

Stromwende in Deutschland – Spannung für die Versorgungssicherheit?

Thomas Vahlenkamp, Sebastian Overlack, Fridolin Pflugmann, Thorben Ipers und Emil Hosius

Der Plan der Bundesregierung, aus der Kernkraft und allen fossilen Energien auszusteigen, setzt die historisch stabile Stromversorgung in Deutschland unter Spannung. Wie es tatsächlich um die künftigen Kapazitäten und Spitzenlasten steht, zeigen unsere aktuellen Berechnungen. Klar ist: Es wird mehr brauchen als den Ausbau der Erneuerbaren. Vielmehr ist ein Bündel von Maßnahmen auf der Angebots- und Nachfrageseite notwendig, um Deutschland auch weiterhin sicher mit Strom zu versorgen. Im Anschluss daran präsentieren wir die neuesten Ergebnisse im Energiewende-Index 2030.

Sicherstellung der Stromversorgung immer schwieriger

Deutschlands ist gut durch den Winter gekommen. Der befürchtete Blackout ist ausgeblieben. Doch die Sicherstellung der Stromversorgung bereitet immer größere Probleme. Ein Umstand, der durch den Krieg in der Ukraine nur verstärkt, aber nicht verursacht wurde. Die Warnzeichen mehren sich.

Ein Beispiel: Im Oktober importierte Deutschland aufgrund der schwachen Windverhältnisse zeitweise bis zu 11 GW Strom aus dem Ausland. Erst nach knapp einer Woche entspannte sich die Situation, und Deutschland führte wieder mehr Strom aus als ein.

Ein weiteres Beispiel: Im Dezember reichten die Netze nicht aus, um Windstrom aus dem Norden in den Süden zu transportieren. Es mussten Kraftwerke zugeschaltet und Strom aus der Schweiz importiert werden. Um die Kosten der Importe und den CO₂-Ausstoß des Redispatches zu reduzieren, wurden die Verbraucher mit einbezogen. Der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW rief seine Nutzer via App auf, Elektrogeräte nach Möglichkeit auszuschalten oder auf akkubetriebene zurückzugreifen.

Über Jahrzehnte stabile Versorgung

Lange Zeit war Deutschland Spitzenreiter, wenn es um sichere Stromversorgung ging. 2020 mussten hiesige Verbraucher im Schnitt nur etwa 15 Minuten mit Stromausfällen rechnen. Frankreich kam im gleichen Zeitraum auf 21 Minuten, Österreich auf 38 und Bulgarien gar auf 370 Minuten. Einziges Ausnahmejahr bildete 2021, als die Ausfallzeit infolge der Flutkatastrophe im Ahrtal um etwa ein Fünftel anstieg.



Die Stromwende bleibt spannend. Die Versorgung auch in Zukunft zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen, erfordert ein Bündel an Maßnahmen

Bild: Adobe Stock

Von der grundsätzlich hohen Versorgungssicherheit profitieren hierzulande nicht nur die Privathaushalte, sondern auch die Industrie, die auf ein stabiles Stromnetz essenziell angewiesen ist. Denn schon bei geringfügigen Ausfällen drohen ganze Wertschöpfungsketten zusammenzubrechen, beispielsweise im Automobil- oder Chemiesektor. Und das erneute Hochfahren, wenn der Strom wieder fließt, dauert oft Stunden oder Tage.

Gesicherte Leistung nimmt dramatisch ab

Inzwischen wird allen Stromnutzern klar: Spitzenreiter war gestern. Standen im Jahr 2010 noch 105 GW gesicherte Leistung zur Verfügung, waren es Ende 2022 noch 90 GW. Bleibt es bei den Ausstiegsplänen der Bundesregierung aus Kohle und Kernkraft, könnten es bis 2025 nur noch 80 GW und bis zum Ende des Jahrzehnts 70 GW sein. Addiert man zu-

sätzlich die Kapazität aus erneuerbaren Energien (EE), die statistisch im Bedarfsfall zur Verfügung steht, beträgt die verfügbare Leistung zu Spitzenlastzeiten 99 GW in 2022, 92 GW in 2025 und 90 GW in 2030 – vorausgesetzt, die hoch ambitionierten EE-Ausbauziele der Bundesregierung werden erreicht.

In unsere Berechnung der gesicherten Leistung fließen die verfügbaren Erzeugungs- und Speicherkapazitäten aus Kohle, Gas, Kernkraft, Öl und Abfall ein, einschließlich der geplanten und in Umsetzung befindlichen Zu- und Rückbauten. Hinzu kommen Biomasse und Wasserkraftwerke. Um die tatsächlich verfügbare Leistung zu bestimmen, wurden bei allen Energieträgern (ausgenommen Pumpspeichern) entsprechend der Methodik der Übertragungsnetzbetreiber rund 10 % Ausfälle und Revisionen von der installierten Leistung abgezogen.

