



Wie die deutsche Energiewende im Stromsektor bezahlbar wird

7. Juni 2024

Christof von Branconi, Thomas Frewer

Abstract

GES geht davon aus, dass die Stromnachfrage zumindest bis 2035 geringer sein wird, als die in den letzten Jahren veröffentlichten Modellrechnungen unterstellen. Denn Elektromobilität, Wärmepumpen und Elektrolyseure lassen auf sich warten. Um die Kosten der Volatilität im Stromsystem beherrschbar zu machen, schlägt GES vor, die neuen Erneuerbaren grundsätzlich auf ca. 50 % des Stromangebots zu begrenzen. Volatile Wind- und Sonnenenergie erzeugen große Kosten im Gesamtsystem: für die Stabilisierung des Netzes, den Transport, die Flexibilisierung der Nachfrage und die Speicherung. Ein Vollausbau der Erneuerbaren, wie ihn die Bundesregierung will, führt zu enormen Kosten. Ein stabiles Stromsystem braucht neben volatilen Erneuerbaren verlässlich steuerbare Energie. GES sieht in Gaskraftwerken mit Carbon Capture and Storage eine wichtige Alternative, CO₂ wird dabei abgeschieden und entsorgt. Dafür müsste allerdings das geplante CO₂-Transportnetz größer dimensioniert werden. Unter dem Strich rechnet GES mit Einsparungen bei Investitionen in einer Größenordnung von 300-350 Mrd. € gegenüber den Hochrechnungen für das Programm der Bundesregierung.

Die Ziele für den Umbau der deutschen Stromversorgung sind nicht bezahlbar

Die nationale Klimagesetzgebung bestimmt die Energiepolitik, insbesondere das Ziel der Bundesregierung, die Klimaneutralität bereits 2045 zu erreichen. Aus diesem Anspruch leiten sich auch die Ziele für den Stromsektor ab.

Bis 2030 soll der Ausstoß von Treibhausgasen um 65 % gegenüber dem Jahr 1990 gesenkt werden; auch für die Jahre danach sind jährliche Grenzen für die Emissionen festgelegt, bis zur Klimaneutralität 2045.

Zudem wird erwartet, dass der Bedarf an Strom von derzeit ca. 500 TWh auf ca. 780 TWh im Jahr 2035 ansteigen wird.¹

Die Bundesregierung hat dabei in dem sog. Osterpaket 2022² einen Weg definiert, der bis 2030 den Bruttostromverbrauch zu mindestens 80 % und bis 2035 fast vollständig aus erneuerbaren Energien decken soll, wobei 2035 der Ausstieg aus fossilen Energieträgern weitgehend abgeschlossen sein soll. Bis 2045 soll der gesamte Stromverbrauch klimaneutral sein.

Dabei erscheinen die Kosten dafür, die Ziele der Energiewende zu erreichen, astronomisch, und werden regelmäßig nach oben korrigiert. Laut dem im April 2024 veröffentlichten Fortschrittsmonitor von BDEW und EY³ sind bis 2030 Investitionen in Höhe von 721 Mrd. € erforderlich, davon 49 % für die Stromerzeugung, 41 % für den Ausbau der Energienetze (Strom und Gas). Ab 2031 werden bis 2035 weitere Investitionen in Höhe von 493 Mrd. € für den Ausbau der Stromerzeugung und die Übertragungs- und Verteilnetze geschätzt, insgesamt also 1.214 Mrd. € bis 2035.

Laut einer Studie der Europäischen Kommission von 2020⁴ fördert Deutschland dabei im Vergleich zu anderen EU-Mitgliedsstaaten am stärksten die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen wie Wind, Sonne, Wasser und Biogas mit einem direkten Finanzvolumen von 33,5 Mrd. € p.a. (was ca. 1 % des BIP entspricht). Der EU-Förderdurchschnitt für erneuerbare Energien am BIP beträgt laut Studie ca. die Hälfte (0,57 %): Es stellt sich daher die Frage, ob die deutsche Politik für das Erreichen der Klimaschutzziele einen nachhaltigen Weg eingeschlagen hat.

Da das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) im November 2023 geurteilt hat, dass das Gesetz über den Zweiten Nachtragshaushalt 2021⁵ verfassungswidrig ist und die Mittel im Klima und Transformationsfonds (KTF) um rund 60 Mrd. € reduziert werden mussten, ist der finanzielle

¹ Die Netzlast sank allerdings 2023 insgesamt um 5,3 % auf 456,8 TWh (2022: 482,6 TWh) und die (Netto-)Stromerzeugung sank um 9,1 % auf 448,5 TWh (2022: 493,2 TWh). Der Bruttostromverbrauch vor Eigenbedarf der Kraftwerke und Übertragungs- und Verteilverlusten betrug 2023 517,3 TWh.

