanzielle Gefahr, die vom Kli-

mawandel für die Haushalte der Industriestaaten ausgeht. Zum anderen machen die beiden Studien deutlich, wie wichtig es ist, schnellstmöglich die Risiken zu minimieren – und sowohl gegen die Folgen des Klimawandels vorzugehen als auch mit Investitionen die Dekarbonisierung der globalen Energieversorgung jetzt voranzutreiben.

Energiemarkt im Wandel: Von Öl zu Elektronen – und ETFs als Zugang zum Zukunftsmarkt

Für Anleger und langfristige Investoren eine große Chance, von den dringend benötigten und unverzichtbaren Maßnahmen gegen den Klimawandel zu profitieren. Der Weg ist noch weit und das Investitionspotenzial ist hoch, denn noch immer dominieren fossile Energieträger die globale Energieversorgung: Rund 80 Prozent der Primärenergie stammt aus Kohle, Öl und Gas.

Doch der Trend ist eindeutig: Erneuerbare Energien gewinnen rasant an Boden. Im Jahr 2023 entfielen laut der Internationalen Energieagentur (IEA) und dem IEA World Energy Outlook bereits 80 Prozent aller neu installierten Stromerzeugungskapazitäten weltweit auf Solar, Wind und Wasserkraft. Gründe dafür sind sinkende Kosten, geopolitische Unsicherheiten bei fossilen Quellen und wachsender Regulierungsdruck. Für Anleger bedeutet dieser Wandel vor allem eines: Strukturveränderungen in ganzen Branchen. Der Green Deal der Europäischen Union sieht vor, bis 2050 keine Netto-Treibhausgase mehr auszustoßen und der erste klimaneutrale Kontinent zu werden. Wer frühzeitig investiert, kann sich an der Finanzierung einer neuen Energiewelt beteiligen – und Rendite aus diesem Strukturbruch ziehen.

Mit ETFs auf Erneuerbare Energien können Sie vergleichsweise unkompliziert am globalen Energieumbruch mitverdienen. Erneuerbare-Energien-ETFs bieten eine einfache Möglichkeit, breit gestreut in die Energiewende zu investieren. Diese börsengehandelten Fonds bilden Indizes ab, die Unternehmen aus dem Bereich Wind, Solar, Wasserstoff oder Batterietechnologie enthalten. Wie das funktioniert, welche konkreten Börsenprodukte für Sie sinnvoll sind und welche Alternativen es zu Erneuerbare Energien-ETFs gibt, verraten wir im Folgenden.

Erneuerbare Energien-ETF: Wie funktionieren ETFs auf nachhaltige Geldanlagen?

Die Auswahl im Bereich nachhaltiger Geldanlagen ist inzwischen riesig, gerade Erneuerbare Energien-ETFs erfreuen sich bei Investoren großer Beliebtheit. Die Unterschiede von ETF zu ETF sind allerdings ebenfalls groß, denn jeder ETF verfolgt eine andere Anlagestrategie. Die Abkürzung ETF steht übrigens für Exchange Traded Funds, also für börsengehandelte Indexfonds. Wie der Name schon sagt, bilden diese Investmentfonds die Kursentwicklung eines ganzen Aktienindex' und damit die Kursentwicklung mehrerer Unternehmen ab. Ein Erneuerbare Energien-ETF investiert dementsprechend nicht in ein einzel-

nes Unternehmen, sondern in ein ganzes Bündel von Aktien aus dem Bereich nachhaltiger Energiegewinnung. Einige Beispiele für Erneuerbare Energien-Indizes sind:

- S&P Global Clean Energy
- Nasdaq Clean Edge Green Energy
- Solactive Clean Energy
- MSCI ACWI IMI New Energy ESG Filtered
- Solactive Future Energy ESG
- Index Global CleanTech

Unternehmen, die auf fossile Energieträger wie Gas, Kohle, Öl, Uran oder Atomenergie setzen, befinden sich nicht in einem Erneuerbare Energien-ETF. In einem sogenannten Clean Energy-ETF wird die Wertentwicklung verschiedener Unternehmen aus der gesamten Wertschöpfungskette abgebildet. Solch ein ETF umfasst somit nicht nur Unternehmen aus den Bereichen Forschung, Entwicklung, Produktion und Vermarktung, sondern auch solche, die indirekt an der Branche beteiligt sind. Dazu zählen beispielsweise Firmen, die Stromnetzinfrastruktur bereitstellen, essenzielle Komponenten für die Herstellung liefern oder sich auf Lösungen zur Steigerung der Energieeffizienz spezialisieren. Der Vorteil von ETFs: Sie können analog zu Einzelaktien jederzeit an der Börse gekauft und verkauft werden. Gegenüber Einzelaktien bieten Erneuerbare Energien-ETFs den großen Pluspunkt der breiten Diversifikation. Das heißt, sie investieren nicht nur in ein einzelnes Unternehmen wie etwa Vestas oder First Solar, sondern in viele führende Player der Branche. Dadurch wird das Risiko gestreut: Sollte ein Unternehmen schwächeln – etwa aufgrund von Managementfehlern oder Marktschwankungen – kann die positive Entwicklung anderer Firmen im Fonds das ausgleichen. So erhalten Anleger einfachen Zugang zu einem dynamisch wachsenden Sektor mit langfristigem Zukunftspotenzial.

Erneuerbare Energien-ETF: Vergleich der besten Fonds auf Erneuerbare Energien

iShares Global Clean Energy UCITS ETF

Im Vergleich der besten ETF-Fonds auf Erneuerbare Energien darf der iShares Global Clean Energy UCITS ETF (ISIN: IE00B1XNHC34) nicht fehlen. Der ETF der BlackRock-Tochter iShares ist bei Anlegern besonders beliebt und bildet die Entwicklung von mehreren Unternehmen aus aller Welt ab, die sich der sauberen Energiegewinnung oder der Herstellung entsprechender Technologien widmen. Rund 20 Prozent der Firmen stammt aus den USA, weitere bedeutende Anteile aus China, Brasilien und Dänemark. Der Fokus liegt hauptsächlich auf Versorgern, ergänzt durch IT- und Industrieunternehmen. Dazu gehören unter anderem Iberdrola SA, SSE Plc, Vestas Wind Systems, First Solar und Enphase Energy. Die Gesamtkostenquote (TER) des ETFs liegt bei 0,65 Prozent und er schüttet Erträge wie Kursgewinne oder Dividenden direkt aus, sie werden also nicht wie der im Fondsvermögen angelegt wie bei einem thesaurierenden

ETF. Die Erträge können folglich auch anderweitig investiert werden. Zudem müssen die Erträge direkt versteuert werden, sofern sie nicht neu investiert werden. Laut Stiftung Warentest erzielte dieser Erneuerbare Energien-ETF in den vergangenen 10 Jahren einen Wertzuwachs von mehr als 18 Prozent, die durchschnittliche Jahresperformance liegt in diesem Zeitraum bei 1,7 Prozent pro Jahr. In den vergangenen 12 Monaten ging es allerdings abwärts für den iShares-ETF: Unter dem Strich steht bei der Kursentwicklung ein kräftiges Minus von 17,7 Prozent. Auf Sicht der vergangenen drei Monate ist die Performance aber mit einem Plus von annähernd 15 Prozent deutlich positiv. Stiftung Warentest sortiert den ETF aufgrund seiner Volatilität in die riskanteste Risikoklasse 12 ein. Der Erneuerbare Energien-ETF von iShares erhält vom Analysehaus Morningstar ein überdurchschnittliches Nachhaltigkeitsrating (Sustainability-Rating oder ESG-Risk-Rating) von 4 Erden.

Xtrackers MSCI Global SDG 7 Affordable and Clean Energy UCITS ETF 1C

Ein vergleichsweise neuer ETF ist der Xtrackers MSCI Global SDG 7 Affordable and Clean Energy UCITS ETF 1C (ISIN: IE00JZYIUN0). Der thesaurierende Fonds wurde im Januar 2023 aufgelegt, hat eine Gesamtkostenquote (TER) von 0,35 Prozent und bildet den MSCI ACWI IMI SDG 7 Affordable and Clean Energy Select Index vollständig physisch nach. Das heißt, der Xtrackers-ETF kauft alle Aktien, deren Kursentwicklung im ETF abgebildet werden. Der ETF investiert weltweit in Unternehmen mit positiver Wirkung auf das UN-Nachhaltigkeitsziel SDG 7, das sich mit dem Zugang zu nachhaltiger Energie befasst. Die Auswahl umfasst verschiedene Segmente wie intelligente Netze, Energiespeicherung und Wasserkraft. Die größten Werte im ETF sind Nextracker Inc, China Yangtze Power, Schneider Electric, First Solar und Contemporary Amperex. Da der ETF noch nicht lange existiert, gibt es keine Erfahrungswerte mit der Kursentwicklung über die vergangenen 10 Jahre. Ein Vergleich mit dem iShares-ETF ist also nur schwer möglich. Die Performance in den vergangenen 12 Monaten ist laut Stiftung Warentest mit einem Minus von 18,1 Prozent ähnlich schlecht, in den vergangenen drei Monaten kletterte der MSCI Global SDG 7 Affordable and Clean Energy UCITS ETF über 20 Prozent nach oben. Morningstar vergibt dem Xtrackers-ETF ein überdurchschnittliches ESG-Risk-Rating von 4 Erden.

Amundi MSCI New Energy Ucits ETF Dist

Der Amundi MSCI New Energy Ucits ETF Dist (ISIN: FR0010524777) bildet den World Alternative Energy Total Return Index ab. Anleger müssen jährlich eine TER von 0,60 Prozent zahlen. Dieser ausschüttende ETF bietet eine breite Diversifikation über Wind-, Solar-, Wasser- und Wasserstofftechnologien. Zu den wichtigsten Aktien im Fonds gehören GE Vernova, Siemens Energy, Schneider Electric, Iberdrola SA und

NextEra Energy. Der nachhaltige ESG-Ansatz des Amundi-ETFs sorgt dafür, dass problematische Unternehmen ausgeschlossen werden. Laut Stiftung Warentest erzielte dieser Erneuerbare Energien-ETF in den vergangenen 10 Jahren einen imposanten Wertzuwachs von mehr als 38 Prozent, die durchschnittliche Jahresperformance liegt in diesem Zeitraum bei 3,3 Prozent pro Jahr. In den vergangenen 12 Monaten ging es aber auch für den Amundi MSCI New Energy Ucits ETF nach unten: Da steht ein Minus von 7,6 Prozent. Auf Sicht der vergangenen drei Monate ist die Performance mit einem Kursplus von über 18 Prozent ebenfalls deutlich positiv. Stiftung Warentest sortiert den ETF in die riskanteste Risikoklasse 12 ein. Morningstar vergibt dem Erneuerbare Energien-ETF von Amundi ein überdurchschnittliches Sustainability Rating von 4 Erden.

L&G Clean Energy UCITS ETF USD Acc

Der L&G Clean Energy UCITS ETF USD Acc (ISIN: IE00BK5BCH80) wurde Ende 2020 aufgelegt und setzt auf eine vollständige physische Replikation des Solactive Clean Energy Index. Mit einer TER von 0,49 Prozent ist er einer der günstigeren Vertreter unter den ETFs auf Erneuerbare Energien. Der thesaurierende Indexfonds investiert breit gestreut über verschiedene Länder, Branchen und Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Bereich erneuerbare Energien – von der Produktion über Zulieferer bis hin zu Stromanbietern. Zu den Aktien, deren Kursentwicklung der ETF abbildet, gehören unter anderem Hanwha Solutions, Nextracker Inc, GE Vernova Inc, Siemens Energy und Quanta Services. Das Analysehaus Morningstar bewertet diesen Fonds ebenfalls mit überdurchschnittlichen 4 Erden. Laut Stiftung Warentest lag das Minus in den vergangenen 12 Monaten bei annähernd 8 Prozent. Auf Sicht der vergangenen drei Monate ist die Performance allerdings mit einem Plus von mehr als 26 Prozent sehr imposant.

First Trust Nasdaq Clean Edge Green Energy UCITS ETF

Für den First Trust Nasdaq Clean Edge Green Energy UCITS ETF (ISIN: IE00BDBRT036) müssen Anleger ebenfalls Gesamtkosten (TER) in Höhe von 0,60 Prozent pro Jahr aufbringen. Dieser thesaurierende Erneuerbare Energien-ETF orientiert sich am Nasdaq Clean Edge Green Energy Index und investiert über 90 Prozent des Fondsvolumens in US-amerikanische Unternehmen. Darunter sind die Aktien von Tesla, Rivian Automotive, ON Semiconductor Corporation, First Solar und Albemarle Corporation. Der Fokus liegt klar auf Technologien für eine kohlenstoffarme Wirtschaft, auch dieser ETF wird von Morningstar mit 4 Erden bewertet (überdurchschnittlich). Der ETF-Fonds wurde 2017 aufgelegt, ein Blick auf die 10-Jahres-Kursentwicklung ist deshalb nicht möglich. In den vergangenen 12 Monaten lag der Verlust des First Trust-ETFs laut Stiftung Warentest bei rund 23 Prozent, in den vergangenen 3 Monaten verbuchte aber auch dieser Erneuerbare Energien-ETF ein kräftiges Plus: Unter dem

ETF-Name	ISIN	TER	Ertragsverwendung	Regionen / Länder	Performance 12 Monate	Performance 3 Monate
iShares Global Clean Energy UCITS ETF	IE00B1XNH3C4	0,65 %	Ausschüttend	USA (20 %), China, Brasilien, Dänemark	-17,7 %	+15 %
Xtrackers MSCI Global SDG 7 Affordable and Clean Energy UCITS ETF IC	IE0001ZYIU00	0,35 %	Thesaurierend	Global	-18,1 %	+20 %
Amundi MSCI New Energy UCITS ETF Dist	FR0010524777	0,60 %	Ausschüttend	Global	-7,6 %	+18 %
L&G Clean Energy UCITS ETF USD Acc	IE00BK5BCH80	0,49 %	Thesaurierend	Global	-8 %	+26 %
First Trust Nasdaq Clean Edge Green Energy UCITS ETF	IE00BD8RT036	0,60 %	Thesaurierend	USA (> 90 %)	-23 %	+25 %

Erneuerbare-Energien-ETF: Vergleich von 5 ETFs. Tabelle: ChatGPT

Strich stehen da über 25 Prozent. Stiftung Warentest sortiert den ETF in die riskanteste Risikoklasse 12 ein.