Kohle. Die von uns berechneten künftigen Kapazitäten aus Braun- und Steinkohle reflektieren den inzwischen vorgezogenen Kohleausstieg in NRW von 2038 auf März 2030: Von den aktuell 38 GW installierten Kraftwerken in Deutschland werden bis dahin mindestens 24 GW vom Netz gehen. Die dann noch verbleibenden Kapazitäten von 8 GW Steinkohle und 6 GW Braunkohle sollen bis 2035 bzw. 2038 auslaufen. Die im vergangenen Oktober reaktivierten 12 Kraftwerke mit einer Leistung von bis zu 7 GW sollen bis spätestens 2024 das Netz wieder verlassen und tragen daher nur kurzfristig zur Stromversorgung bei.

Gas. Um den Verlust an gesicherten Kapazitäten zu kompensieren, setzt das Bundeswirtschaftsministerium auf neue Gaskraftwerke, die auch mit Wasserstoff betrieben werden können. Mit den derzeit im Bau oder Probebetrieb befindlichen Anlagen rechnen wir bis 2025 mit rund 3 GW zusätzlicher Kapazität. Weitere Zubauten, wie beispielsweise die jüngst im Monitoringbericht der Bundesnetzagentur angegebenen 21 GW bis 2030, erscheinen angesichts mangelnder ökonomischer Anreize sowie einer Bauzeit von bis zu fünf Jahren inklusive Planungs- und Genehmigungsverfahren aus aktueller Sicht unrealistisch und werden daher in unserer Rechnung nicht berücksichtigt.

Kernkraft. In unserer Analyse gehen wir davon aus, dass Mitte April 2023 die letzten Kernkraftwerke abgeschaltet werden. Das sind weitere 4 GW installierte Leistung, die dann nicht mehr zur Verfügung stehen. Mit der Strategie, nicht nur aus den fossilen Energien, sondern auch aus der Atomkraft auszuweichen, geht Deutschland einen Sonderweg. Andere europäische Länder setzen weiterhin primär auf Kernkraft (z.B. Frankreich), verlängern die AKW-Laufzeiten (z.B. Belgien) und treiben sogar die Errichtung neuer Meiler voran (z.B. Tschechien).

Biomasse und Wasserkraft. In die Rechnung einbezogen wird außerdem die installierte Leistung von Biomasse- und Laufwasserkraftwerken sowie Pumpspeichern. Da diese Technologien nicht durchgängig zur Verfügung stehen, wird (basierend auf der Methodik der Übertragungsnetzbetreiber) von einer bestimmten Rate nicht einsetzbarer Leistung ausgegangen. Für Biomasse liegt diese bei 40 %, für Wasserkraft bei 57 % und für Pump-

speicher bei 20 %. Weil es zu Wasserkraft und Pumpspeichern bis 2030 keine konkreten Ausbaupläne gibt, nehmen wir an, dass die installierte Leistung in den kommenden Jahren unverändert bleibt. Bei Biomasse wiederum gehen wir davon aus, dass die jährlich geplanten Ausschreibungsmengen als Neuanlagen hinzugefügt werden – das entspricht einer installierten Leistung von 14 GW bis 2030.

Erneuerbare Energien. Zu den gesicherten Kapazitäten aus konventionellen Energien addiert sich die statistisch erwartbare Erzeugung aus Erneuerbaren. Hierzu ziehen wir die Wetterdaten der letzten 30 Jahre heran und betrachten auf stündlicher Basis, wie viel Strom Solar- und Windanlagen rechnerisch in Engpasssituation einspeisen können: Findet der EE-Ausbau bis 2030 wie geplant statt – mit 115 GW Wind auf dem Land, 30 GW Wind auf See und 200 GW Solar-PV –, stehen nach unserer Analyse zu den Zeitpunkten, wenn hohe Nachfrage auf geringe EE-Produktion trifft, statistisch mindestens 20 GW zur Verfügung (2025: 12 GW). Dabei orientieren wir uns an den Vorgaben aus dem Energiewirtschaftsgesetz, demzufolge in 99,94 % der Zeit ausreichend Strom zur Deckung der Nachfrage zur Verfügung stehen muss.

Elektrifizierung lässt Spitzenlast ansteigen

Was die Versorgungslage entscheidend verschärft, ist der künftige Strombedarf: In den kommenden Jahren nimmt mit der wachsenden Nachfrage auch die Spitzenlast deutlich zu. Lag diese in Deutschland 2022 laut europäischem Netzbetreiberverband ENTSO-E noch bei 79 GW, geht der Verband in Simulationen davon aus, dass sie bis 2025 auf 96 GW und bis 2030 auf bis zu 120 GW ansteigt – ein Plus von 52 %.

Hauptursache ist die zunehmende Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrs. Gerade der steigende Bedarf an Wärmepumpen (rund 33 GW Spitzenlast in 2030) und die zunehmende Elektromobilität (rund 11 GW Spitzenlast) treiben den Verbrauch in die Höhe – insbesondere in den Abendstunden. So wird die besagte 2030er-Spitzenlast von 120 GW gegen 18 Uhr im späten Januar erreicht, wenn viele Verbraucher heizen, Essen kochen und ihr Elektroauto nach der Rückkehr von der Arbeit zu Hause laden.