² www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/novelle-eeg-gesetz-2023-2023972

³ Fortschrittsmonitor 2024 Energiewende, BDEW & EY, 2024 EY Deutschland GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft

⁴ Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag, WD 5 - 3000 - 039/23

⁵ BVerfG, Urteil des Zweiten Senats vom 15. November 2023 - 2 BvF 1/22 -, Rn. 1-231,

Spielraum der Bundesregierung zur Unterstützung der Transformation begrenzt. Die sog. Schuldenbremse erlaubt ein Verhältnis von Schulden zu Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 60 % und eine Neuverschuldung des Bundes von höchstens 0,35 % des BIP pro Jahr. 2023 lagen diese Zahlen bei 63,7 % bzw. 2,0 % entsprechend 27,2 Mrd. €.

Es stellt sich die Frage nach möglichen Handlungsalternativen.

Die Lage beim Ausbau der volatilen Stromerzeugung mit Wind- und PV-Anlagen

Das Ausbauprogramm für PV- und Windkraftanlagen hält mit den Zielen des Osterpakets lediglich bei PV-Anlagen Schritt. Da diese jedoch nur durchschnittlich 917 Stunden pro Jahr mit Schwerpunkt von März bis Oktober Strom erzeugen, wird die Problematik der volatilen Erzeugung von Energie durch diesen Fortschritt eher verstärkt.

Am Jahresende 2023 betrug die installierte PV-Gesamtleistung in Deutschland 81,7 Gigawatt⁶, 14,3 GW wurden im Laufe des Jahres zugebaut, fast doppelt so viel wie im Vorjahr. 12 % des Nettostromverbrauches 2023 wurden mit PV-Anlagen erzeugt. Es müssten künftig jährlich 19 Gigawatt zugebaut werden, um das Ausbaziel von 215 GW für Solar im Jahr 2030 zu erreichen.

Ende 2023 waren insgesamt 60,9 GW Windenergieanlagen an Land installiert, davon laut Bundesnetzagentur (BNetzA) 2022 2,7 GW in Betrieb gegangen, 2023 3,6 GW. Die Anlagen erzeugen durchschnittlich 1.770 Stunden pro Jahr Strom, 26 % des Nettostromverbrauches 2023 wurde mit Windanlagen an Land erzeugt. Mit dem EEG 2023 wurde das Ausbaziel für die Windenergie an Land für 2030 von 81 GW auf 115 GW angehoben, für 2035 auf 157 GW. Um diese Ziele zu erreichen, ist ein jährlicher Bruttozubau von etwa 10 GW Windenergie über die nächsten 12 Jahre notwendig.

Hinzu kommt die Herausforderung, die Flächen für Windräder an Land verfügbar zu machen. Es ist gesetzlich festgelegt, dass zwei Prozent der Fläche Deutschlands für Windenergieanlagen verfügbar sein sollen. Laut Studie „Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land“ des BMU vom Juni 2023⁷ reichen die zwei Prozent Landesfläche aus, um das Ausbaziel zu erreichen. Die Studie hat dazu die für den Ausbau ausgewiesenen Flächen und die ermittelten Einschränkungen der Nutzbarkeit analysiert und daraus den künftigen Flächenbedarf abgeleitet.

Allerdings waren im Jahr 2021 laut Studie nur 0,79 % der Bundesfläche rechtskräftig als Flächen für die Windenergie an Land ausgewiesen. Etwa 40 % dieser Flächen waren durch rechtliche oder planerische Vorgaben in

⁶ Fraunhofer ISI, Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2023, Prof. Dr. Bruno Burger, Freiburg, den 25.01.2024, www.energy-charts.info

⁷ Flächenverfügbarkeit und Flächenbedarfe für den Ausbau der Windenergie an Land, Umweltbundesamt, Reihe Climate Change 32/2023, Juni 2023

ihrer Verfügbarkeit aber so eingeschränkt, dass lediglich 0,49 % wirklich nutzbar blieben. Zudem waren etwa 30 % der verbleibenden Flächen, beispielsweise aufgrund von Belangen des Arten- oder Denkmalschutzes, nicht nutzbar. Dies schränkte den Flächenumfang weiter ein.