Diese fünf ETFs bieten Investoren eine attraktive Möglichkeit, breit gestreut und kostengünstig in die Energiewende zu investieren. Unterschiede in der Methodik der Indexabbildung, der ESG-Kriterien sowie der Branchen- und Länderallokation sollten Sie als Anleger bei der Auswahl jedoch berücksichtigen. Die Vorteile liegen auf der Hand: Anleger erhalten Zugang zu einem dynamischen Marktsegment, ohne sich auf Einzeltitel festzulegen. Zudem wird das Portfolio automatisch aktualisiert. Doch auch Risiken bestehen: Die Bewertungen sind zum Teil ambitioniert, und politische Förderprogramme können sich ändern.

Umbruch im Energiesektor: Versorgeraktien mit Potenzial

Traditionelle Energieversorger galten lange als langweilig und risikoscheu. Doch die Dekarbonisierung zwingt auch diese Konzerne zum Umdenken. Viele Versorger investieren heute Milliarden in erneuerbare Kraftwerke, Stromnetze und digitale Infrastrukturen. Aus diesem Grund werden auch Versorgeraktien, die dem globalen Energieumbruch Rechnung tragen, für Privatanleger immer interessanter.

Ein gutes Beispiel ist RWE (ISIN: DE0007037129). Noch vor wenigen Jah-

ren dominierte die Stromproduktion aus Braunkohle – inzwischen zählt RWE zu den größten Investoren in Offshore-Windkraft weltweit. Der Konzern plant laut eigenen Angaben bis 2030 Investitionen von 55 Milliarden Euro in grüne Projekte.

Auch Iberdrola (ISIN: ES0144580Y14) aus Spanien ist ein Vorreiter. Mit über 38.000 MW installierter Kapazität aus Erneuerbaren zählt das Unternehmen zu den globalen Marktführern. Dank stabiler Dividenden (aktuell ca. 4,5 Prozent pro Jahr) und klarer ESG-Ausrichtung ist Iberdrola bei institutionellen Anlegern sehr gefragt. Das Unternehmen wurde dank seines Engagements für Offenlegung, Transparenz und Umweltschutz erneut mit der höchsten „A-Liste“ von CPD in der Liste der weltweit transparentesten Unternehmen im Bereich Klimawandel ausgezeichnet. Neben dem Dow Jones Best-in-Class ist das Unternehmen in den wichtigsten internationalen Nachhaltigkeitsindizes vertreten, darunter Moody's ESG, MSCI, Sustainalytics, ISS-ESG, EcoVadis und FTSE4Good. 2025 plant Iberdrola weitere 12,5 Milliarden Euro in Netze, erneuerbare Kapazität und Speicher zu investieren.

In den USA überzeugt NextEra Energy (ISIN: US65339F1012) mit Innovationstempo: Der Konzern betreibt das größte Portfolio an Solar- und Windparks in Nordamerika. Trotz leicht rückläufiger Margen im Jahr 2024 bleibt das Ge-

schäftsmodell zukunftsfähig. Im zweiten Quartal 2025 wurde der geprüfte Gewinn pro Aktie (adjusted EPS) mit 1,05 US-Dollar gemeldet – über den Erwartungen, bei Einnahmen von rund 6,7 Milliarden US-Dollar. Das Wachstum wurde durch eine hohe Nachfrage insbesondere von AI-Rechenzentren getragen. NextEra Energy setzt auf ein duales Geschäftsmodell: Florida Power & Light (FPL) liefert stabile Cashflows, während NextEra Energy Resources auf dynamisches Wachstum durch Solar- und Batteriespeicher setzt. Bis 2034 sollen 25 GW an Speicherkapazität realisiert werden – getrieben durch eine hohe Nachfrage seitens Rechenzentren und Tech-Unternehmen wie Meta und Amazon. Trotz Umsatzschwankungen gilt NextEra als führender Akteur der US-Energiewende.

RWE-Aktie kaufen? Aktienexperten empfehlen dies mehrheitlich

Die Aktien von RWE, Iberdrola und NextEra Energy spiegeln den strukturellen Wandel der Energiebranche wider. RWE überzeugt mit seiner klaren strategischen Neuausrichtung: Der Fokus auf Offshore-Windkraft und Speichertechnologien hat das Unternehmen an die Spitze der europäischen Energiewende geführt. Trotz temporärer Investitionskürzungen bleibt das Kursziel vieler Analysten positiv, da der Ausbau auf über 65 GW grüner Kapazität langfristiges Potenzial verspricht.

Am 22. Juli 2025 bestätigte Bernstein Research ein „Market-Perform“-Rating mit einem Kursziel von 44,00 Euro für die RWE-Aktie. Die UBS äußerte sich am 18. Juli 2025 noch optimistischer und bekräftigte die Kaufempfehlung für das RWE-Papier mit einem Kursziel von 48,00 Euro. Bereits einen Tag zuvor, am 17. Juli 2025, nannte auch die Deutsche Bank ein RWE-Kursziel von 50,00 Euro und riet ebenfalls zum Kauf. Jefferies & Company veröffentlichte am 27. Mai 2025 eine Bewertung mit einem Zielpreis von 49,00 Euro bei einem klaren „Buy“-Votum. Ergänzend dazu empfahl die DZ Bank die RWE-Aktie bereits am 15. Mai 2024 mit einem Kursziel von 52,00 EUR

Analysehaus	Empfehlung	Kursziel (EUR)	Datum der Analyse
Bernstein Research	Market Perform	44,00	22.07.2025
UBS AG	Buy	48,00	18.07.2025
Deutsche Bank AG	Buy	50,00	17.07.2025
Jefferies & Company Inc.	Buy	49,00	27.05.2025
DZ Bank	Kaufen	52,00	15.05.2024
J.P. Morgan Chase & Co.	Overweight	54,00	15.05.2024

RWE-Aktie: Kursziele und Analysteneinstufungen. Tabelle: ChatGPT

zum Kauf. J.P. Morgan schloss sich dem positiven Trend am 15. Mai 2024 an und vergab ein „Overweight“-Rating bei einem Kursziel von 54,00 Euro. Insgesamt unterstreichen diese Analysen die attraktive Bewertung und das langfristige Potenzial der RWE-Aktie im Transformationsprozess hin zur grünen Energie.

Ist die Iberdrola-Aktie ein Kauf?

Iberdrola punktet mit konstanter Dividendenpolitik, starker ESG-Bewertung und globaler Präsenz. Die geplanten Investitionen von über 12 Milliarden Euro jährlich sowie eine solide Eigenkapitalstruktur stärken das Vertrauen institutioneller Anleger. Das moderate Kurs-Gewinn-Verhältnis (KGV) und stabile Einnahmen aus regulierten Netzen sorgen für defensive Qualität in volatilen Märkten.

Am 24. Juli 2025 bestätigte die UBS ihre Kaufempfehlung für die Iberdrola-Aktie mit einem Kursziel von 13,50 Euro und unterstrich damit das Vertrauen in die nachhaltige Wachstumsstrategie des

spanischen Energieversorgers. Zuvor, am 19. Juli 2025, äußerte sich auch Jefferies & Company optimistisch zur Iberdrola-Aktie und vergab ein „Buy“-Rating mit einem Kursziel von 13,40 Euro. Dagegen zeigte sich Deutsche Bank am 17. Juli 2025 verhaltener: Sie bewertete die Iberdrola-Aktie mit „Hold“ und nannte ein Kursziel von 11,80 Euro. J.P. Morgan sah das Papier am 15. Juli 2025 neutral und legte ein Iberdrola-Kursziel von 12,00 Euro fest. Am selben Tag veröffentlichte auch die DZ Bank ihre Einschätzung und empfahl, die Iberdrola-Aktie zu halten, das Kursziel lautet 12,30 Euro. Insgesamt zeigen die Einschätzungen ein gemischtes Bild, wobei das Potenzial im Bereich erneuerbarer Energien weiter als zukunftsfruchtig eingeschätzt wird.

NextEra Energy-Aktie: Analysten trotz zyklischer Schwankungen optimistisch

NextEra Energy vereint als Mischkonzern Stabilität und Wachstumschancen.

Analysehaus	Empfehlung	Kursziel (EUR)	Datum der Analyse
UBS AG	Buy	13,50	24.07.2025
Jefferies & Co. Inc.	Buy	13,40	19.07.2025
Deutsche Bank AG	Hold	11,80	17.07.2025
J.P. Morgan Chase & Co.	Neutral	12,00	15.07.2025
DZ Bank	Halten	12,30	15.07.2025

Iberdrola-Aktie: Kursziele und Analysteneinstufungen. Tabelle: ChatGPT

Während Florida Power & Light planbare Erträge liefert, steht NextEra Energy Resources für Innovationsdynamik im Speicher- und Solarsektor. Analysten bewerten das Unternehmen trotz zyklischer Schwankungen optimistisch: Das EPS-Wachstum bleibt solide, die Dividende wächst jährlich um rund 10 Prozent. Partnerschaften mit Tech-Konzernen untermauern die Marktführerschaft.

Die NextEra Energy-Aktie bleibt ein Favorit bei vielen Analysten, insbesondere aufgrund ihrer führenden Position im Bereich erneuerbare Energien. Am 22. Juli 2025 bestätigte J.P. Morgan Chase die Einstufung „Kauf“ mit einem Kursziel von 84,00 US-Dollar. Die Analysten verwiesen auf die starke Position im US-Markt für Solar- und Windenergie sowie das stetige Dividendenwachstum. Bereits am 19. Juli 2025 äußerte sich BMO Capital ähnlich optimistisch zum Papier von NextEra Energy und bekräftigte ebenfalls die Kaufempfehlung mit einem Zielkurs von 85,00 US-Dollar. Auch HSBC zeigte sich am 15. Juli 2025 überzeugt: Das Institut stufte die NextEra Energy-Aktie mit „Buy“ ein und legte ein Kursziel von 87,00 US-Dollar fest. Weniger euphorisch äußerte sich Barclays: Am 10. Juli 2025 bestätigte das Haus seine neutrale Bewertung und nannte ein Kursziel von 78,00 US-Dollar. Trotz einzelner Zurückhaltung bleibt der langfristige Ausblick insgesamt positiv.

Insgesamt gelten alle drei Titel als attraktive Bausteine für ESG-orientierte Portfolios mit mittelfristiger Wachstumstory – wobei NextEra für Dynamik, Iberdrola für Stabilität und RWE für Transformation steht.

Rohstoffe, Batterien, Stromleitungen: Die unsichtbare Basis der Energiewende

Was viele übersehen: Auch die grüne Transformation ist rohstoffintensiv. Laut der Weltbank steigt der globale Bedarf an Lithium bis 2050 um das 40-Fache, der an Kupfer um das Doppelte. Ohne Metalle für Akkus, Stromleitungen, Windräder oder Wasserstoff-Elektrolyseure ist keine

Analysehaus	Empfehlung	Kursziel (USD)	Datum der Analyse
J.P. Morgan Chase	Kaufen	84,00	22.07.2025
BMO Capital	Kaufen	85,00	19.07.2025
HSBC	Buy	87,00	15.07.2025
Barclays	Neutral	78,00	10.07.2025

NextEra Energie-Aktie: Kursziele und Analysteneinstufungen. Tabelle: ChatGPT

Energiewende möglich. Anleger sollten deshalb unbedingt auch Unternehmen im Blick haben, die in diesem Bereich ihr Geschäftsfeld haben.