Dabei erscheint die von ENTSO-E prognostizierte Zahl noch konservativ gerechnet angesichts von 15 Mio. geplanten Elektroautos bis 2030: Denn bei einer typischen Ladeleistung von 11 kW würde nach der ENTSO-E-Rechnung nur jedes fünfzehnte Fahrzeug tatsächlich laden. Hängen mehr Autos abends am Netz, könnte die tatsächliche Spitzenlast noch deutlich höher liegen.

Eine hohe und derzeit von uns nicht eingerechnete Unsicherheit liegt zudem in der Entwicklung des Strombedarfs und der Spitzenlast in der Industrie. Die wirtschaftlichen Auswirkungen des Krieges in der Ukraine haben im letzten Quartal 2022 EU-weit zu einem rund 6 bis 8 % geringeren Strombedarf geführt – ein in der Historie außergewöhnlich hoher Wert. Wie sich die industrielle Produktion in Deutschland und Europa dauerhaft weiterentwickelt, bleibt abzuwarten. Die Möglichkeit einer Schließung der Versorgungslücke durch Deindustrialisierung wird im Folgenden jedoch nicht betrachtet.

Gefahr von Versorgungslücken nicht gebannt

Wenn in mindestens 99,94 % der Zeit die Stromnachfrage voll gedeckt sein soll, ergibt sich daraus die Frage: Kann dies auch bei höherer Spitzenlast und gleichzeitiger Reduktion der gesicherten Kapazität gelingen? Hierzu unterstellen wir, dass die Spitzenlast auf 96 GW in 2025 bzw. 120 GW in 2030 ansteigt. Dem gegenüber stehen in den beiden Jahren 80 GW bzw. 70 GW gesicherte Kapazität sowie statistisch mindestens 12 GW bzw. 20 GW aus Erneuerbaren – die Summe aus beiden ziehen wir im Folgenden als verfügbare Kapazität für die Berechnung heran.

Im Ergebnis verbleibt eine Versorgungslücke von 4 GW in 2025 bzw. 30 GW in 2030. Damit steuern wir auf eine erhebliche Unterdeckung zu: Eine Kapazität von 30 GW entspricht etwa 30 thermischen Großkraftwerken.

Wie die Lücke geschlossen werden kann

Wie häufig aber kommt es in Zukunft zu Versorgungslücken? Unsere Simulationen für 2030 zeigen, dass diese stark variieren: Während die Hälfte der Unterversorgungsphasen weniger als fünf Stunden beträgt, dauert die längste Phase ungefähr 21 Stunden an. Im Mittel fehlen 100 GWh Strom und

während der größten Lücke des Jahres rund 600 GWh. Insgesamt treten Versorgungslücken im Jahr 2030 knapp 100 Mal auf.

Für die künftige Stromversorgung bedeutet das: Selbst bei einem flächendeckenden Umstieg auf Erneuerbare sind weitere Maßnahmenhebel nötig, um das System zu stabilisieren. Und tatsächlich stehen in Deutschland mehrere Hebel zur Verfügung, um Versorgungslücken kurzzeitig oder längerfristig zu füllen – vor allem auf der Angebotsseite, aber auch auf der Nachfrageseite (Abb. 1).

Angebotsseite: Drei Hebel zur längerfristigen Absicherung, ein kurzfristig wirkender

Stromimport. Werden mit den inländischen Produktionskapazitäten Engpässe wahrscheinlicher, muss vermehrt auf Importe gesetzt werden. Die Herausforderung: Deutschlands langjährige Rolle als Netto-Stromexporteur kehrt sich um. Bislang profitierten die Nachbarländer von der historisch hohen Versorgungssicherheit hierzulande und bezogen mehr Strom aus Deutschland als umgekehrt. 2022 lag die Interkonnektorkapazität (die maximal mögliche Importmenge) bei 24 GW, bis 2030 soll sie 35 GW umfassen. Um allerdings die Leistung abrufen zu können, müssten unsere Nachbarländer in der Lage sein, diese auch bereitzustellen. Zum Vergleich: 2022 lag die höchste importierte Leistung bei 12 GW. Da auch die Nachbarländer steigende Strombedarfsspitzen haben, nehmen wir an,

dass in Zukunft (optimistisch gerechnet) nur Importe in einer Größenordnung von etwa 10 GW zur Verfügung stehen. Die verbleibende Lücke in Deutschland könnte dadurch von 30 auf 20 GW reduziert werden.