Ende 2023 waren in Deutschland Offshore-Windenergieanlagen mit einer Leistung von insgesamt 8,5 GW in Betrieb, gebaut über einen Zeitraum von gut 10 Jahren. Fünf Prozent des Nettostromverbrauches 2023 wurden mit diesen Anlagen erzeugt, die im Durchschnitt 3.331 Stunden pro Jahr Strom liefern. 2021 wurden 1,0 GW und 2023 1,8 GW Leistung erfolgreich versteigert. Die Ausbauziele für die Offshore-Windenergie im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) sehen vor, dass die installierte Leistung von Offshore Windenergieanlagen bis zum Jahr 2030 auf insgesamt mindestens 30 GW, bis zum Jahr 2035 auf mindestens 40 GW und bis zum Jahr 2045 auf mindestens 70 GW gesteigert werden soll. Das gesetzliche Mindestziel in Höhe von 40 GW bis zum Jahr 2035 soll gemäß den aktuellen Planungen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) übertroffen werden: Bis 2035 sollen bereits 50 GW installiert werden.

Alleine für 2024 belaufen sich die auf Basis des EEG garantierten Zahlungen zugunsten von Wind- und Solar-Parkbetreibern aktuell geschätzt auf 19 Mrd.€, getragen durch den Bundeshaushalt. Ohne eine grundlegende Änderung des EEG werden diese Belastungen weiter steigen, wenn die im Osterpaket formulierten Ausbauziele für Wind- und PV-Anlagen erreicht werden sollen: Die Menge an subventioniertem Strom wird aufgrund der auf 20 Jahre festgelegten Einspeisevergütung weiter ansteigen. Das sieht man bereits aktuell: Erstmals sind vom 9. bis 16. Mai 2024 gemäß Marktdaten der BNetzA an acht aufeinanderfolgenden Tagen Stunden mit Strompreisen um Null Euro oder darunter verzeichnet worden. Der bisherige Rekord betrug 2023 sechs Tage.

Negative Strompreise bedeuten, dass die Stromverkäufer ihren Käufern Geld geben müssen, damit diese den Strom abnehmen. Mangels Speicherkapazitäten gibt es dazu bisher keine Alternativen. Das hat auch direkte Auswirkungen auf den Bundeshaushalt. Die Vergütungen, die die Betreiber von Photovoltaikanlagen, Windrädern, Wasserkraftwerken oder Biomasseanlagen für jede produzierte Kilowattstunde Strom gemäß EEG erhalten, bleibt gleich, auch wenn die Vermarktung des Stroms an der Börse weniger Geld einbringt oder sogar negative Preise auftreten. Im Extremfall führt dies dazu, dass die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken Wasser den Berg hinaufpumpen, um es dann ohne Nutzung der Turbine wieder abzulassen, quasi ein bezahlter Sisyphus. Und der bei weiterem Ausbau zusätzlich erzeugte EEG-Strom bekommt aufgrund der ungesteuerten Erzeugung einen immer geringeren Marktwert, also steigt der Subventionsbedarf im Hinblick auf die über 20 Jahre festgelegte Einspeisevergütung weiter.

Zudem fallen aufgrund des nicht mit den Leitungskapazitäten koordinierten Ausbaus der PV- und Windenergie noch sog. Redispatch-Kosten an: Vor einem Netzengpass wird mehr Strom erzeugt, als über die Hochspannungsleitung übertragen werden kann: also muss vor dem

Netzengpass eine Einspeisung abgeregelt werden, wofür der Einspeiser entschädigt wird und nach dem Engpass muss zusätzlich Strom produziert werden, immer wieder mit fossilen Kraftwerken. 2023 betragen die dafür entstandenen Redispatch-Kosten, ca. 3,1 Mrd. €.

Herausforderung Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze

Das führt zu der Herausforderung des Netzausbaus. Alleine bei den Übertragungsnetzen (380 / 220 kV) liegt der Investitionsbedarf bis 2045 bei 320 Mrd. €, wie aus dem Netzentwicklungsplan hervorgeht, etwas reduziert durch mögliche Staatseinnahmen aus den Offshore-Wind-Auktionen. Erstmals erbrachte die oben erwähnte Auktion 2023 dem Bund fast 13 Mrd. € Einnahmen über die Lizenz-Laufzeit. 90 % der eingenommenen Gelder sollen helfen, die steigenden Ausgaben für den Netzausbau etwas zu dämpfen.