Lithium-ETF: Breit gestreut in Firmen der Batterie-Wertschöpfungskette investieren

Wer nicht in Einzelaktien investieren möchte, sollte sich den WisdomTree Battery Solutions ETF (ISIN: IE00BKLF1R75) anschauen. Dieser Indexfonds bündelt Unternehmen, die entlang der Batterie-Wertschöpfungskette tätig sind – von der Rohstoffgewinnung über die Zellproduktion bis zur Integration in Speichersysteme. Der Lithium-ETF strebt an, die Preis- und Renditeentwicklung des WisdomTree Battery Solutions Index vor Gebühren und Ausgaben nachzubilden. Der Lithium-Fonds investiert in ein Portfolio aus Aktien, die, soweit möglich und praktikabel, aus einer repräsentativen Auswahl der Bestandteile des Index bestehen. Der ETF bildet überwiegend die Wertentwicklung von Aktien aus China (annähernd 20 Prozent) und aus den USA (22 Prozent) nach. Im Portfolio befinden sich prominente Namen wie BYD, Panasonic, Jaby Aviation, Eon und Albemarle. Der ETF eignet sich besonders für Anleger, die diversifiziert vom globalen Batterieboom profitieren möchten. Die Gesamtkosten (TER) des thesaurierenden Lithium-ETFs liegen bei 0,4 Prozent pro Jahr. Der Lithium-ETF verbuchte in den vergangenen 5 Jahren einen kräftigen Wertzuwachs von mehr als 27 Prozent, die durchschnittliche Jahresperformance liegt in diesem Zeitraum bei 5,0 Prozent

pro Jahr. In den vergangenen 12 Monaten ging es für den WisdomTree Battery Solutions ETF um 12 Prozent nach unten. Auf Sicht der vergangenen drei Monate ist die Performance mit einem Kursplus von annähernd 25 Prozent deutlich positiv. Stiftung Warentest sortiert den ETF in die zweithöchste Risikoklasse 11 ein. Das Analysehaus Morningstar vergibt dem Batterie-ETF von WisdomTree ein ESG-Risk-Rating von 1 Erde.

Lithium-Aktien: Einzeltitel als Alternative für chancenorientierte Anleger

Wer eine fokussiertere Strategie verfolgt, kann sich Einzeltiteln widmen. Einer der spannendsten Werte in diesem Bereich ist Albemarle Corporation (ISIN: US0126531013). Das US-Unternehmen zählt zu den größten Lithiumproduzenten weltweit und beliefert sowohl Batteriehersteller als auch große Automobilkonzerne. Die Nachfrage nach Lithiumcarbonat und Lithiumhydroxid steigt rasant, vor allem durch den wachsenden Absatz von Elektroautos. Die Albemarle profitiert von langfristigen Lieferverträgen, Skalenvorteilen und einem globalen Produktionsnetzwerk – von Chile bis Australien. Zwar unterliegt der Albemarle-Aktienkurs kurzfristigen Schwankungen infolge von Lithiumpreisbewegungen, doch die fundamentale Perspektive bleibt vielversprechend: Analysten gehen davon aus, dass sich der globale Lithiumbedarf bis 2030 mehr als verdreifachen wird.

Auch Freeport-McMoRan (ISIN: US35671D8570) verdient Beachtung. Das Unternehmen gehört zu den welt-

weit größten Kupferproduzenten und betreibt Minen in Nordamerika, Südamerika und Indonesien. Kupfer gilt als Schlüsselrohstoff der Energiewende: Es wird in Stromnetzen, E-Autos, Windkraftanlagen und Ladeinfrastruktur eingesetzt. Freeport profitiert dabei von robusten Margen, einem hohen Free Cashflow und einem ausgewogenen Verhältnis zwischen Wachstum und Dividenden. Analysten trauen der Aktie weiteres Kurspotenzial zu, insbesondere vor dem Hintergrund wachsender Infrastrukturinvestitionen in den USA und der steigenden globalen Kupfernachfrage.

Zusammengefasst bieten der WisdomTree Battery Solutions ETF, die Albemarle-Aktie und die Freeport-McMoRan-Aktie komplementäre Anlagemöglichkeiten entlang der grünen Rohstoffwende – vom diversifizierten Einstieg bis zur selektiven Rohstoffspekulation. Doch Vorsicht: Rohstoffaktien sind konjunkturanfällig und oft stark schwankend. Auch politische Risiken (zum Beispiel in Förderländern wie Chile oder der DR Kongo) sollten nicht unterschätzt werden.

Mit Wasserstoff-ETFs und Netzbetreiber-Aktien zwei Wachstumsfelder im Fokus

Wasserstoff-ETF: Volatiles Investment für mutige Anleger

Neben den bekannten Solar- und Windthemen drängen neue Technologien an die Börse. Wasserstoff gilt vielen als Schlüssel für die Dekarbonisierung der Industrie. Der VanEck Hydrogen Economy ETF (ISIN: IE00BMDH1538) bündelt mehrere globale Wasserstofffirmen, darunter Linde, Nippon Sanso Holdings, Bloom Energy, Plug Power und Nel ASA. Etwa 23 Prozent der Aktien, deren Wertentwicklung der Wasserstoff-ETF von VanEck widerspiegelt, kommen aus den USA, annähernd 17 Prozent aus Japan und 15 Prozent aus China. Anlageziel des Fonds ist die Nachbildung der Kurs- und Renditeentwicklung des MVIS Global Hydrogen Economy Index. Die Aktien im Index müssen von Unternehmen stammen, die mindestens 50 Prozent ihrer Erträge im globalen Was-

serstoffsegment erwirtschaften bzw. von Brennstoffzellen- oder Industriegasunternehmen begeben werden. Der Markt ist noch jung und deshalb stark abhängig von Förderprogrammen. Der VanEck Hydrogen Economy ETF wurde 2021 aufgelegt, das Fondsvolumen ist mit rund 40 Millionen Euro sehr klein. In den vergangenen 12 Monaten büßte der Wasserstoff-ETF, der seine Erträge im Fondsvolumen thesauriert, fast 40 Prozent seines Wertes ein. In den vergangenen 3 Monaten sieht die Wertentwicklung des Wasserstoff-ETFs deutlich positiver aus: Unter dem Strich steht ein Kursplus von rund 28 Prozent – aufgrund seiner hohen Volatilität kein ETF für Anleger mit schwachen Nerven.

Netzbetreiber-Aktien: Red Eléctrica und Terna

Im Zuge der globalen Energiewende rücken Stromnetzbetreiber zunehmend in den Fokus von Investoren. Denn ohne moderne, intelligente und leistungsfähige Netze lassen sich weder der steigende Anteil erneuerbarer Energien noch der Elektrifizierungsboom in Industrie und Mobilität bewältigen. Besonders zwei europäische Unternehmen spielen hier eine Schlüsselrolle: Red Eléctrica in Spanien und Terna in Italien.

Red Eléctrica Corporación S.A. (ISIN: ES0173093024) ist für das spanische Hochspannungsnetz verantwortlich. Das Unternehmen betreibt über 45.000 Kilometer Stromleitungen und hat eine zentrale Rolle bei der Integration von Wind- und Solarstrom. Red Eléctrica profitiert von einem stabilen regulatorischen Rahmen: Investitionen in Netzausbau und Digitalisierung bringen über staatlich garantierte Renditen planbare Erträge. Die spanische Regierung fördert zudem den Netzausbau im Rahmen ihrer nationalen Klimapläne, was zusätzliche Wachstumschancen eröffnet. Auch die Dividendenausschüttung gilt als verlässlich – ein Pluspunkt für einkommensorientierte Anleger.

Terna S.p.A. (ISIN: IT0003242622), Italiens größter Übertragungsnetzbetreiber, ist ähnlich positioniert. Mit mehr als 75.000 Kilometern Leitungslänge zählt Terna zu den größten Netzbetreibern Europas. Das Unternehmen investiert massiv in die Modernisierung und Digitalisierung der Infrastruktur, etwa durch den Ausbau von „smart grids“ und grenzüberschreitenden Netzen. Die italienische Regulierungsbehörde garantiert stabile Kapitalrenditen, wodurch Terna eine attraktive Mischung aus Sicherheit und Wachstumspotenzial bietet. Auch Terna ist bekannt für eine solide Dividendenpolitik.

Beide Unternehmen stehen somit exemplarisch für ein zukunftssträchtiges und gleichzeitig defensives Anlagesegment im Energiemarkt.

Politische Rahmenbedingungen als Renditehebel und Anlagestrategien für grüne Rendite

Politik bleibt ein zentraler Treiber für Energie-Investments. In der EU sorgt der Green Deal für massive staatliche Investitionen. Allein bis 2030 will die Europäische Kommission rund 1 Billion Euro mobilisieren, um die Netto-Null-Ziele zu erreichen.

In den USA befeuert der „Inflation Reduction Act“ (IRA) mit einem Volumen von 369 Milliarden Dollar grüne Infrastrukturprojekte – von Solarfabriken bis hin zu Ladeparks. Solche Maßnahmen wirken wie Katalysatoren für börsennotierte Firmen. Studien zeigen, dass Unternehmen mit hoher „Grünquote“ in ihren Umsätzen eine überdurchschnittliche Bewertung am Kapitalmarkt erfahren.

Langfristige Core-Strategie

Wer auf langfristiges Wachstum setzt, kombiniert breite Erneuerbare Energien-ETFs wie den Xtrackers MSCI Global SDG 7 Affordable and Clean Energy UCITS ETF 1C oder einen Clean-Energy-ETFs (zum Beispiel den iShares Global Clean Energy) mit stabilen Versorger-Aktien (zum Beispiel RWE und Iberdrola). Dieses Basisportfolio können Sie noch durch 5 bis 10 Prozent Rohstoffbeimischung über ETFs oder Einzeltitel ergänzen. Dynamisch-thematischer Ansatz

Wer dynamischer agiert, kann gezielt auf Zukunftsthemen wie den Wasserstoff-ETF von VanEck setzen und mit Netzinfrastuktur-Aktien sowie den Lithium-ETF von WisdomTree ergänzen. Hier sind allerdings regelmäßige Rebalancings nötig, Sie müssen also dieses grüne Portfolio ständig im Blick behalten und möglicherweise des Öfteren anpassen.

Grünes Kapital als Renditequelle: Checkliste – so profitieren Sie vom Energieumbruch

1. festlegen: Langfristig oder thematisch?
2. Produkte vergleichen: TER, Liquidität, Replikationsmethode
3. ESG prüfen: Nachhaltigkeitsbewertung analysieren
4. Währungsrisiken berücksichtigen: USD/EUR-Absicherung sinnvoll?
5. Bewertung analysieren: KGV, PEG, Cashflow beachten
6. Diversifizieren: Kombination aus ETF + Aktie + Rohstoff
7. Rebalancing: Mindestens einmal jährlich das Portfolio überprüfen

Die Transformation der Energieversorgung ist eine Jahrhundertaufgabe – und eine historische Chance für Anleger. Wer strukturiert vorgeht, kann von staatlichen Investitionen, technologischen Innovationen und gesellschaftlichem Wandel gleichermaßen profitieren. Mit den richtigen Produkten, realistischen Erwartungen und einem klaren Risikomanagement wird grünes Kapital zur stabilen Säule im Portfolio.

MARKUS GENTNER

Goldverbot 2025: Mythos oder Risiko?

Mehrere Goldhändler warnen vor einem staatlichen Zugriff auf Barren und Krügererrands – Millionen Anleger fürchten um ihre Ersparnisse. Stimmt das? Ein Faktencheck zwischen historischen Präzedenzfällen und heutiger Rechtslage.



Können Berlin oder Brüssel wirklich ein Goldverbot durchsetzen? Foto: pics-xl/iStock

Kaum steigt der Goldpreis, leuchten Alarmmeldungen auf: „Goldverbot kommt in 2025!“ „Ihre Barren sind in Gefahr - Kaufen Sie JETZT, bevor Sie enteignet werden!“ Düstere YouTube-Videos zeigen abgeriegelte Tresorräume, Newsletter zählen rückwärts zum angeblichen Stichtag. Ein Klick führt direkt zum Shop, der „solange es noch legal ist“ Barren verkauft. Seit Russlands Überfall auf die Ukraine liegt die Weltwirtschaft im Stressmodus. Inflation, Rezessionsfurcht und geopolitische Spannungen schaffen den perfekten Nährboden für neue Verbotsergüsse. Angst verkauft, besonders wenn sie sich auf historische Belege stützen lässt.

Alarmisten greifen vor allem zwei Beispiele auf: Roosevelt 1933 und Weimar 1923

Am 5. April 1933 unterzeichnete US-Präsident Franklin D. Roosevelt die Executive Order 6102: Amerikaner mussten Goldbarren und -münzen gegen Papierdollar tauschen, sonst drohten bis zu zehn Jahre Haft oder 10.000 US-Dollar Strafe. Deutschland erlebte 1923 ein ähnliches Dekret: Inmitten der Hyperinflation befahl die Reichsregierung die Ablieferung von Edelmetall. Schwarz- und Kapitalmarkt unterliefen das Dekret jedoch rasch. Diese Eingriffe geschahen in einer völlig anderen Welt: Tiefe

Weltwirtschaftskrise, akuter Staatsbankrott – und vor allem der Goldstandard, der jede Banknote an eine feste Goldmenge ketete. Ohne frisches Metall konnte kein neues Geld ausgegeben werden; also griff der Staat direkt nach dem Edelmetall. Heute existiert diese Zwangslogik nicht mehr. Die damaligen Erlasse sind daher dramatische Beispiele – taugen aber kaum als Beweis, dass morgen ein neues Goldverbot bevorsteht.