Nutzung von Batteriespeichern. Für die kurzfristige Überbrückung von Engpässen eignen sich Batteriespeicher: Laut Netzentwicklungsplan könnten bis 2030 in einem mittleren Szenario Energiespeicher mit einer kumulierten Leistung von 10 GW installiert sein – davon 8 GW in dezentralen PV-Batteriespeichersystemen und 2 GW in Großbatteriespeichern. Letztlich ist neben der Leistung aber auch die Gesamtkapazität der verfügbaren Batterien ausschlaggebend dafür, wie hoch ihr Beitrag zur Stromversorgung sein wird und wie lange sie unterstützend wirken können. So gelingt ein vollständiges Füllen der Lücke nur in etwa 20 bis 30 % der Fälle, da viele Engpässe gemessen an der Batteriekapazität zu lange andauern.

Bau neuer Gaskraftwerke. In einem Anfang 2023 veröffentlichten Bericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit wird davon ausgegangen, dass 2030 rund 21 GW neue erdgasbetriebene Kraftwerke ans Netz gehen. Geschieht dies, wäre die berechnete Versorgungslücke damit bereits geschlossen. Doch wahrscheinlich ist das nicht: Bis 2025 können höchstens die bereits geplanten und im Bau befindlichen 3 GW zur Verfügung stehen. Und angesichts der langen Planungs-

Genehmigungs- und Bauzeiten ist es mehr als fraglich, ob bis 2030 weitere 18 GW neue Kapazitäten bereitgestellt werden können. Die dazu nötigen Investitionen sind zudem mit Unsicherheiten verbunden, weil unklar ist, wie lange die Gaskraftwerke laufen und wie (wenn tatsächlich auf Wasserstoff umgestellt werden soll) günstiger Wasserstoff beschafft werden kann. Daher sind zum Bau neuer Kraftwerke verstärkte Anreize zu setzen. Aufgabe der Bundesregierung wird es hier sein, die entsprechenden Rahmenbedingungen zu setzen und zugleich den Weg freizumachen, um Wasserstoff in ausreichender Menge und zu wettbewerbsfähigen Preisen nach Deutschland bringen zu können. Aufgrund dieser Unsicherheit bleiben weitere Gaskraftwerke über die angenommenen 3 GW hinaus in dem berechneten Potenzial unberücksichtigt. Die 2030er-Lücke für Deutschland beträgt damit immer noch 10 GW.

Weiterbetrieb bestehender Kohlekraftwerke. Da sich die bisher beschriebenen Hebel wohl nur teilweise realisieren lassen, gibt es angebotsseitig noch die Möglichkeit, bestehende Kraftwerke länger als geplant am Netz zu halten. Selbst wenn nur wenige in Betrieb bleiben, könnten sie einen entscheidenden Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Und weil sie nur punktuell bei Engpässen zum Einsatz kämen, würden sie auch nur geringe Zusatzemissionen verursachen. Allerdings müssten den Kraftwerksbetreibern im Gegenzug für die Bereitstellung der Leistung Prämien gezahlt werden. Es erscheint jedoch politisch unwahrscheinlich, dass 2030 alle Kohlekraftwerke zur Absicherung der Versorgung am Netz bleiben. Der Hebel bleibt daher im Gesamtpotenzial unberücksichtigt.

Nachfrageseite: Hebel zur Überbrückung kurzzeitiger Engpässe

Reichen die angebotsseitigen Hebel nicht aus, kann auch Nachfragesteuerung zur Schließung von Versorgungslücken beitragen, sofern diese zeitlich begrenzt sind. In den USA wurden nach Angaben der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) bereits in den Jahren 2009 und 2010 bis zu 10 % der Lastspitzen durch Nachfragesteuerung abgedeckt. Würden in Deutschland analoge Ergebnisse erreicht, ließe sich die Spitzenlast in 2030 rechnerisch um 8 GW auf 112 GW senken:

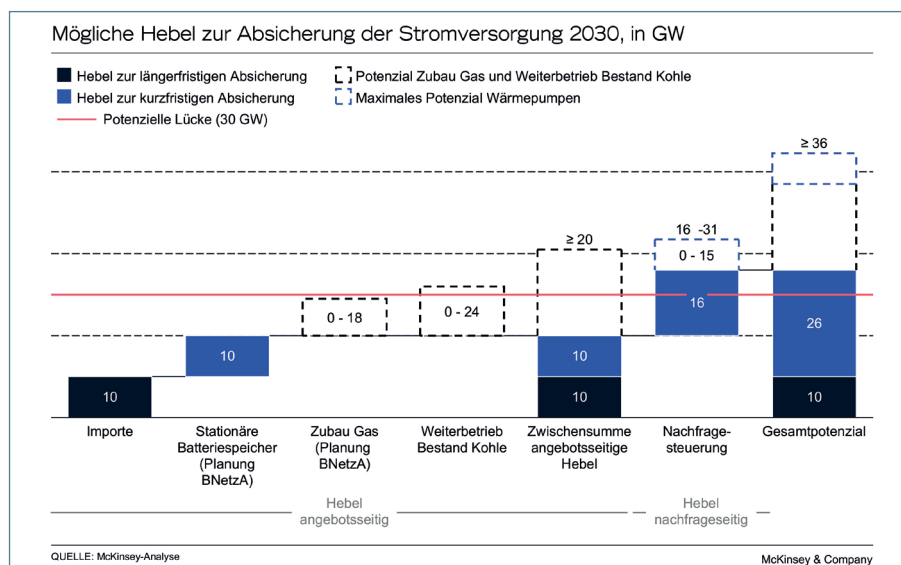


Abb. 1 Um Versorgungslücken vorzubeugen, müssen angebots- und nachfrageseitige Hebel aktiviert werden