Bei einer Länge der Übertragungsnetze von etwa 36.300 km (Ende 2022) besteht laut BNetzA⁸ ein Ausbaubedarf von etwa 14.000 km Hochspannungsleitungen. Dabei müsste für die Umsetzung der im Osterpaket 2022 vorgesehenen Versorgung mit erneuerbarer Energie das Übertragungsnetz zwischen 2026 und 2035 im Durchschnitt um rund 2.100 km pro Jahr ausgebaut werden, was fast einer Verfünffachung der historischen Ausbaurate entspricht: 423 km wurden jährlich zwischen 2018 und 2022 fertig gestellt, bis zum Jahresende 2023 insgesamt 30 Projekte mit einer Länge von 2.822 km. Bis Ende 2024 sollen Genehmigungen zum Bau von 2.800 km und bis Ende 2025 für insgesamt 4.400 km Leitungen erteilt werden. Dabei sollen auch die Kapazitäten für die grenzüberschreitenden Stromflüsse deutlich erhöht werden. Dieser geplante Ausbau führt wiederum zu Auswirkungen auf den Märkten der jeweiligen Partnerländer, deren Stromangebot sich durch den Ausbau verändert.

Aktuell haben einige der heutigen Eigentümer der vier Übertragungsnetzbetreiber signalisiert, dass sie vor dem Hintergrund des sehr hohen Investitionsbedarfs von 320 Mrd. € Interesse haben, ihre Anteile zu verkaufen. Mangels anderer Interessenten müsste der Staat direkt oder indirekt (über die KfW) die Anteile erwerben. Am endverhandelten Fall der Tennet sieht man das beispielhaft: Der aktuelle Mehrheitsaktionär niederländischer Staat (75 % Anteil) möchte seine Anteile für 22 Mrd. € (Kaufpreis i.W. bemessen am aktuellen Buchwert des Anlagevermögens, d.h. den bereits geflossenen Investitionsausgaben der letzten Jahre) an den Bund verkaufen (es gibt keine anderen Interessenten). Darüber hinaus besteht zusätzlicher Eigenkapitalbedarf der Tennet zur Finanzierung der (durch die Wind- und PV-Ausbauziele notwendigen) HGÜ-Investitionen von 18 Mrd. €. Alleine der notwendige Betrag für die 100-prozentige Übernahme aller vier Übertragungsnetzbetreiber läge geschätzt bei ca. 50 Mrd. €. Wenn statt des Bundes die KfW einsteigen würde, wären durch den Bund die

⁸ www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2023

jährlichen Zinsen für den notwendigen Mittelaufwand der KfW zu übernehmen.

Ähnlich ist die Situation bei den Verteilnetzen. In Deutschland verfügen rund 900 Verteilnetzbetreiber (VNB) über regionale Netze unterschiedlicher Spannungsebenen von rund 1,8 Mio. km Länge. Gemäß einer Studie der TU Berlin im Auftrag der Länder Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Thüringen vom Juni 2021⁹ wird ein Ausbaubedarf von bis zu 380.000 km geschätzt. Die 75 größten Betreiber haben jüngst ihre Ausbaupläne an die BNetzA eingereicht. In den nächsten zehn Jahren liegt der Investitionsbedarf zur Erhöhung der Transportkapazität der Netze bei rund 110 Mrd. € und bis 2045 schätzt die BNetzA¹⁰ die Kosten auf knapp über 200 Mrd. €. Hinzu kommen noch reine Ersatzinvestitionen, diese betragen laut BNetzA ungefähr 10 Mrd. € bis 2033 und circa 30 Mrd. € bis 2045. Verglichen mit dem Volumen der vergangenen zehn Jahre werden die jährlichen Investitionen somit um das Drei- bis Vierfache steigen.

Die Netzverstärkung im ländlichen Raum für neue Windkraftanlagen und PV-Anlagen, um den Wind- und Solarstrom in die Ballungsräume zu transportieren, wird zunächst von den lokalen/regionalen Verteilnetzbetreibern bezahlt, und dann per Netzzumlage an ihre Kunden belastet. Das führt oft dazu, dass diese ausschließlich von den Bewohnern des dünnbesiedelten ländlichen Raums getragen werden müssen. Das trifft insbesondere die Haushalts- und Gewerbekunden auf dem Land in Schleswig-Holstein und Ostdeutschland. Sie zahlen mehr als das Doppelte gegenüber manchen westdeutschen Städten. Ein schleswig-holsteinischer Haushalt (3.500 kWh Verbrauch) zahlt zurzeit 500 € pro Jahr für die Netznutzung, ein Haushalt in München oder Köln 150 € pro Jahr.