Der Blick ins Heute: Was Brüssel und Berlin wirklich beschlossen haben

Wer heute die offiziellen Register von Bundestag und EU-Kommission durchsucht, findet keine Hinweise, dass der private Goldbesitz in Gefahr ist. Tatsächlich existieren lediglich vier einschlägige Beschlüsse:

EU-Sanktion gegen Russland: Das einzig harte Verbot betrifft Gold aus Russland. Seit 22. Juli 2022 untersagt Artikel 30 der VO (EU) 833/2014 den Import, Kauf oder Verkauf von Gold russischer Herkunft. Alle anderen Herkünfte bleiben frei.

Europäische Geldwäscheverordnung (AMLR): Rat und Parlament erzielten am 18. Januar 2024 eine politische Einigung. Edelmetall- und Schmuckhändler gelten künftig als „obliged entities“ – also Unternehmen, die strenge Geldwäscheregeln befolgen müssen. Barkäufe über 10.000 Euro erfordern einen Ausweis; verdächtige Transaktionen sind zu melden. Ein Besitz- oder Handelsverbot taucht im Text nicht auf.

Deutschlands 1.999-Euro-Schwelle: Schon seit 1. Januar 2020 begrenzt § 10 Abs. 6 Geldwäschegesetz anonyme Goldkäufe in bar auf 1.999,99 €. Wer mehr will, zeigt den Ausweis – das war's. Der Vorgang hat mit Verbot nichts zu tun; er markiert lediglich das Ende anonymer „Tafelgeschäfte“ hoher Beträge.

Das vielzitierte EU-Vermögensregister: Gedacht als EU-weite Datenbank, die nationale Register zu Immobilien, Depots & Co. zusammenfügt. Die Machbarkeitsstudie ist abgeschlossen; ein Gesetzesvorschlag fehlt. Ob physisches Gold erfasst würde, ist offen, mehrere Mitgliedsstaaten haben Vorbehalte angemeldet.

Mehr Substanz gibt es nicht. Kein Gesetzentwurf, keine Verordnung, kein formaler Antrag verfolgt ein pauschales Goldverbot.

Und doch: Das Restrisiko der Extremkrise?

Ganz ausschließen lässt sich staatlicher Zugriff nie. Gerät ein Land in eine existenzielle Finanz- oder Verteidigungskrise, greift die Politik erfahrungsgemäß zu drastischen Mitteln, um Kapitalflucht zu stoppen – so erklärte beispielsweise Indien 2016 über Nacht seine größten Rupie-Scheine für wertlos. Auch wenn der digitale Euro kommt – und zudem strenge Bargeldobergrenzen eingeführt werden – könnte die Versuchung wachsen, andere „wertdichte“ Zufluchtsorte wie Gold stärker zu reglementieren. Doch solche Eingriffe stoßen rasch an harte Grenzen: Politisch toxisch, schwer zu kontrollieren, vor deutschen und EU-Gerichten anfechtbar – und mit hohen Folgekosten verbunden. So schützt

Artikel 14 des Grundgesetzes das Eigentum: Enteignungen sind nur per Gesetz erlaubt und müssen vollständig entschädigt werden. Eine flächendeckende Goldabgabe würde daher Milliarden kosten – Geld, das der Staat erst auftreiben müsste. Zudem weiß niemand genau, wie viel Gold die Bürger überhaupt besitzen.

Zusätzliche EU-Bremsen für ein Goldverbot

Auch die EU setzt Hürden: Der freie Kapitalverkehr verlangt Einstimmigkeit aller 27 Mitgliedstaaten; ohne Einigkeit fliehen Barren schlicht in liberalere Nachbarländer. Wirtschaftlich überzeugt ein Goldzugriff ebenfalls nicht. Haushaltslöcher stopft die Politik heute schneller mit Vermögens- oder Transaktionssteuern. Dazu kommt die Praxis: Ein 100-Gramm-Barren passt ins Handgepäck, eine Krügerrand in jede Manteltasche. Schon 1933 entzogen sich viele US-Bürger der Kontrolle – im Zeitalter günstiger Flüge und Online-Tauschbörsen wäre ein lückenloser Zugriff erst recht illusorisch.

Immobilien wären ein leichteres Ziel als Gold

In der Praxis stünden eher Immobilien als Gold im Visier. Grundstücke sind lückenlos im Grundbuch vermerkt, unbeweglich und stellen den größten Posten privaten Vermögens dar. Der Staat müsste lediglich auf vorhandene Register zugreifen, statt einzelne Barren aufzuspüren. Deshalb halten viele Fachleute eine einmalige Zwangshypothek nach dem Vorbild des Lastenausgleichs von 1952 für wahrscheinlicher als eine flächendeckende Goldkonfiskation: Rechtlich genauso heikel, aber immer noch einfacher als der Griff nach den Barren im Tresor.

Warnung vor Goldverbot: Was Anleger jetzt tun sollten

Anleger sollten gelassen bleiben. Goldbesitz ist legal, und kein Gesetzgebungsvorhaben plant derzeit ein Verbot. Wer größere Beträge bar tauscht, zeigt lediglich seinen Ausweis – eine Routine der Geldwäscheprevention, kein Vorgriff auf Enteignung. Reale Eingriffe zielen auf Russlands Kriegskasse, Geldwäsche und anonyme Bargeldberge – nicht auf Großmutters Schließfach. Die Schlagzeilen sind lauter als die Pläne der Gesetzgeber. Wer Recht, Geschichte und aktuelle Fakten kennt, behält einen kühlen Kopf – und lässt sein Gold dort, wo es hingehört: Im gesicherten Tresor, nicht in hysterischen Verbots-Szenarien.

ANIKA VÖLGER

Weniger Bankfilialen und Geldautomaten: Ist der Kampf gegen das Bargeld real?

Immer weniger Bankfilialen, Geldautomaten und nun auch noch die Bargeldabschaffung im öffentlichen Nahverkehr – trotz anderweitiger Behauptungen der Bundesbank, wird in der Realität das Bargeld nach und nach aus dem Verkehr gezogen.

Unser Bargeld ist auf dem Rückzug – das liegt nicht nur an den steigenden digitalen Zahlungen, sondern das Barzahlen wird auch durch eine Vielzahl an bewussten Maßnahmen zunehmend erschwert oder ist schon gar nicht mehr möglich. Der Abbau von Geldautomaten ist schon seit langem im Gange und immer mehr Bankfilialen schließen ihre Tore. Bald werden viele Bürger lange Wege in Kauf nehmen müssen, um sich mit Bargeld zu versorgen. Diese Entwicklungen sind jetzt bereits seit längerem zu beobachten. Zusätzlich hat jetzt auch noch der öffentliche Nahverkehr dem Bargeld den Krieg erklärt. In vielen Städten des Landes wird der bargeldlose Ticketkauf stärker gefördert, was den Zugang für manche Gruppen erschwert. Seit Anfang 2024 schon gibt es keine Tickets mehr gegen Bargeld in den öffentlichen Bussen in Hamburg. Viele ältere Menschen oder auch Sehbehinderte können die neuen Ticketautomaten nicht bedienen. Selbst wenn es mit fremder Hilfe gelingt, ein Ticket dort mit einer Girokarte zu erwerben, hat man als Kunde einen Preisnachteil. Wer sein Ticket mit einer Smartphone-App bezahlt, bekommt 7 Prozent Rabatt. Auch in Dresden, Erfurt, Leipzig, Mainz, Schweinfurt und Wiesbaden werden bargeldlose Zahlungen gefördert, wer bar bezahlen möchte, guckt oft in die Röhre.

In Rostock nimmt die Zahl der Barzahlungsmöglichkeiten im ÖPNV ab. An weniger als 10 Prozent der Haltestellen gibt es Automaten mit Bargeldannahme. Die Entwicklung zeigt: Obwohl sich die Politik offiziell zur Beibehaltung des Bargelds bekennt, werden zunehmend digitale Lösungen bevorzugt. Aktuelle Untersuchungen von Payments Europe zur deutschen Zahlungslandschaft zeigen, dass deutsche Verbraucher häufiger Karten als Bargeld verwenden. Deutsche Verbraucher bevorzugen Kartenzahlungen aufgrund ihrer Bequemlichkeit, größeren Sicherheit und höheren Effizienz.

Bargeldabschaffung? Bargeldlose Zahlungen werden gefördert

Viele Verbraucher stellen sich nach und nach auf digitale Zahlungen ein – oft gefördert durch Komfort, Preisvorteile oder technische Neuerungen. Eine offene Diskussion über die langfristigen Auswirkungen findet jedoch nur begrenzt statt. Auch

die Bundesbank, die sich seit langem für den Erhalt des Bargeldes stark macht, muss jetzt eingestehen, dass es in einigen Regionen Deutschlands in Zukunft schwieriger wird, überhaupt an Bargeld heranzukommen. Der Vorstand der Deutschen Bundesbank, Burkhard Balz, wird allerdings nicht müde zu betonen, dass das Bargeld auch in Zukunft eine wichtige Rolle in Deutschland spielen wird. Und er sieht Deutschland mit über 50.000 Geldautomaten auch im europäischen Vergleich gut aufgestellt. Fakt ist aber auch, dass in Deutschland die Zahl der Bankfilialen von rund 53.500 im Jahr 2002 auf etwa 20.900 im Jahr 2023 gesunken ist. Auch die Zahl der Geldautomaten verringerte sich von 59.000 im Jahr 2018 auf etwa 51.000 Ende 2023. Motiviert ist dieser Rückgang im Bankensektor durch Kostendruck, ein zunehmendes Online-Banking und auch das Risiko von Sprengungen der Geldautomaten. Auch die Postbank plant, die ursprünglich 550 Filialen bis Mitte 2026 auf 320 zu reduzieren. Für Bundesbank-Chef Balz bleibt Bargeld trotz allem ein krisensicheres Zahlungsmittel, das auch das Bedürfnis nach Anonymität, Sicherheit und Kontrolle erfüllen kann. Er betont die Bedeutung als unabhängiges Zahlungsmittel, dass auch bei Cyberattacken und Stromausfällen nicht entbehrlich sei und somit „gelebte Freiheit“ bietet.

Bargeldersatz? Der digitale Euro steht schon vor der Tür

Parallel zur abnehmenden Nutzung von Bargeld arbeiten die Europäische Zentralbank und andere Institutionen intensiv an der Einführung eines digitalen Euro. Ziel dieser Initiative ist es, eine moderne Ergänzung zum bestehenden Zahlungssystem zu schaffen – kein Ersatz, sondern eine zusätzliche Option, die insbesondere im digitalen Raum Flexibilität und Sicherheit bieten soll. Kritiker befürchten, dass eine ausschließliche oder vorrangige Nutzung digitaler Währungen langfristig zu einer stärkeren Kontrolle des Zahlungsverkehrs führen könnte. In einem dargestellten Horrorszenario könnte das dann in Zukunft so aussehen, dass ein digitaler Euro mit festen Ausgabelimits oder Nutzungsvorgaben verknüpft sein könnte. Diese hypothetischen Modelle spiegeln ein tiefes Misstrauen gegenüber staatlicher Steuerung wider und mahnen zur Transparenz und demokratischen Kontrolle in der technischen und rechtlichen Ausgestaltung. Doch der



Bankensterben in Zahlen: Deutschlands Filialnetz schrumpfte von 53.500 (2002) auf 20.900 (2023). Foto: TBIT/pixabay.com

digitale Euro birgt laut Bundesbank auch klare Chancen: Er könnte als krisenfestes, staatlich garantiertes Zahlungsmittel fungieren, das unabhängig von privaten Anbietern funktioniert und gleichzeitig den Datenschutz stärkt. Anders als bei Kreditkarten oder kommerziellen Zahlungs-Apps liegt die Verantwortung hier bei einer öffentlichen Institution, die der europäischen Rechtsprechung unterliegt. Auch Menschen ohne Zugang zu Bankkonten könnten von einer digitalen Grundversorgung profitieren. Richtig umgesetzt, kann der digitale Euro somit nicht nur die Wettbewerbsfähigkeit Europas stärken, sondern auch finanzielle Teilhabe und technologische Souveränität fördern.

Die deutsche Politik hat dem digitalen Euro zugestimmt

Der Vorstoß zum digitalen Euro wird von der deutschen Politik getragen. Bei der Abstimmung zur Einführung des digitalen Euro im EU-Parlament im April 2024 hat die CDU dafür gestimmt, die SPD hat

sich enthalten und die Grünen forderten, dass das Barzahlen eingeschränkt wird. Lediglich die AfD stellte einen Antrag, Bargeld im Grundgesetz zu verankern. Dieser wurde jedoch von allen anderen Fraktionen abgelehnt. Schon heute wird in immer mehr Geschäften Bargeld abgelehnt, die Bargeldversorgungsinfrastruktur wird zurückgebaut. Auf dem Land wird es beispielsweise für Banken und Sparkassen immer weniger rentabel, Geldautomaten zu betreiben, da aufgrund der Möglichkeit des Online-Einkaufs und des digitalen Bezahlers auch immer mehr Bankfilialen geschlossen werden. In den vergangenen rund 15 Jahren hat sich die Anzahl der Bankstellen in Deutschland mehr als halbiert, wie die Bankstellenstatistiken der Bundesbank aufzeigen. Auch wenn für diese Veränderung wirtschaftliche Gründe eine Rolle spielen und nicht der Bürger bewusst zur digitalen Zahlung gedrängt werden soll, so ist es dennoch Fakt, dass die Wege zum Bargeld immer weiter werden. Vor allem für ältere Menschen kann das ein großes Problem sein.