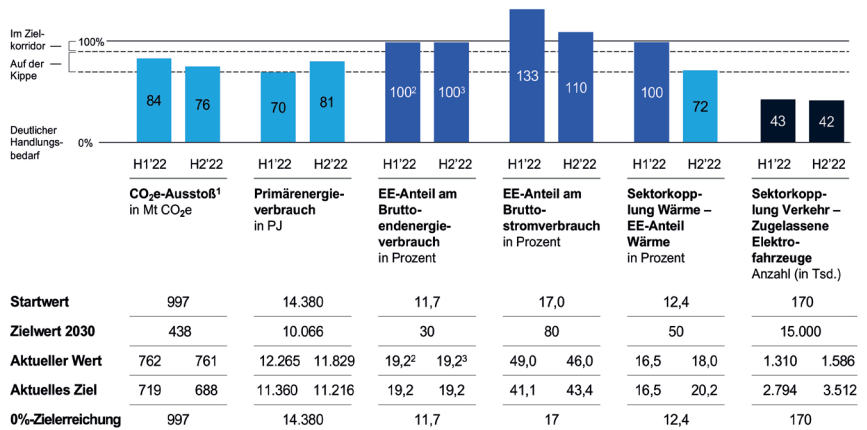
- **Beispiel Industrie:** Hier könnte eine Folgeregelung der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) eine Nachfragesenkung auf Basis einer Ausschreibung bewirken. Wer den Zuschlag in der Ausschreibung erhält, müsste seine Last auf Anweisung reduzieren.
- **Beispiel Privathaushalte:** Die breitflächige Nutzung von Smart Metern könnte eine intelligente Steuerung des Stromverbrauchs ermöglichen. Die Haushalte würden so zugleich von günstigerem Strom profitieren, beispielsweise durch die Nutzung von Elektrogeräten in Zeiten geringer Nachfrage. Andere europäische Länder sind Deutschland bei der Ausrollung von Smart Metern bereits um Jahre voraus.

Das nachfrageseitige Potenzial von 8 GW ist allerdings noch ohne Berücksichtigung der potenziellen Beiträge aus Elektromobilität und Wärmepumpen gerechnet. Dabei bieten sich gerade diese Bereiche besonders an, da eine vergleichsweise hohe zeitliche Elastizität in der Nachfrage besteht. Nach unseren Annahmen ergeben sich weitere 3 GW in der Elektromobilität sowie 5 bis 20 GW bei Wärmepumpen durch die folgenden Maßnahmen:

- Fahrer von Elektroautos könnten beim „Smart Charging“ günstigere Strompreise nutzen und dann laden, wenn mehr Strom relativ zur Nachfrage zur Verfügung steht – also insbesondere über Nacht. Wäre darüber hinaus bidirektionales Laden von EV-Batterien (also die Option, Energie aus dem Auto wieder ins Netz einzuspeisen) flächendeckend möglich, erhöht sich das Potenzial weiter. Ausgehend von den ENTSO-E-Prognosen zur zukünftigen Nachfrage der Elektromobilität könnten (über kurze Zeiten) bis zu 11 GW zusätzliche Leistung eingespeist werden. Bisher verfügt allerdings nur ein Bruchteil der Fahrzeuge über die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens. Wir gehen davon aus, dass 2030 nur ein Viertel der Fahrzeuge regelmäßig zur Stromeinspeisung zur Verfügung steht. Die Spitzenlast würde dadurch um rund 3 GW reduziert.
- Bei Wärmepumpen besteht die Möglichkeit der Abschaltung in Zeiten von Lastspitzen, allerdings qua Gesetz für

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Rechenbeispiel Zielerreichung CO₂e-Ausstoß: 0% = 997 Mt CO₂e, 100% = 688 Mt CO₂e, aktueller Wert von 761 Mt CO₂e = $(761-997)/(688-997) = 76\%$
 2. Rückwirkende Aktualisierung aufgrund neu verfügbarer Daten
 3. Keine neuen Daten zur Aktualisierung verfügbar

QUELLE: AG Energiebilanzen; BMWK; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW); Umweltbundesamt (UBA); Kraftfahrt-Bundesamt, Agora Energiewende