Die BNetzA erweitert als Konsequenz ihr Konzept zur Verteilung von Stromnetzkosten, die bei der Integration erneuerbarer Energien regional ungleichmäßig anfallen. Als Grundlage soll eine „Erneuerbare-Energien-Kennzahl“ (EKZ) dienen, die auf dem Verhältnis von installierter Erneuerbaren-Leistung und der Jahreshöchstlast im Netz beruht. 26 Netzbetreiber wären zunächst berechtigt, ihre Mehrkosten auf Grundlage zu „wälzen“, also auf das Bundesgebiet zu verteilen. Solche Mehrkosten fallen vor allem in Nord- und Nordostdeutschland an. Die Verteilnetzentgelte bei den betroffenen Netzbetreibern würden um bis zu 39 % sinken. Die dadurch anfallenden zusätzlichen Kosten für alle Stromverbraucher bezeichnete die BNetzA als „überschaubar“. Sie beliefen sich – angewandt auf 2024 – für einen durchschnittlichen Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 Kilowattstunden auf 21 € pro Jahr. Zahlen für 2025 nannte die Behörde noch nicht, angesichts des geplanten Ausbausumfangs allein des Verteilnetzes ist aber für die Zukunft mit deutlich größeren Beträgen zu rechnen.

Die BNetzA hat auch 2023 nochmals die Erwartungen an die erforderlichen Flexibilitäten im Stromverbrauch („Demand Side Management“) formuliert. Demnach sind gewaltige 58,5 GW flexible Verbraucher bis 2031

⁹ Technische Universität Berlin. "Ausbau des Verteilnetzes im Auftrag der Länder Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Thüringen." Juni 2021.

¹⁰ Bundesnetzagentur. "Monitoringbericht 2023." November 2023.

erforderlich: industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien mit drosselbarer Leistung, Netzersatzanlagen, Wärmepumpen, solare Heimspeicher, E-Mobilität, Elektrolysen für Power to X. Und sie plant einen Flexibilitätsanreiz in der Netzentgeltsystematik zu etablieren. Dieser Maßnahmenkatalog zeigt die Anstrengungen, um die Erzeugungsspitzen und Versorgungsnotwendigkeiten bei „Dunkelflauten“ zu beherrschen.

Herausforderung Netzstabilität

Im Zuge der Energiewende wandeln sich zudem die technologischen Grundlagen der Netztechnik fundamental, da Großkraftwerke (Kohle, Atom) durch Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE) ersetzt und immer mehr elektrische Speicher ins System integriert werden. Während Großkraftwerke bislang für die stabile Netzspannung sorgen, sollen dies künftig netzbildende Wechselrichter in EE-Anlagen und Speichern übernehmen.

Dabei sind bei netzbildenden Kraftwerken insbesondere zwei Faktoren entscheidend: i) die träge Masse des Generators zusammen mit der Turbine und ii) die Fähigkeit einer Synchronmaschine, am starren Netz durch Übererregung ein "fetter" regelbarer Kondensator zu sein, der abhängig von der Turbinenleistung zusätzlich Wirkleistung liefert. Und wenn der Synchrongenerator untererregt ist, ist er eine regelbare "fette" Induktivität, die Wirkleistung liefert.

Diese Eigenschaft "fetter" Kondensatoren oder Spulen kann die Regelung eines Wechselrichters zur Not auch noch. Der Wechselrichter kann durch die Regelung eine Stromquelle sein (typisch, wenn alles OK ist) oder eine Spannungsquelle (wenn das Netz „abschmiert“). Aber die Gleichspannungsquelle, die den Stromrichter versorgt, muss eine sehr große Energie bereitstellen können, sodass innerhalb der ersten ca. zwei Sekunden der Strom zur Aufrechterhaltung der Netzspannung geliefert werden kann (z.B. viele Farad bei 10 kV). Dabei darf die Netzfrequenz nicht unter 47,5 Hz (48 Hz) fallen, sonst zerfällt das Netz und es wird finster. Diese Energie muss in Zukunft vermehrt der Wechselrichter bereitstellen können.

Und nach den zwei Sekunden muss die Energie, die ursprünglich bei der Netzversorgung ausgefallen ist, weiter geliefert werden. Das sind heute "heiße" Gaskraftwerke, die innerhalb von zwei Sekunden von Teillast auf Volllast beschleunigen und bei Erreichung der Volllast die ursprünglich ausgefallene Netzenergie bereitstellen müssen (nicht mehr und nicht weniger). Dies kann kein Wind- oder PV-Park, da nicht sichergestellt ist, dass dessen Energie zu dem erforderlichen Zeitpunkt in der erforderlichen Menge zur Verfügung steht.