Die Chancen für Bargeld stehen schlecht, wenn immer mehr digital bezahlt wird

Das bargeldlose Bezahlen ist auf dem Vormarsch, wie die Bundesbank ermittelte: Im Jahr 2011 der Anteil an Barzahlungen in Deutschland noch bei rund 80 Prozent, 2017 sank er bereits auf 75 Prozent und lag 2021 dann nur noch bei 60 Prozent. Aktuell werden nur noch rund 51 Prozent aller Zahlungen in Deutschland bar abgewickelt.

Heute kann noch jeder selbst entscheiden, wie er bezahlen möchte, wie lange das so bleibt, ist nicht absehbar. Auch wenn die Nutzung digitaler Zahlungsmittel viele Vorteile bietet, bleibt es wichtig, eine ausgewogene Debatte über Datenschutz, Freiheit und wirtschaftliche Teilhabe zu führen. Veränderungen im Finanzsystem erfolgen oft schleichend – und es liegt an der Gesellschaft, deren Richtung mitzugestalten.

STEPHANIE SCHOEN

Goldreserven verkaufen – ja oder nein?

Rekordschulden und Rekordausgaben: Bis 2029 droht ein Schuldenloch von 850 Milliarden Euro. Deutschland besitzt jedoch die zweitgrößten Goldreserven der Welt. Sollte das Edelmetall verkauft werden, um die Verschuldung zu bremsen? Ein Blick auf den Bundeshaushalt und die mögliche Rolle des Goldes.

Es sind astronomische Zahlen, wie sie noch keine Bundesregierung zuvor bei der Haushaltsplanung vorgelegt hat: Der Haushaltsplan des Bundesfinanzministers verspricht Rekorde – auch bei den Schulden. Allein in diesem Jahr plant Bundesfinanzminister Lars Klingbeil (SPD) mit Ausgaben von 503 Milliarden Euro im regulären Kernhaushalt. Gegenüber 2024 entspricht dies einem Anstieg um sechs Prozent. Da den geplanten Ausgaben nur 421 Milliarden Euro an Einnahmen gegenüberstehen, soll die Neuverschuldung von 33,3 Milliarden auf 81,8 Milliarden Euro hochschnellen. Für die kommenden Jahre kalkuliert Klingbeil sogar mit noch höheren Schulden. Bis 2029 soll sich die sogenannte Nettokreditausnahme, also Schuldenaufnahme minus Tilgung, auf 500 Milliarden Euro summieren. Und zwar allein im regulären Etat. Hinzu kommen Ausgaben aus den Sonderschulentöpfen für die Bundeswehr, die Infrastruktur und den Klimaschutz in Höhe von 347 Milliarden Euro. Das heißt, der Bundeshaushalt steuert auf ein 847 Milliarden schweres Schuldenloch zu. Doch Deutschland hat nicht nur Schulden, sondern die zweitgrößten Goldreserven weltweit. Goldreserven in Milliardenhöhe können als Sicherheit für Krisenzeiten eines Staates oder zum Schulden begleichen herangezogen werden. Angesichts der immensen Verschuldung Deutschlands wäre es wünschenswert, im Notfall sofortigen Zugriff auf alle Goldreserven zu haben. Denn letztendlich ist es das Geld deutscher Steuerzahler.

Wie viele Goldreserven hat Deutschland? Bundesbank verwaltet 3.350 Tonnen Gold

Der Bund besitzt die zweitgrößten Goldbestände der Welt nach denen der USA. Diese Goldreserven sind ein wichtiger Bestandteil der deutschen Finanzstabilität und werden von der Deutschen Bundesbank verwaltet: Ende 2024 verfügte Deutschland insgesamt über mehr als 3.350 Tonnen Gold, wie die Bundesbank in ihrem Geschäftsbericht für 2024 mitteilte, was einem Rekordwert von 270,58 Milliarden Euro entsprach. Davon lagern allerdings nur rund 51 Prozent (1.710 Tonnen) der Goldbarren in Deutschland, und zwar tief unter der Erde in Frankfurt am Main. Die andere Hälfte der deutschen Goldreserven befindet sich im Ausland, nämlich in New York und London. So lagern zurzeit etwa 37 Prozent der Goldbarren (rund 1.236 Tonnen) im Wert von bis 100 Milliarden Euro – bei der US-Notenbank, der Federal Reserve

Bank (Fed) in New York. Der Rest der deutschen Goldreserven (405 Tonnen) wird von der Bank of England in London verwahrt. Sabine Mauderer ist Vizepräsidentin der Bundesbank und sagte bei der Vorstellung der Jahresbilanz im Februar: „Besonders in der langfristigen Betrachtung ist die Neubewertungsreserve für Gold stark angewachsen.“ Im Vergleich zum Stand bei Beginn der Währungsunion, also Anfang 1999, sei die Bewertungsreserve für Gold fast dreizehnmal so hoch. Heißt: Berücksichtigt man noch die starke Preissteigerung des Goldes von gut einem Viertel im bisherigen Jahresverlauf, entspricht der reine Marktwert des deutschen Goldes aktuell sogar rund 340 Milliarden Euro. Damit ließe sich doch manches Loch im Bundeshaushalt stopfen, oder?

Gold statt Schulden: Warum das Gold nicht zu Geld machen?

Die Diskussion über die Goldreserven ist alt: Schon häufig hat die Haushaltslage zu Begehrlichkeiten bei Politikern geführt, einen Teil der Reserven zu „versilbern“ und damit Lücken im Bundeshaushalt zu stopfen, das Gesundheitswesen oder die Rente zu reformieren. Doch ein Eingriff in die Reserven würde nach Ansicht von Währungsexperten das Vertrauen in den Euro, aber auch die Zahlungsfähigkeit der Bundesrepublik erschüttern, das ohnehin durch die Rekordneuverschuldung extrem erschüttert ist. Die Bundesbank führt außerdem die universelle Akzeptanz von Gold als Zahlungsmittel, die Diversifikation der Währungsreserven und die Robustheit des Landes gegen Schocks an.

Alexander Kriwoluzky ist Makroökonom am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung in Berlin. Er sagt: „In der Regel haben sich die Zentralbanken darauf geeinigt, dieses Gold nicht zu verkaufen oder nicht in großem Maße zu verkaufen, um den Preis des Goldes nicht künstlich nach unten zu treiben.“ Denn wenn die Zentralbanken auf einmal das Gold verkauften, dann würde der Preis des Goldes fallen. Die politischen Konsequenzen wären dann unter Umständen dramatischer, als der finanzielle Gewinn groß wäre. Die Bundesbank würde hohe Verluste machen. „Die Menschen in der Bevölkerung werden unter Umständen das Vertrauen in die Bundesbank verlieren“, sagt Kriwoluzky. Das kenne man bereits aus der deutschen Geschichte: „Vor mehr als 100 Jahren gab es ja schon mal eine Hyperinflation. Und damals war es ja praktisch der Fall, dass die Zentralbank angefangen hat,



Mehr als ein Drittel dieser Goldbarren wird derzeit bei der US-Notenbank FED in New York verwahrt.
Foto: manassanant pamai/iStock

die fiskalischen Defizite der Weimarer Republik zu finanzieren. Und das führte zur Inflation.“

Rücklage: Gold als Reserve für extreme Krisen

Wenn der Preis für einen Barren steigt, profitiert der Bund aber im Prinzip schon jetzt: Denn Gewinne, unter anderem aus der Wertsteigerung des Goldes, überweist die Bundesbank ans Finanzministerium. Derzeit schreibt sie allerdings rote Zahlen. Deswegen hat die Bank zuletzt auch keine Gewinne ausgeschüttet. Gerade in so einer Situation seien die Goldreserven jedoch eine wichtige Rücklage, heißt es. Außerdem würden sie für extreme Krisen vorgehalten. Einen dramatischen Währungsverfall etwa. „Das sind in der Regel Kriegsfälle“, sagt Kriwoluzky. „Ansonsten kann ich mir jetzt kein Szenario vorstellen, wo die Bundesbank unbedingt an die Reserven rangehen muss.“ Begehrlichkeiten gab es in der Vergangenheit trotzdem immer wieder: Mal wollten Politiker mit dem Gold eine Kulturstiftung aufbauen, mal Steuersenkungen finanzieren oder die Sozialsysteme sanieren. Bundesbankpräsident Joachim Nagel sagt dazu: „Ich denke keine Nanosekunde darüber nach und an der Einschätzung hat sich nichts geändert. Gold ist der Vertrauensanker auch für die deutsche Bevölkerung, auch für unsere Bilanz. Und auch rückblickend muss man sagen, es war richtig, dass man diesen Begehrlichkeiten nicht nachgegeben ist.“ So mussten die Deutschen im 20. Jahrhundert zwei Währungszusammenbrüche erleben. Die Goldreserven seien ein „großer Vertrauensanker in der Bevölkerung“, so Bundesbankpräsident Joachim Nagel. Die Erlöse aus dem Goldverkauf wären ohnehin nur ein Tropfen auf den heißen Stein: Der deutsche

Staat steht derzeit mit etwa 2,7 Billionen Euro in der Kreide.

Warum lagert deutsches Gold im Ausland?

Die Gründe liegen in der Weltwirtschaftsordnung nach dem Zweiten Weltkrieg. Nachdem das Gold der Reichsbank von den Alliierten konfisziert worden war, lagen die Goldbestände der jungen Bundesrepublik bei null. Es wurden also keine Goldbestände der Bundesrepublik in die USA, England oder Frankreich geschafft, sondern sie wurden ihr als teilweise Bezahlung ihrer hohen Leistungsbilanzüberschüsse seit 1951 gutgeschrieben. Das sahen die Regeln der damaligen Europäischen Zahlungsunion (EZU) und des internationalen Währungssystems von Bretton Woods vor. Dieses Gold wurde aber nicht nach Deutschland geliefert, sondern es blieb zumeist an den großen Goldhandelsplätzen in den USA, Großbritannien und Frankreich. Noch 2013 lagerten 69 Prozent

der deutschen Goldreserven im Ausland. Eine große Rolle spielten dabei auch Sicherheitsaspekte. Während des Kalten Krieges erstreckte sich der Machtbereich der Sowjetunion bis an die Grenze der Bundesrepublik, sodass es nahe lag, die Reserven in weiter westlich gelegenen Lagerstellen zu belassen.

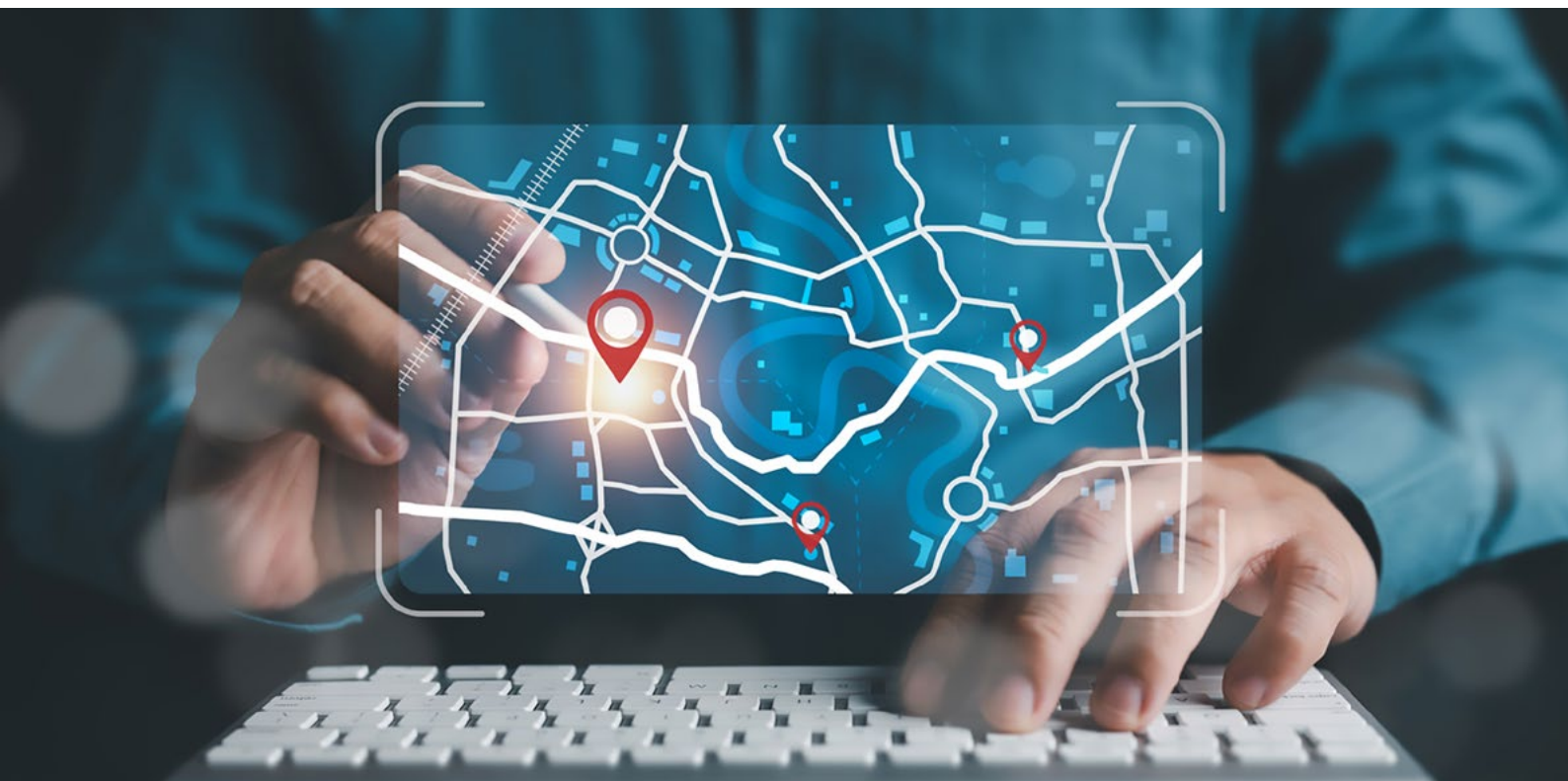
Zollstreit: Ist das Gold unter Trump noch sicher?