McKinsey & Company

Abb. 2 Umwelt und Klimaschutz, Wertung H1 2022 und H2 2022

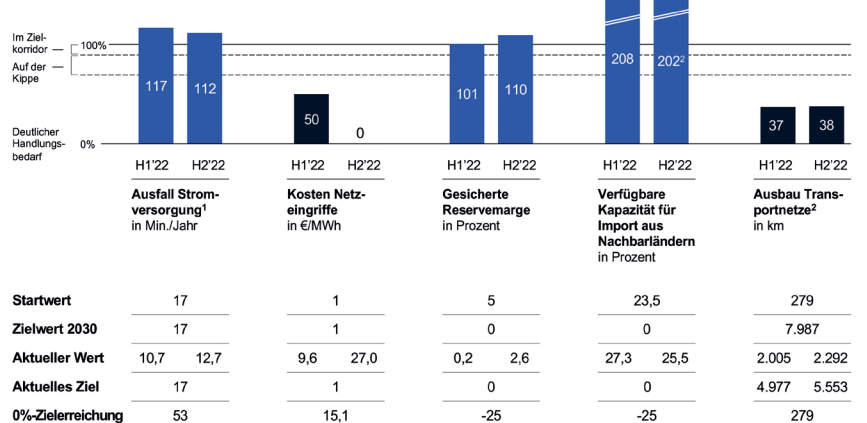
höchstens zwei Stunden und auch nur dann, wenn der Strom über einen günstigen Wärmepumpentarif bezogen wird. Laut Bundesnetzagentur wird der Tarif für rund 60 % der installierten Wärmepumpen genutzt. Würden diese bei einem akuten Engpass alle abgeschaltet, ließe sich die Spitzenlast (ausgehend von den ENTSO-E-Prognosen zur zukünftigen Nachfrage von Wärmepumpen) um rund 20 GW

senken. Dies dürfte in der Praxis allerdings wenig wahrscheinlich sein; vielmehr gehen wir von einer Abschaltung im Rotationsprinzip aus. Damit würde die Spitzenlast um rund 5 GW gesenkt.

Mit einem Gesamtpotenzial von 16 GW (bzw. 31 bei voller Ausnutzung der Wärmepumpen) könnte Nachfragesteuerung so zur Schließung zumindest kurzzeitiger Versorgungslücken beitragen.

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



1. Rechenbeispiel Zielerreichung Ausfall Stromversorgung: 0% = 53 Min./Jahr, 100% = 17 Min./Jahr, aktueller Wert von 12,7 Min./Jahr = $(12,7-53)/(17-53) = 112\%$
 2. Der Indikator berücksichtigt die Ausbauplanen gemäß ENLAG und BBPG

QUELLE: Bundesnetzagentur; Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz; ENTSO-E; Enerdata

McKinsey & Company

Abb. 3 Versorgungssicherheit, Wertung H1 2022 und H2 2022

Fazit

Unsere Berechnungen zeigen: Grundsätzlich stehen Hebel mit ausreichendem Potenzial zur Verfügung, damit Deutschlands Stromversorgung auch 2030 noch gesichert ist. Um jedoch mögliche Lücken allein mit angebotsseitigen Hebeln zu schließen, müsste der Bau neuer Gas- und Wasserstoffkraftwerke zügig vorangetrieben bzw. die bestehende Kohlekapazität in Bereitschaft gehalten werden. Denn Stromimporte und stationäre Batteriespeicher allein werden nicht genügen.

Sollten die Hebel auf der Angebotsseite insgesamt nicht ausreichen, könnte noch effektive Nachfragesteuerung helfen, die Lücke zu schließen. Hierfür müsste Deutschland allerdings einen Riesenschritt nach vorne machen bei der flächendeckenden Einführung von Smart Metern und der Steuerbarkeit von E-Autos und Wärmepumpen. So oder so – die deutsche Stromversorgung steht unter Spannung. Höchste Zeit, das Thema in seiner Bedeutung in den Vordergrund zu rücken.

Energiewende-Index: Die Indikatoren im Überblick

Die jüngste Entwicklung der 15 Indikatoren liefert ein enttäuschendes Bild. Während die Reservemarge mit der Abschaltung der letzten Kernkraftwerke voraussichtlich in ihrer Zielerreichung abrutschen wird, haben sich drei Indikatoren schon jetzt deutlich verschlechtert, nämlich der *Haushaltsstrompreis*, der *Anteil Gesamtennergiekosten Haushalte* und die *Kosten der Netzeingriffe*. Insgesamt steigt die Zahl der Indikatoren mit unrealistischer Zielerreichung von drei auf vier, während die Anzahl derjenigen auf der Kippe von sechs auf fünf sinkt. Sechs Indikatoren sind in ihrer Zielerreichung realistisch.

Zielerreichung für vier Indikatoren unrealistisch

Der Indikator *Sektorkopplung Verkehr* sinkt leicht von 43 % auf 42 %. Im Oktober 2022 waren insgesamt knapp 1,6 Mio. Elektrofahrzeuge zugelassen, doch es wären 3,5 Mio. nötig, um im Plan zu bleiben. Ganz unerreichbar ist das 2030er-Ziel dennoch nicht, da die E-Mobilität derzeit überproportional wächst, während der Energiewende-Index in seiner Berechnung von einer linearen Entwicklung ausgeht (Abb. 2).