Heutige Windradwechselrichter haben weder die Regelung noch den verstärkten Zwischenkreis, da dies mehr kosten würde und z.Zt. ausreichend viele netzbildende Kraftwerke im Netz sind (Kohle, Gas, Wasser).

Würde die im Osterpaket für 2035 vorgesehene volatile Leistung von 508 GW je nach Tageszeit und Wetterbedingungen überproportional einspeisen, entspräche das potenziell einem Vielfachen des Verbrauchs von ca. 80-90 GW Last, die Deutschland etwa kontinuierlich braucht. Die Überschussleistung muss in Batterien gespeichert werden oder durch Demand Side Management, Export oder Abregeln beherrscht werden. Die zitierten acht Tage kontinuierlich negativer Preise deuten an, dass hier ein erhebliches Vielfaches des täglichen Bedarfs von ungefähr 1,4 TWh beherrscht werden muss.

Die Bundesregierung zielt auf 44 GW Batteriespeicherleistung bis 2030, Ende 2023 waren Batteriespeicher mit einer Leistung von 7,9 GW und einer Energiespeichermöglichkeit von 11,6 GWh installiert, d.h. auch eine vollumfängliche Erfüllung des Leistungsziels für Batteriespeicher der Regierung würde maximal den Strombedarf für wenige Stunden decken können.

Mit optimistischen € 100,- pro kWh berechnet (inklusive Module, Packaging und Leistungselektronik) steigen die Kosten von 10 GWh Batteriespeicherkapazität leicht in den Milliarden-Euro-Bereich, ohne dass die dazugehörigen technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Fragestellungen derzeit bereits geklärt wären. Und mit Batterien ist der heutige Speicherbedarf von 130 TWh Energie der deutschen Erdgasspeicher schlicht nicht darzustellen.

Angesichts des erreichten Fortschritts sowie der offenen Herausforderungen stellt sich die Frage, welche Alternativen es gibt, die Ziele der Klimagesetzgebung zu erreichen und gleichzeitig die ökonomischen Belastungen der Bürger in Grenzen zu halten?

Wie entwickelt sich der Strombedarf?

McKinsey hat im Januar 2024 deutliche Korrekturen an dem Programm der Bundesregierung angeregt¹¹. Die Studie übernimmt dafür den perspektivischen Strombedarf 2035/2040. Sie zeigt auf, dass die Klimaziele im Stromsektor mittels deutlich reduzierter Ausbauziele für Wind und PV, aber dafür mehr disponibler Kapazitäten und in der Folge geringerem Stromnetzausbau und weniger Batteriespeicherleistung wesentlich kostengünstiger erreicht werden können.

Die Basis einer Kursprüfung sollte aber weitergehend auch auf den Szenarien für den zu erwartenden Strombedarf beruhen. Im Unterschied zu verschiedenen Prognosen des Jahres 2021 haben sich etliche Annahmen als korrekturbedürftig herausgestellt. Zudem war der tatsächliche Stromverbrauch in Deutschland 2022 und 2023 rückläufig.

Die in der Vergangenheit benannten Treiber höheren Stromverbrauchs sind nicht in dem Umfang der bisherigen Prognosen eingetreten: Dabei wirken auch die Erwartungen über einen tendenziell weiter steigenden Strompreis eher umstellungsbremmend. Sie sind einer der Gründe für die

¹¹ Zukunftspfad Stromversorgung, Januar 2024, McKinsey & Company

Abwanderung stromintensiver Industriebetriebe und damit einhergehend einem rückläufigen Industriestromverbrauch. Und in der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung war Deutschland jüngst eher Schlusslicht unter den OECD-Ländern.

Die Elektromobilität erreicht nicht die Wachstumsraten, die von der Politik erwartet wurden. Ende März 2024 waren in Deutschland 1,4 Mio. Elektrofahrzeuge (BEV) im Verkehr, zusätzlich 0,9 Mio. Hybrid-Fahrzeuge. Das Ziel von 15 Mio. BEV in 2030 ist unrealistisch, bei ca. 3 Mio. Neuzulassungen pro Jahr und davon zuletzt 0,5 Mio. BEV erscheinen bestenfalls 7-12 Mio. BEV noch erreichbar, wenn die Einstellung der Verbraucher zu BEVs wieder positiver würde.