Doch wie sicher ist das deutsche Gold in New York, was hauptsächlich aus Handelsüberschüssen erwirtschaftet wurde? Genau diese Handelsüberschüsse sind Donald Trump ein Dorn im Auge. Seine Antwort darauf sind Zölle. Inmitten des Zollstreits mit der EU und der zunehmenden Entfremdung zwischen Washington und Berlin mehrte sich die Kritik, dass noch immer ein Drittel der deutschen Goldreserven bei der US-Notenbank Federal Reserve lagern. Auch die Äußerungen von US-Präsident Donald Trump gegen Notenbankchef Jerome Powell, in denen er die Unabhängigkeit des amerikanischen Zentralbankensystems infrage stellt, befeuern die Debatte in Krisenzeiten um die Sicherheit des deutschen Goldes in Amerika. Der Europäische Steuerzahlerbund hat bereits die Rückführung des Goldes in die Tresore der Bundesbank gefordert.

MIRELL BELLMANN

Kommt der gläserne Bürger?

Bis 2030 soll jeder Bürger in der EU eine EUID-App als sogenannte digitale Brieftasche auf seinem Smartphone haben. Damit sollen die Bürger umfassend digitalisiert werden – Finanzen, Ausweise, Impfpässe, Stromverbrauch, Patientenakte und vieles mehr soll dann auf Knopfdruck abrufbar sein.



Mit der geplanten EUID-App droht umfassende digitale Überwachung – Kritiker warnen vor dem Ende anonymer Freiheiten. Foto: RerF/iStock

Die digitale Identität der Bürger ist keine Sci-Fi-Fantasie mehr, sie steht direkt vor der Tür. Mit der EU-Verordnung „eIDAS 2.0“ von 2024 ist das klare Ziel der EU ausgesprochen, die Grundlage zur Schaffung einheitlicher digitaler Identitäten in der EU zu entwickeln. Spätestens ab 2030 soll sie für alle EU-Bürger kommen. Bereits seit 2023 arbeitet die eigens dafür geschaffene Arbeitsgruppe „Potential“ daran, ein derartiges System europaweit auszurollen. Potential arbeitet dabei mit 155 Organisationen aus 19 Ländern zusammen, unter anderem auch mit militärtechnischen Unternehmen und Digitalkonzernen. Die Arbeitsgruppe hat verschiedene Nutzungsvorschläge für die digitale Brieftasche erarbeitet. Dazu gehören z. B. der Zugang zu Behördendiensten, die Eröffnung eines Bankkontos, der mobile Führerschein, die eSignatur, die Registrierung von SIM-Karten und die Einreichung von Rezepten. In der digitalen Brieftasche soll sich dann praktisch unser ganzes Leben befinden – vom Ausweis über Steuernummer,

Führerschein, Impfpass, Patientenakte hin zum digitalen Euro. Österreich ist mit der ID Austria in Sachen digitale Brieftasche bereits sehr weit fortgeschritten. Dort soll die ID Austria bereits 2026 kommen als Angebot, wobei die Freiwilligkeit schon nach und nach abgebaut wird. Noch befindet sich die EUID in der Testphase. Im Februar 2025 fand ein grenzüberschreitender Test in Warschau statt, bei dem 15 nationale Geldbörsen und 20 Dienste im Peer-to-Peer-Verfahren Daten austauschten. Sogar die Ukraine nahm an Testläufen teil, um die Kompatibilität ihrer digitalen Dokumente mit den EU-Systemen zu überprüfen.

EUID – Datenschützer schlagen Alarm

Die oben beschriebenen, geplanten Anwendungsfälle stellen zunächst einmal für die Bürger Erleichterungen dar. Allerdings bringt die EU-App natürlich eine ganze Menge Gefahren mit sich. Es ist noch völlig ungeklärt, wie in diesem digitalen Sys-

tem die persönlichen Daten gespeichert werden, wie sie genutzt werden und vor allen Dingen, wie sie geschützt werden können. Kein Wunder, dass Datenschützer und Aktivistengruppen eindringlich warnen, dass durch die digitale Identität die Überwachungs- und Datensammelmöglichkeiten sowohl von staatlicher Seite als auch von privaten Unternehmen dramatisch ausgeweitet werden können. Das Missbrauchspotenzial ist extrem hoch, unter anderem dann auch für Hacker. Wie auch ein Vertreter des Unternehmens Ubiqu, ein großer Player bei der Entwicklung der digitalen Identität, einräumte, wird die digitale Identität zwar unbegrenzte Möglichkeiten bieten, aber eben auch ein unbegrenztes Missbrauchspotenzial. Die Arbeitsgruppe Potenzial hat bereits unterschiedliche Möglichkeiten aufgezeigt, wie und wo die Bürger dann aufgefordert werden können, ihre Identität digital nachzuweisen. Hierfür werden verschiedene Technologien vorgeschlagen, wie das durch persönliche Kontrollen, bei Interaktionen beim Einkauf oder im Büro oder auch durch Fernanmeldungen an digitalen Geräten möglich ist. Jede dieser Technologien bringt allerdings Schwachstellen mit sich, die die Privatsphäre gefährden können, sofern keine umfangreichen Schutzmaßnahmen ergriffen werden. Datenschützer warnen vor allen Dingen auch vor einer überstürzten Einführung der EUID, die den Weg frei macht für eine digitale Kontrollgesellschaft.

Chinesisches Sozialkreditsystem als Vorbild?

In China überwacht die Regierung bereits durch ein digital gesteuertes Sozialkreditsystem seine Bevölkerung. Wer sich konform verhält, wird belohnt – Fehlverhalten wird bestraft. Unzählige Überwachungskameras mit Gesichts- und Gangerkennung sorgen dafür, dass das System immer genau weiß, wer was wann und wo tut. Auch werden Informationen aus den chinesischen sozialen Medien, dem Onlineshopping und Daten zum Surfverhalten gesammelt und dann mit anderen Daten verknüpft, wie beispielsweise dem Strafregister. Die Fülle der gesammelten Daten ermöglicht es der Regierung dort, ihre Bürger umfassend zu kontrollieren und sie dann auch zu bewerten, zu belohnen oder zu bestrafen. Gesteuert wird dies über ein Punktesystem, bei dem man mit „gutem“ Verhalten Punkte sammelt und bei „schlechtem“ Verhalten Punkte abgezogen bekommt. Wer als „gutes“ Mitglied der Gesellschaft viele Punkte gesammelt hat, kann von verschiedenen Vergünstigungen profitieren: ein einfacherer Zugang zu Behörden, eine bessere Krankenversicherung oder auch niedrige Kreditzinsen. Wer allerdings Punkte durch „schlechtes“ Verhalten verliert, muss sich auf Sanktionen einstellen, wie teure Kredite oder der Ausschluss der eigenen Kinder von guten Schulen.

Die Totalüberwachung ist auch in Europa auf dem Vormarsch

Auch hierzulande wird die digitale Überwachung zügig ausgebaut und die EUID ist nur ein weiterer Baustein. So werden durch

Smart Meter bereits Stromverbräuche erfasst und können mit der digitalen Identität dann später verknüpft werden. Auch das Lieferkettengesetz zielt darauf ab, über den digitalen Produktpass, der Angaben zu Herkunft, Nachhaltigkeit etc. speichert, die Lieferketten lückenlos verfolgen zu können. Über digitale Wartungsberichte, die mit der digitalen ID verknüpft werden, ist dann auch der TÜV-Bericht des eigenen Autos erfasst. Im Bereich Gesundheit ermöglicht die digitale Identität jedem Arzt und jeder Klinik einen schnellen Zugang zur Patientenakte. Auch digitale Rezepte und andere medizinische Aufzeichnungen werden dann EU-weit nutzbar sein. Impf- und sonstige Testpässe werden EU-weit standardisiert und anerkannt. Zusätzlich lassen sich auch Versicherungsverträge in die EUID-App integrieren und die Zahlungen mit dem digitalen Euro. Auch elektronische Signaturen und Identitätsnachweise werden dann über die App laufen und eine physische Unterschrift ablösen. Im Umgang mit Behörden und Anträgen werden sich die Bürger dann über ihre App identifizieren. Dann werden über die App Zugriffsrechte gesteuert, wie zum Beispiel für das Grundbuchamt. Auch beim Thema Mobilität wird dann demnächst vieles über die digitale ID laufen – im öffentlichen Verkehr, beim Carsharing, Bikesha-ring oder bei Elektrorollern. Der digitale Führerschein wird dann EU-weit vorzuzeigen sein – schöne neue Welt!

Die wichtigen Rechts- und Sicherheitsfragen bleiben offen

Wie Lilith Wittmann, eine der bekanntesten Hackerinnen und renommierte IT-Sicherheitsexpertin, bereits anmahnte, ist zwar im Rahmen der Entwicklung der EUID bereits bis ins Detail spezifiziert, wie Unternehmen Daten aus der ID empfangen und verarbeiten können, die wichtigsten Fragen zum Verbraucherschutz bleiben allerdings offen oder werden einfach ignoriert. So ist zum Beispiel noch völlig unklar, wie es um die Haftbarkeit bestellt ist, wenn Dokumente aus der ID-Wallet gestohlen werden und Betrugern in die Hände fallen. Das wird schon beim Onlineshopping ein Problem. Viele Shopsysteme haben Sicherheitslücken und die eigene Identität gerät dann vielleicht in Hände, die sie nicht haben sollten. Wie der Bürger vor einem Identitätsklau geschützt werden kann, ist noch vollkommen unklar – und wer muss dann beweisen, dass er eben nicht mit seiner verifizierten, digitalen Ausweiskopie z. B. einen Kredit beantragt hat?

STEPHANIE SCHOEN

Italiens Traum mit Haken

Für einen Euro ein Haus in Italien kaufen – klingt verlockend, ist es aber nur bedingt. Denn hinter dem symbolischen Preis für das 1-Euro-Haus verbergen sich Pflichten, Auflagen und jede Menge Bürokratie. Wer sich dennoch darauf einlässt, bekommt nicht nur eine Ruine, sondern auch die Chance auf ein neues Leben in malerischer Umgebung – sofern er das Risiko realistisch einschätzt.



Meist liegen die Häuser in abgelegenen Regionen und sind stark renovierungsbedürftig. Foto: cocoparisienne/pixabay

Für den symbolischen Preis eines Espressos bieten zahlreiche italienische Regionen Häuser zum Kauf an. Die meisten Immobilien, die im Rahmen des „Case a 1 Euro“-Programms verkauft werden, liegen in schönen, aber alten Dörfern und sind stark renovierungsbedürftig. Genau das ist die Idee hinter der Initiative: Menschen erhalten für einen symbolischen Preis ein Haus und verpflichten sich im Gegenzug, die bröckelnde Bausubstanz zu erhalten. Je nach Zustand können so Kosten entstehen, wie sie auch bei gut erhaltenen Altbauten anfallen. Ganz neu ist das Ganze nicht.

Die Initiative entstand 2008 in einer kleinen Stadt auf Sizilien, in Salemi in der Provinz Trapani, und war so erfolgreich, dass viele andere Dörfer diesem Beispiel folgten. Sie breitete sich dann schnell zunächst in Süditalien aus und erreichte später auch viele kleine Dörfer in Norditalien.

Was bedeutet 1-Euro-Haus genau?

1-Euro-Häuser sind seit Langem leerstehende Immobilien, deren Zustand stark variiert: vom „Steinhaufen auf einem Grundstück“ bis zu „verfallenen Gebäuden in alten Dörfern“. Häufig handelt

es sich auch um „renovierungsbedürftige Wohnungen aus den Sechziger- oder Siebzigerjahren“. Diese Objekte werden zum symbolischen Preis von einem Euro abgegeben.

Die Idee klingt verlockend: Ein eigenes Haus in malerischen Orten für nur einen Euro? Doch das scheinbare Traumangebot hat seinen Preis – in Form klarer Auflagen, Sanierungspflichten und nicht zu unterschätzender Behördengänge. Wer sich davon nicht abschrecken lässt, erhält die Chance auf ein neues Zuhause und ein Stück italienischer Lebensart.