Die *Kosten für Netzeingriffe* sind von zuletzt 9,6 € pro MWh auf 27 € pro MWh geklettert. Grund dafür sind die erheblich gestiegenen Kosten für Redispatchmaßnahmen infolge der Energiepreiserhöhung: Sie erhöhten sich um den Faktor 17 – von 55 Mio. € im dritten Quartal 2021 auf 930 Mio. € im ersten Quartal 2022. Der Zielerreichungsgrad fällt damit von 50 % auf 0 %. Ein weiterer Grund ist die Verdopplung der Netzeingriffe infolge des erhöhten Gefälles in der Stromerzeugung zwischen Nord- und Süddeutschland. Denn zu Beginn des Jahres standen einige Kapazitäten im Süden Deutschlands wegen des Kernkraftausstiegs und niedriger Rheinpegelstände nicht wie vorher zur Verfügung, während günstige Witterungsverhältnisse im Norden zu einer erhöhten Stromproduktion aus Windenergie führten (Abb. 3).

Kaum Fortschritte gibt es beim Indikator *Ausbau Transportnetze*: Zwar wurden in den vergangenen beiden Quartalen rund 290 km fertiggestellt; die Gesamtlänge beträgt jetzt 2.292 km. Allerdings bleibt der Ausbau weiter deutlich hinter der Zielmarke von 5.553 km und dem angestrebten Ausbaufortschritt von knapp 550 km pro Halbjahr zurück. Die Zielerreichung des Indikators beträgt 38 %.

Der Anteil der *Gesamtennergiekosten Haushalte* am Warenkorb der Verbraucher stieg zuletzt von 11,2 % auf 12,9 %. Damit sinkt die Zielerreichung von 78 % auf 43 % und der Indikator

rutscht in den unrealistischen Bereich. Grund hierfür ist der massive Anstieg nahezu aller Energiepreise für Haushaltskunden: Heizöl verteuerte sich im Jahresmittel um 74 % gegenüber 2021, Erdgas um 47 % und Strom um 20 %. Auch an der Zapfsäule mussten Verbraucher 40 % mehr für Diesel und 22 % mehr für Benzin ausgeben (Abb. 4).

Fünf Indikatoren auf der Kippe

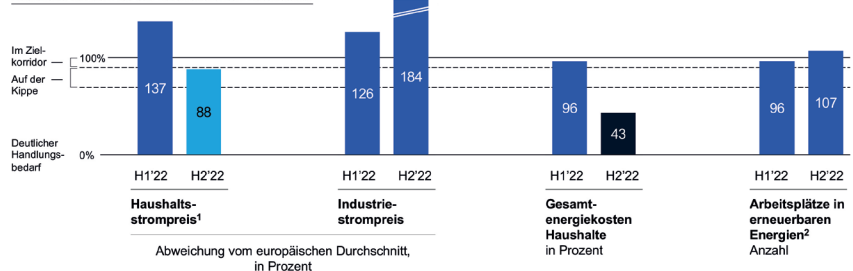
Beim *Haushaltsstrompreis* betrug im Dezember 2022 die Differenz zwischen Deutschland und dem europäischen Durchschnitt 28,5 % während sie im Juni 2022 noch bei 16,2 % lag. Verschlechtert hat sich der Indikator deshalb, weil steigende Großhandelspreise nun an die Endkunden weitergereicht werden, während im Gegensatz zu einigen anderen EU-Ländern noch keine direkten staatlichen Maßnahmen zur Entlastung der Haushalte ergriffen wurden. Die Zielerreichung sinkt daher von 137 % auf 88 %. Mit Inkrafttreten der Strompreisbremse wird sich dieser Indikator wahrscheinlich wieder verbessern.

Der *Primärenergieverbrauch* sank 2022 aufgrund der erhöhten Energiekosten um rund 4 % auf 11.829 PJ, wodurch die Zielerreichung von 70 auf 81 % steigt.

Trotz des geringeren Energieverbrauchs verschlechtert sich der *CO₂-Ausstoß* infolge des preisbedingten Umstiegs der Verbraucher

Zielerreichung der Indikatoren, in Prozent

Basierend auf dem letzten veröffentlichten Datenstand



	Haushaltsstrompreis ¹	Industriestrompreis	Gesamtennergiekosten Haushalte in Prozent	Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien ² Anzahl
Startwert	25,5	n.a.	10,1	322.100
Zielwert 2030	25,5	22,35	10,1	322.100
Aktueller Wert	16,2 28,5	16,5 ² 3,5	10,3 11,2	309.000 344.100
Aktuelles Ziel	25,5	22,4	10,1	322.100
0%-Zielerreichung	51	44,7	15	0