Die Umstellung der Gebäudeheizung auf Wärmepumpen verläuft ebenfalls deutlich langsamer als erwartet. Ende 2023 waren 1,8 Mio. Wärmepumpen in Deutschland installiert, mit zuletzt 356.000 Neuinstallationen. Das Ziel 6 Mio. installierte Wärmepumpen bis 2030 ist nicht realistisch. Die Verbraucher investieren erst in noch verfügbare Effizienzreserven mit kürzeren Pay-back-Zeiten (wie bessere Fenster und elektrische Verbraucher erneuern, Dämmung von Gebäuden verbessern, Solarthermie für Warmwasser etc.), bevor die teure Anschaffung einer Wärmepumpe erfolgt.

Und auch der zusätzliche Strombedarf aus Wasserstoff-Elektrolysen für Power to X-Projekte oder zur Verwendung bzw. Speicherung von grünem Wasserstoff bleibt deutlich hinter den Erwartungen zurück: Gegenüber einem Ziel von 10 GW installierter Elektrolyseleistung 2030 sind auf Basis einer im Mai veröffentlichten Analyse von GES bestenfalls 3-4 GW realistisch zu erwarten. Zudem werden die Kosten des grünen Wasserstoffs deutlich höher, als noch vor 2-3 Jahren prognostiziert: GES hält 9-11 € pro kg für in Deutschland produzierten Wasserstoff wegen der hohen Stromkosten hierzulande für realistisch. Das schränkt die Anwendungsbereiche wesentlich ein.

Insgesamt erwarten wir, dass der Stromverbrauch deutlich langsamer ansteigen wird als noch 2021 prognostiziert. Aus heutiger Sicht erscheint ein Verbrauch von 600 TWh für 2035 ein realistisches Basisszenario, maximal vielleicht 650 TWh.

Auch die Langfristziele für 2045 bzw. 2050 sind zu hinterfragen. Ist bei einem langfristigen Zielverbrauch an Endenergie gemäß Bundesregierung von 1.400 TWh 2050 ein Anteil der Elektronen am Endenergieverbrauch von 50-70 % (so die Fraunhofer-Studie „Sektorkopplung durch die Energiewende“) tatsächlich erreichbar?

Heute beträgt der Anteil der Moleküle ca. 80 %. Sollte der wirtschaftlich und technisch vertretbar durch Elektronen darstellbare Anteil nicht wie prognostiziert ansteigen, bleibt auch langfristig die Rolle der Moleküle sehr groß. Unterstellt, dass der Anteil der Moleküle am Endenergiebedarf bis 2050 auf 50 % abgesenkt werden kann, betrüge der Anteil des Stroms an dem prognostizierten Endenergiebedarf etwa 700 TWh, also nicht allzu weit über der GES-Prognose, deutlich niedriger jedenfalls als die Erwartungen vieler Studien und der Bundesregierung von 2021.

GES-Vorschläge zur Reduktion der Kosten im Stromsektor und Steigerung der Versorgungssicherheit: Ziel 50 % solar- und windbasierte Erzeugung

Welche Fragen sind nun im Hinblick auf die im Osterpaket formulierten Ziele zu stellen, wenn der Stromverbrauch deutlich langsamer ansteigt und der Anstieg des Strompreises wirtschaftlich und sozial vertretbar bleiben soll?

Lion Hirth hat schon 2015 in „The optimal share of Variable Renewables“¹² gezeigt, dass der Anteil von wind- und solar-basierter Stromerzeugung von wesentlicher Bedeutung für ein wirtschaftlich optimiertes Stromsystem ist. Er hat gezeigt, dass der Anteil volatiler Erzeugung umso höher sein kann, je weniger kostengünstige disponible Grundlast in einem Stromsystem verfügbar ist. Gerade nach dem Wegfall der kostengünstigen Grundlastkapazitäten von Kernenergie und Kohle bleibt diese Fragestellung für das deutsche Stromsystem relevant. Wie kann bei den Zielen für das deutsche Stromsystem Grundlast möglichst kostengünstig dargestellt werden? Der Weg, Grundlast über Rückverstromung von grünem Wasserstoff bereit zu stellen, ist jedenfalls von allen denkbaren Optionen die teuerste.

Hirth hat weiterhin gezeigt, dass die installierte Leistung volatiler Erzeugung umso größer sein kann, je größer der Strombedarf insgesamt ist. Entwickelt sich der Strombedarf aber nicht wie prognostiziert, entsteht, wie gegenwärtig in Deutschland, über einen unwirtschaftlich hohen Anteil volatiler Erzeugung ein überteuertes Stromsystem aufgrund der volatil erzeugten hohen Integrationskosten.