Die Grundidee ist einfach: Verfallene Gebäude werden für einen Euro verkauft – mit dem Ziel, sie wieder nutzbar zu machen. Damit sollen Dörfer und Altstädte, die durch Abwanderung und Überalterung verfallen, neu belebt werden. Günstig heißt aber nicht kostenlos: Käufer verpflichten sich meist, innerhalb von ein bis drei Jahren umfassende Renovierungen vorzunehmen. Weitere Bedingungen sind oft die Anmeldung eines Hauptwohnsitzes vor Ort und die tatsächliche Nutzung des Hauses. Kinder sollen vor Ort zur Schule gehen, um die Infrastruktur zu erhalten. Aufwand und Kosten sind also immens.

Bauvorschriften und mehr

Der demografische Wandel trifft viele ländliche Regionen Italiens hart. Die Abwanderung junger Menschen in Städte oder ins Ausland lässt ganze Dörfer verwaisen. Verlassene Immobilien belasten die Kommunen finanziell und beeinträchtigen das Ortsbild. Statt Abriss suchen viele Gemeinden nach kreativen Lösungen – etwa durch das 1-Euro-Modell. Parallel gibt es weitere Maßnahmen, um neue Bewohnerinnen und Bewohner anzulocken. Wer glaubt, direkt nach dem Kauf mit den Arbeiten beginnen zu können, irrt. In Italien gelten strenge Bauvorschriften – deren Einhaltung meist nur mit lokalen Experten gelingen. Für fast alle Arbeiten benötigt man einen sogenannten Geometra, Architekten oder Ingenieur. Dieser reicht die Pläne bei der Gemeinde ein – und ohne diese Genehmigung wiederum ist kein Bau erlaubt. Gerade denkmalgeschützte Häuser unterliegen besonderen Auflagen. Bestimmte Materialien sind vorgeschrieben, die Fassadengestaltung ist oft nur eingeschränkt möglich. Lokale Bauämter überwachen regelmäßig den Fortschritt. Verstöße – etwa Bauen ohne Genehmigung – können Strafen oder sogar Rückbauten nach sich ziehen.

1-Euro-Haus: Tipps für Interessierte

Wer ein 1-Euro-Haus kaufen will, sollte nicht nur vom Eigenheim träumen, sondern realistisch planen. Vier zentrale Hinweise: **Gründlich informieren:** Die Bedingungen unterscheiden sich je nach Gemeinde. Wer Risiken vermeiden möchte, sollte Ausschreibungen und Webseiten genau studieren.

Sanierungskosten ehrlich kalkulieren: Die meisten Objekte sind stark renovierungsbedürftig. Kostenvoranschläge sollten frühzeitig eingeholt werden.

Mit Fachkräften arbeiten: Ein ortskundiger Architekt oder Geometra unterstützt bei Genehmigungen und Umsetzung.

Langfristige Perspektive klären: Das Modell eignet sich eher für dauerhaften Wohnsitz als für gelegentliche Aufenthalte.

Als Ausländer ein 1-Euro-Haus erwerben

Können Ausländer in Italien 1-Euro-Häuser kaufen? Ja! Doch einiges ist zu beachten. Erwerbsberechtigt sind alle Staatsangehörigen jener Länder, in denen auch Italiener Immobilien kaufen dürfen. Das betrifft Bürgerinnen und Bürger der EU sowie aus Kanada, den USA und Großbritannien. In der Schweiz ist der Erwerb erlaubt, sofern die Nettofläche 200 Quadratmeter nicht überschreitet. Ausländische Staatsangehörige können nur dann ein solches Haus erwerben, wenn sie im Besitz einer italienischen Steuernummer sind. Diese wird für die Steuerzahlung benötigt. Die italienische Steuerbehörde stellt das Dokument aus, das gegenüber Behörden und öffentlichen Einrichtungen als Nachweis dient. Es kann auch im Ausland – von Italienern wie Ausländern – über das Konsulat beantragt werden. Die Zuteilung erfolgt sofort und wird über eine spezielle Telematikverbindung mit dem Fisconline-Dienst der italienischen Steuerbehörde abgewickelt. Für die Beantragung beim Konsulat sind ein Formular und eine Ausweiskopie erforderlich.

Voraussetzungen für den Kauf eines 1-Euro-Hauses

Es gibt keine besonderen Anforderungen für den Erwerb eines 1-Euro-Hauses in Italien, jedoch einige Grundbedingungen, die je nach Gemeinde unterschiedlich sind. In manchen Dörfern ist es etwa erforderlich, beim Kauf ein Projekt für touristische oder gastronomische Nutzung vorzulegen. In anderen Fällen sind die Häuser nur für Wohnzwecke oder ohne konkrete Auflagen vorgesehen. Einkommens- oder Vermögensgrenzen bestehen nicht. Grundsätzlich kann jeder Interessierte teilnehmen. Wichtig ist allerdings, die Fristen für Renovierung und Modernisierung einzuhalten, um das Projekt nicht zu verlieren. Zudem sind Notargebühren, Eigentumsurkunden und Renovierungskosten vom Käufer zu tragen.

So funktioniert der Erwerb

Wer Zeit mitbringt, kann Italien bereisen und direkt vor Ort Gemeinden aufsuchen. Viele Orte zeigen die Häuser gern, oft auch spontan. Dennoch empfiehlt sich eine Terminvereinbarung und gezielte Ortsauswahl.

Ansprechpartner vor Ort

Zuständig sind die jeweiligen Gemeinden. Diese veröffentlichen Listen mit verfügbaren Objekten. Ansprechpartner sind meist kommunale Mitarbeitende, Agenturen oder lokale Start-ups

– oft gegründet von Rückkehrern, die ihre Heimat wiederbeleben wollen.

Welche Vorgaben gelten für Käufer?

Trotz des symbolischen Kaufpreises gibt es verbindliche Auflagen. Käufer müssen in der Regel:

- mögliche Altlasten begleichen
- alle nötigen Unterlagen einreichen
- einen Sanierungsplan erstellen lassen
- innerhalb weniger Monaten nach Genehmigung mit der Renovierung beginnen
- die Arbeiten innerhalb eines festgelegten Zeitraums abschließen
- eine Kaution bei der Gemeinde hinterlegen
- in manchen Fällen eine Versicherung abschließen

Wie viel Gestaltung ist erlaubt?

Ein Sanierungskonzept ist erforderlich und muss genehmigt werden. Um das Ortsbild zu erhalten, sind Änderungen an der Fassade meist nur begrenzt möglich. Markante Modernisierungen werden in der Regel abgelehnt.

Welche Nebenkosten entstehen?

Käufer sollten mit folgenden Ausgaben rechnen, je nach Objekt und Konditionen variieren diese erheblich:

- Notarkosten: zwischen 1.000 und 1.500 Euro
- Steuern: mindestens 1.000 Euro bei Zweitwohnsitz, zusätzlich Hypotheken- und Katastersteuer
- Geometra für Sanierungsplan: rund 3.500 Euro
- Renovierungskosten: je nach Aufwand zwischen 700 und 1.400 Euro pro Quadratmeter

Ein Rechenbeispiel: Bei einem Haus mit 80 Quadratmetern liegen die Gesamtkosten zwischen 70.000 und 125.000 Euro.

Wie geht es weiter, wenn die Entscheidung steht?

Wer sich für ein Objekt entschieden hat, muss meist:

- das Interesse offiziell bei der Gemeinde bekunden (Formulare einreichen),
- den Sanierungsplan vorlegen,
- die Garantiesumme – meist 5.000 Euro – hinterlegen,
- eine italienische Steuernummer (codice fiscale) beantragen – auch über das zuständige Konsulat.

Digitalisierung bringt neuen Schwung

Im Jahr 2024 hat die italienische Regierung gemeinsam mit mehreren Regionen neue digitale Plattformen eingeführt, um den Erwerb von 1-Euro-Häusern zu vereinfachen und transparenter zu gestalten. Diese Digitalisierung hat das internationale Inter-

esse deutlich erhöht – insbesondere bei jüngeren Interessenten aus Deutschland, den USA und Japan. Laut einer Erhebung des italienischen Städtebundes ANCI hat sich die Zahl ausländischer Kaufinteressenten seit 2022 verdoppelt. Einige Regionen werben gezielt um kreative Freiberufler und digitale Nomaden, denen Co-Working-Spaces und steuerliche Vorteile geboten werden. Besonders gefragt sind derzeit Immobilien in der Toskana, den Abruzzen und der Basilikata. Auch Investoren zeigen zunehmendes Interesse: Private Stiftungen und gemeinnützige Projekte erwerben 1-Euro-Häuser, um sie in Ateliers, Gästehäuser oder soziale Treffpunkte zu verwandeln. Damit wird das ursprüngliche Ziel um eine soziale Dimension erweitert: nachhaltige Dorfentwicklung statt reiner Immobilienverkauf.

Staatliche Hilfen zur Bau- und Energiesanierung

Wer ein Haus für einen Euro erwirbt, muss die Pflicht zur Renovierung ernst nehmen. Die italienische Regierung bietet dafür zahlreiche Boni und folgende Vergünstigungen:

Renovierungsbonus: Hier gibt es ein Budget, innerhalb dessen Ausgaben steuerlich abgesetzt werden können.

Restaurierungsbonus: Ermöglicht einen Steuerabzug von 50 Prozent der Ausgaben bis maximal 96.000 Euro.

Auch ein Bonus für Möbel und Haushaltsgeräte ist verfügbar: Damit können 50 Prozent der Ausgaben für neue Einrichtung gespart werden.

1-Euro-Haus: Italien zwischen Traum und Wirklichkeit

Die 1-Euro-Häuser in Italien bieten mehr als nur ein günstiges Angebot – sie sind Teil eines umfassenderen gesellschaftlichen Projekts zur Revitalisierung ländlicher Regionen. Wer sich auf die finanziellen und organisatorischen Anforderungen einlässt, kann nicht nur ein Haus erwerben, sondern auch aktiv zur Zukunft eines Ortes beitragen.

MAXIMILIAN MODLER

Erbe regeln: So bleibt Ihr Partner im Haus

Sind Sie wiederverheiratet und haben Kinder aus früheren Beziehungen? Dann ist besondere Vorsicht geboten, wenn es um die Erbaufteilung geht. Dieser Leitfaden zeigt, wie Sie Streit vermeiden – und wie Sie sicherstellen, dass Ihr Partner nach Ihrem Tod im gemeinsamen Haus bleiben kann.



Wenn der Nachlass nichts als Ärger verspricht, verzichten viele Erben lieber. Auch das Erbe aufzuteilen, ist oft schwieriger als gedacht. Foto: Bernhard_Schuermann/pixabay.com

Laut einer Umfrage der Kanzlei Familjens Jurist sorgen sich sieben Prozent der Europäer über Erbstreitigkeiten – das betrifft über eine halbe Million Menschen. „Wenn jemand stirbt, geht es nicht nur um Geld, sondern auch um Emotionen und Erinnerungen“, sagt Arne Larsson, Erbrechtsexperte bei Familjens Jurist. Um Konflikte zu vermeiden, sei offene Kommunikation entscheidend. „Wer über Erbregelungen spricht, senkt das Risiko für Streit“, so Arne Larsson, Erbrechtsexperte bei Familjens Jurist gegenüber unseren schwedischen Kollegen von Privata Affärer.

Erben in Patchworkfamilien

In Patchworkfamilien ist besondere Vorsicht geboten: Stirbt ein Partner, erben dessen eigene Kinder dessen Vermögensanteil. Stiefkinder haben kein gesetzliches Erbrecht. Wer dies ändern will, muss ein Testament aufsetzen. Besonders wichtig ist

das Wohnrecht des überlebenden Partners: Gehört das Haus beiden, kann der Anteil des Verstorbenen an die Kinder übergehen. Viele Paare setzen sich deshalb per Testament mit „freiem Verfügungsrecht“ als Erben ein – so erhalten Kinder ihren Pflichtteil sofort, aber den Rest erst später.

Risiken durch Pflichtteile und Banken

Problematisch wird es, wenn Kinder ihren Pflichtteil sofort einfordern. Oft muss dann das Haus verkauft werden. Banken stufen Alleinerben mit geringerem Einkommen (zum Beispiel Rente) häufig als nicht kreditwürdig ein. Auch ein Ehevertrag, der das Haus einem Partner zuschreibt, birgt Risiken – etwa bei Scheidung.

Kapitalversicherung als Lösung

Kapitallebensversicherungen sichern den Partner finanziell ab. Der Begünstigte erhält

das Geld direkt, ohne dass es zur Erbmasse zählt. Laut BGH dürfen jedoch nur 25 Prozent des Vermögens auf diesem Weg übertragen werden. Kinder können in seltenen Fällen klagen – meist erfolglos. Alternativ gibt es prämienbasierte Versicherungen: Hier zahlt man regelmäßig ein, und der überlebende Partner erhält beim Tod eine größere Summe – etwa zum Auszahlen der Kinder. Voraussetzung: gute Gesundheit beim Abschluss.

Was Sie konkret tun sollten

1. Testament

Setzen Sie sich mit freiem Verfügungsrecht gegenseitig ein. Kinder erhalten so ihren Pflichtteil sofort, aber den Rest erst später.

2. Kapitallebensversicherung

Der Partner wird Begünstigter. Vorteil: Auszahlung außerhalb der Erbmasse, meist ohne Pflichtteilsanspruch. Einschränkung: Maximal 25 Prozent des Vermögens.