1. Rechenbeispiel Zielerreichung Haushaltsstrompreis: 0% ± 51,0%, 100% ± 25,5%, aktueller Wert von 28,5% ± (28,5-51,0)/(25,5-51,0) = 88%

2. Rückwirkende Aktualisierung aufgrund neu verfügbarer Daten

QUELLE: E-Control; Eurostat; BMWK; Umweltbundesamt (UBA); Statistisches Bundesamt (Destatis)

McKinsey & Company

Abb. 4 Wirtschaftlichkeit, Wertung H1 2022 und H2 2022

von Erdgas auf die emissionsintensiveren Brennstoffe Kohle und Öl. Die Gesamtemissionen sind deshalb 2022 nur um rund 1 Mt auf 761 Mt zurückgegangen – die Zielerreichung sinkt damit auf 76 %.

Für den Indikator *Sektorkopplung Wärme* wurden erste Hochrechnungen veröffentlicht. Der EE-Anteil am Endenergieverbrauch im Bereich Wärme und Kälte liegt danach im Jahr 2022 bei 18 % und damit 1,5 Prozentpunkte über dem vorangegangenen Wert. Um auf dem Zielpfad zu bleiben, hätte dieser jedoch auf 20,2 % steigen müssen. Damit entfernt sich der Indikator mit 72 % deutlich vom Zielkorridor.

Die *gesicherte Reservemarge* verbessert sich leicht auf 2,6 % durch den Zubau von 1,4 GW Gaskraftwerken, die 2022 fertiggestellt wurden. Trotz aktuell 110 % Zielerreichung verbleibt der Indikator dennoch auf der Kippe, da bereits absehbar ist, dass er mit dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke im kommenden April wieder abrutschen wird.

Sechs Indikatoren mit stabil realistischer Zielerreichung

Der *EE-Anteil am Bruttostromverbrauch* ist gegenüber 2021 von 41 % auf 46 % gestiegen, liegt jedoch unter dem des ersten Halbjahrs 2022 (49 %). Die Zielerreichung verschlechtert sich von 133 % auf 110 %. Und mit dem neuen Ziel der Bundesregierung, den EE-Anteil bis 2030 auf 80 % zu erhöhen, dürfte es für den Indikator immer schwieriger werden, auf dem Zielpfad zu bleiben.

Der *Industriestrompreis* hat sich trotz gestiegener Stromkosten deutlich verbessert. Das mag auf den ersten Blick überraschen, liegt aber in der Berechnungsmethodik des Indikators begründet, der die deutsche Strompreisentwicklung im Vergleich zum europäischen Durchschnitt abbildet: Steigen also die Preise im europäischen Ausland stärker als in Deutschland, verbessert sich der Indikator. Momentan liegt der deutsche Industriestrompreis nur noch 3,5 % über dem Europamittel (Vorhalbjahr: 16,5 %) und steigert damit seine Zielerreichung auf 184 %. Grund hierfür ist allerdings lediglich, dass zum einen die Preissteigerungen im Ausland (+44 %) höher ausgefallen sind als in Deutschland (+28 %). Zum anderen ist der Anteil der Gebühren und Entgelte am deutschen Industriestrompreis größer – und die bleiben von den steigenden Energiepreisen unbeeinflusst. Im globalen Vergleich steigt der europäische Industriestrompreis aktuell deutlich stärker als im Rest der Welt.

Der Indikator *Ausfall Stromversorgung* erhöht sich leicht von 10,7 auf 12,7 Minuten pro Anschlusspunkt. Die Zielerreichung ist mit 112 % jedoch weiterhin realistisch.

Die *verfügbare Kapazität* für Import aus Nachbarländern verbleibt mit einer Zielerreichung von 202 % nahezu unverändert im stabil realistischen Bereich.

Für den Indikator *Arbeitsplätze in erneuerbaren Energien* wurden erstmals seit 2019 neue Zahlen veröffentlicht. Demnach haben im Jahr

2021 etwas mehr als 344.000 Menschen in diesem Sektor gearbeitet – eine Verbesserung von rund 35.000 gegenüber dem zuvor erhobenen Wert. Der Indikator verbessert damit seine Zielerreichung von 96 % auf 107 %.

Zum *EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch* wurden neue Hochrechnungen für das Jahr 2021 veröffentlicht, er beträgt jetzt 19,2 %. Die Zielerreichung liegt bei 100 %.

Dr. T. Vahlenkamp, Senior Partner, McKinsey & Company, Düsseldorf; S. Overlack, Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; Dr. F. Pflugmann, Associate Partner, McKinsey & Company, Frankfurt; T. Ipers, Fellow Senior Associate, McKinsey & Company, Düsseldorf; E. Hosius, Solution Analyst, McKinsey & Company, Düsseldorf
thomas_vahlenkamp@mckinsey.com

Feedback erwünscht

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



VIRTUELLE ENERGIE-EVENTS

- > Webinare
- > Online-Messen
- > Showrooms



Hier informieren!