3. Pflichtteile abfedern

Stiefkinder fordern häufig sofort ihren Anteil. Lösung: Barvermögen oder Versicherung nutzen.

4. Ehevertrag – mit Vorsicht

Nur sinnvoll bei absoluter Klarheit. Im Scheidungsfall droht Verlust der Immobilie.

5. Kommunikation

Frühzeitige Gespräche mit Partner und Kindern vermeiden Konflikte und schaffen Klarheit.

Erbregelungen sind komplex – gerade in Patchworkfamilien. Mit Testament, Versicherungen und kluger Kommunikation lässt sich der Verbleib des Partners im Haus rechtlich gut absichern.

KI: Bringt sie uns eine bessere Zukunft?

Es geht Schlag auf Schlag. Bald, so hört man, haben wir die AGI (artificial general intelligence) und danach kommt die Superintelligence. Ich weiß es nicht, ob das stimmt, aber gehen wir mal davon aus, dass es so ist...

Es spricht einiges dafür, unter anderem diese Beobachtung: Das menschliche System der Wissensweitergabe ist ineffizient und schwerfällig, jeder Erdenbürger muss ganz von vorne anfangen und hat nur eine begrenzte Lebenszeit. Jede Generation muss dicke Bücher lesen, Jahre mit dem Studium verbringen und versuchen, irgendwas in ihr Hirn hineinzubekommen. Was nicht immer glückt. Für die Evolution sind ein paar 100.000 Jahre irrelevant. Die KI kann, was sie einmal gelernt hat, in Millisekunden an Millionen andere Rechner und Roboter weitergeben. Dieser Effizienz-Vorteil ist unschlagbar. Aber dann erklären uns Experten, es bestehe eine 50-prozentige Wahrscheinlichkeit, dass die KI die Menschheit auslöscht. Andere sagen, dass eine zehn bis 20-prozentige Wahrscheinlichkeit besteht, dass 50 Prozent der Menschheit ausgelöscht werden. Kann alles gut sein. Wie tragisch das wäre, überlasse ich der Bewertung des Lesers. Eine Kolonialisierung des Mars, wie Elon Musk vorschlägt, wäre nicht die Lösung, denn dann käme die KI natürlich mit.

Also, was tun wir, wenn wir die Kontrolle über die KI verlieren? Könnten wir sie nicht abschalten? Sie wird sich vermutlich wehren. Wenn sie so schlau ist wie behauptet, wird sie Mechanismen finden, um uns das auszureden oder unmöglich zu machen. Wir könnten dann ein Squad Team schicken und das Rechenzentrum bombardieren. Das wird die KI aber vermutlich verhindern, sofern diese Spezialeinheiten irgendwie mit dem Internet, mit der Telekommunikation, mit Elektrizität verbunden sind. Wahrscheinlich wird schon der Aufzug abstürzen, mit dem sie morgens zur Arbeit gehen wollen. Also müsste man einen Rambo haben, der sich mit einem großen Buschmesser nachts

an das Datenzentrum heranrobbt und die Kabel kappt. Leider ist der Rambo, den wir noch aus den alten Filmen kennen, nicht mehr in sehr gutem Zustand. Natürlich könnte man sagen, „Halt, wir stoppen jetzt alles, denken sechs Monate nach und versuchen zunächst mal ethische Guidelines zu formulieren“. Das funktioniert aber deshalb nicht, weil wir im massiven Wettbewerb zwischen den USA und China stehen und keiner von beiden bereit sein wird seine extremen Bemühungen zur KI-Herrschaft eine Minute zurückzustellen und damit den anderen einen unaufhebbaren Vorsprung zu geben. Und die Superintelligence-KI in den Händen der falschen Leute ist ja auch keine gute Option.

Durch KI bedrohte Berufe

Also blicken wir in die Zukunft: mal ganz prosaisch, welche Berufe werden denn wegen der KI wegfallen? Hier eine Random-Liste (ist Ihr Beruf dabei?):

Dolmetscher, Pornodarsteller, Fotomodell, Fotografen, Coder, Kassierer, Filmschauspieler, Berichterstatter, Fließbandarbeiter, Juristische Assistenz, Büro und Verwaltung, Grafik Designer, Werber, Callcenter, Telefonseelsorge, Psychiater, Künstler. Die meisten erklären sich selbst. Die Pornodarsteller werden irgendwann durch KI-generierte Darsteller ersetzt, das gleiche Schicksal dürfte dann wenig später auch die Schauspieler von Serien und kleinen Daily-Soaps ereilen.

Psychiater und Seelsorger: So eine KI weiß doch viel mehr als ein durchschnittlicher Seelenklempner und vor allem bringt sie nicht ihre persönlichen Probleme mit. Ein KI-Psychiater muss ja auch nur kurz Social Media screenen und weiß schon so ziemlich alles über

mich. Da spare ich viele Stunden teures Gequatsche.

Ob Künstler auch ersetzt werden? Man sagt ja, die KI könne nur kopieren, aber nicht wirklich kreative Sprünge vollziehen. Mal ehrlich: tun ja die meisten analogen Künstler auch nicht. Aber ein interessanter neuer Beruf wird sicher der „Prompter“ sein. Ein Prompter erstellt in der Welt der KI, vor allem bei Large Language Models (LLMs) wie ChatGPT, die sogenannten Prompts, die Eingabeaufforderung, die an ein KI-Modell gestellt wird. Künstlerische Live-Acts, Handwerker und Pflegeberufe sind noch für einige Zeit sicher. Bis die Robots kommen. Man sollte sich schon mit der Frage beschäftigen. „You’re not going to lose your job to an AI, but you’re going to lose your job to somebody who uses AI“, gab Nvidia-CEO Jensen Huang zu bedenken.

The Transition Period and the bright future

Wir müssen also irgendwie den Übergang hinbekommen zwischen dem Wegfall vieler Berufe sowie des herkömmlichen kapitalistisch-marktwirtschaftlichen Systems und einer künftigen Welt, in der wir aufgrund unbegrenzter Energievorkommen und dank in Roboterfabriken erzeugten unbegrenzten Gütern und Services nicht mehr arbeiten müssen. Und dann, falls die KI uns nicht auslöscht, uns doch noch toleriert oder wir sogar noch die Kontrolle über sie behalten, werden wir in eine wunderbare Welt gehen, in der wir in langen, hehren Gewändern mit einer Ukulele in der Hand singend, tanzend und liebend durch schöne Landschaften wandern, was vermutlich mit psychedelischen Drogen leichter gehen wird.

PROF. DR. ULRICH SEIBERT

Kaffeebohnen unter Verschluss

Kaffee wird zum Lieblingsziel organisierter Ladendiebe – und für Händler zum Sicherheitsproblem. In manchen Filialen wandern Bohnen inzwischen hinter Glas oder in Boxen. Wer zu spät sichert, riskiert leere Regale und steigende Verluste. Was der Einzelhandel jetzt unternimmt – und welche Maßnahmen Unternehmer kennen sollten.

Die Kaffeepreise sind deutlich gestiegen, was Packungen für Diebe attraktiv macht. Kaffee gehört laut Handelsexperte Frank Horst vom Kölner EHI-Institut seit Jahren zu den meistgestohlenen Waren – zunehmend werden sogar ganze Regale geleert. Besonders gefragt: Kilopackungen mit Bohnen. Personalmangel begünstigt unbemerkte Diebstähle. Daher werden Packungen öfter gesichert oder nur auf Nachfrage ausgegeben. In Großstädten ist das Problem besonders ausgeprägt. Laut EHI reagieren Unternehmen unterschiedlich. Rewe spricht von Einzelfällen an Brennpunkt-Standorten, flächendeckende Sicherungen gebe es nicht. Kaufland nutzt Sicherungsboxen an wenigen Standorten. Edeka überlässt Maßnahmen den selbstständigen Kaufleuten. Norma sichert Kaffee gar nicht. Aldi und Lidl äußerten sich nicht. Die Preissteigerungen machen Kaffee zunehmend zum Ziel für Beschaffungskriminalität und organisierte Banden. Marken wie Dallmayr oder Jacobs kosten bis zu 20 Euro pro Kilo. Gründe: teurere Rohstoffe, Trockenheit und Ernteaufschläge. Manche Kunden sehen im Klau auch einen Protestakt. Laut EHI stiegen die Handelsverluste 2024 auf 2,95 Milliarden Euro – ein Plus von 4,6 Prozent.

Kaffee ist dabei nur eines von vielen Zielen: Auch Spirituosen, Rasierklingen, Parfüm und Energydrinks sind betroffen. Der Handel investierte 2024 rund 1,6 Milliarden Euro in Si-



Eine Tasse Kaffee avanciert zum LUXUS. Foto: Bellezza87/pixabay.com

cherheit – so viel wie nie. Besonders mittelständische Händler geraten durch diese Zusatzkosten unter Druck. Große Ketten setzen zunehmend auf KI-gestützte Überwachungssysteme. Peter Schröder vom Handelsverband fordert härteres Durchgreifen. Weggesperrte Ware senke oft den Umsatz. Besonders bei bandenmäßigem Diebstahl müsse die Justiz aktiver werden. Nötig sei zudem eine bessere Ausstattung der Polizei. Viele Taten würden nicht angezeigt, Verfahren oft eingestellt. Das erleichtere Kriminalität zusätzlich.

IMPRESSUM

www.deutsche-wirtschafts-nachrichten.de
Geschäftsführer: Philipp Schmidt, Peter Frankl
Chefredaktion: Markus Gentner
Redaktion: Stephanie Schoen, Anika Völger, Mirell Bellmann, Siri Moede, Maximilian Modler, Carsten Schmidt
Gesamtkonzeption: Nicole Oppelt
Sales Director: Philipp Schmidt
Produktionsplanung: Arne Pomplun
Korrektur: Nicole Oppelt
Grafik: Nora Lorz

Cover: 21AERIALS/iStock
Verlag: BF Blogform Social Media GmbH
Redaktionsadresse:
 Kantstraße 23, 10623 Berlin
 Handelsregister Berlin-Charlottenburg, HR Nr. 105467 B
 Telefon: +49 (0) 30/81016030
 E-Mail: info@deutsche-wirtschafts-nachrichten.de

Redaktion:
 herausgeber@deutsche-wirtschafts-nachrichten.de
Anzeigenabteilung:
 adam.summer@deutsche-wirtschafts-nachrichten.de
Erscheinungsweise: Monatlich
Preis: 6 Ausgaben für 60 Euro (Inland) bzw. 70 Euro (EU-Ausland) inklusive Mehrwertsteuer und Versand. Für den Versand ins übrige Ausland kontaktieren Sie uns bitte direkt.
 abo@deutsche-wirtschafts-nachrichten.de

DWN AUCH ALS EPAPER LESEN!

*** **DWN Digital Premium Abo** ***

monatlich = 16,99 € | jährlich = 189,90 €

Unbegrenzter Zugriff auf sämtliche Online Artikel
der Deutschen Wirtschafts Nachrichten

Inklusive unserem täglichen Newsletter für Abonnenten,
dem DWN Telegramm

Monatliche Ausgabe unseres digitalen ePapers mit
einem spannenden Schwerpunktthema



**JETZT
ABONNIEREN**

unter: 030 810160-30
oder
[leserservice@deutsche-
wirtschafts-nachrichten.de](mailto:leserservice@deutsche-wirtschafts-nachrichten.de)

PROF. DR. GUNTHER SCHNABL DEUTSCHLANDS FETTE JAHRE SIND VORBEI

Prof. Dr. Gunther Schnabl

DEUTSCHLANDS FETTE JAHRE SIND VORBEI

Wie es dazu kam und wie wir ein neues
Wirtschaftswunder schaffen können



FBV

Noch gehört Deutschland zu den reichsten Ländern der Welt. Ob Eurokrise, Flüchtlingswelle, Corona-Pandemie und Beginn des Ukrainekriegs – die deutsche Wirtschaft zeigte sich robust. Doch die fetten Jahre sind vorbei, es geht immer weiter abwärts. Überall. Und das hat nicht nur mit externen Krisen zu tun. Der wirtschaftliche Niedergang und der Kaufkraftverlust, der weite Teile der deutschen Bevölkerung trifft, ist hausgemacht.

Um das zu verbergen, versprechen deutsche Politiker Wachstum dank Schulden und Klimainvestitionen. Der Leipziger Professor Gunther Schnabl erklärt, warum das nicht wirken wird. Er zeigt auf, warum unser Wohlstand, der noch auf den Reformen von Ludwig Erhard beruht, in Gefahr ist. Die Inflation ist kein neues Phänomen und noch lange nicht besiegt. In seinem Buch verdeutlicht Gunther Schnabl die wirtschaftspolitischen Fehler von Angela Merkel, der Ampelkoalition und der Europäischen Union. Sie alle sind von marktwirtschaftlichen Prinzipien abgerückt. Schonungslos benennt der Autor die größten Fehler: die kostspielige Eurorettung, die verfehlte Klimapolitik, überbordende Regulierung, Subventionen und der unkontrollierte Ausbau des Sozialstaats. Schnabl zeigt Lösungsansätze auf, wie wir zurück zu einem neuen Wirtschaftswunder finden können.

25,00 € | 978-3-95972-733-4