Verschiedene weitere Untersuchungen im europäischen Raum legen nahe, dass sowohl die spezifischen geografischen und meteorologischen Bedingungen als auch der vorhandene Netzausbau entscheidend dafür sind, welche Integrationskosten beim starken Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung auf Basis von Wind und Solarenergie anfallen. Prof. Werner Sinn hat bereits 2017¹³ in einer umfangreichen Untersuchung gezeigt, dass ein Anteil von PV und Wind von ca. 50 % das nachhaltige Optimum für ein Land mit den Sonnenstunden und Wind-Erträgen wie Deutschland ist. Selbst unter Ausnutzung sämtlicher realistisch verfügbarer Strom-Pump-Speichermöglichkeiten auch der Nachbarländer Norwegen, Schweiz, Dänemark und Österreich bei höheren Anteilen von PV und Wind stellt diese Größenordnung ein sinnvolles Maximum dar. Ebenso zeigt der

¹² Hirth, Lion. "The Optimal Share of Variable Renewables: How the Variability of Wind and Solar Power affects their Welfare-optimal Deployment." *The Energy Journal*, vol. 36, no. 1, 2015, pp. 149-184.

¹³ Sinn, Hans-Werner. "Buffering Volatility: A Study on the Limits of Germany's Energy Revolution." *European Economic Review*, vol. 99, 2017, pp. 130-150. DOI: 10.1016/j.eurocorev.2017.01.004. Auch veröffentlicht als CESifo Working Paper Nr. 5950 und NBER Working Paper Nr. 22467.

LDES (Long Duration Energy Storage) Council¹⁴ mit Berufung auf die US-amerikanische Advanced Research Projects Agency – Energy, dass die Energiemengen, die bei einem über 50-prozentigen Ausbau von Sonne und Wind volatil anfallen bzw. fehlen, logarithmisch (d.h. weit überproportional) ansteigen. Und höhere Anteile von wind- und solarbasierter Erzeugung verursachen stark steigende Integrationskosten und insgesamt höhere Gesamt-Systemkosten.

GES empfiehlt, das Stromsystem in Deutschland wieder auf zwei Säulen aufzubauen: einer Säule aus volatiler Energie aus Sonne und Wind, und einer ebenso wichtigen zweiten Säule aus jederzeit verfügbarer disponibler Erzeugungskapazität, die weitgehend klimaneutral ist. Die zweite Säule ist aus drei Gründen unverzichtbar: Sie deckt den Strombedarf in Phasen von Dunkelheit und längerer Windstille sowie bei höherem Bedarf im Winterhalbjahr, sie ist essentiell für die Stabilisierung des Stromnetzes, was für die Versorgungssicherheit unverzichtbar ist, und sie lässt die Kosten des Stromsystems nicht über ein unvermeidliches Maß hinaus ansteigen. Dieses Zwei-Säulen-System ist essentiell für ein Industrieland mit einem hohen Anteil an kontinuierlichem Strombedarf und Energiekosten, die im globalen Wettbewerb stehen. Auch die Frage der Netzstabilität ist bei einem Anteil von ca. 50 % volatiler Erzeugung deutlich leichter beherrschbar und mit weniger Investitionsaufwand verbunden, als wenn der volatile Anteil weiter steigen würde.

GES hält es daher für eine bedeutende Alternative bei der Optimierung der in Deutschland angestrebten Klimaneutralität der Stromerzeugung, den Ausbau der von PV und Wind erzeugten Energie auf eine Größenordnung von ca. 50 % des Bedarfs zu begrenzen. Bei einem für 2035 angenommenen Strombedarf von 600-650 TWh wäre der Ausbau von Wind & Sonne auf 300 bis 325 TWh in 2035 (Einspeisemenge 2023: 192 TWh) zu begrenzen.

Auch für den weiteren Ausbau des Stromsystems bis 2045/2050 sollte gelten, den Anteil der Stromerzeugung aus Wind & Sonne nicht über die Größenordnung von ca. 50 % anwachsen zu lassen. Bei der Erwartung des Endenergieverbrauchs der Bundesregierung von 1.400 TWh resultiert ein Strombedarf von ca. 700 TWh, nicht wesentlich oberhalb eines aus heutiger Perspektive realistisch reduzierten Ausbaubedarfs.

Optimale Anteile von solar- und windbasierter Erzeugung

Wie lassen sich die Anteile der einzelnen volatilen Erzeugungsformen Wind offshore, Wind onshore und PV optimal unter den deutschen Bedingungen nutzen? Jede dieser drei Erzeugungsformen hat ein spezifisches Volatilitätsverhalten. Angesichts der meteorologischen Gegebenheiten Deutschlands (Sonneneinstrahlung, mögliche Winderträge) sowie unseres Verbrauchsprofils aus hohen Verbräuchen in den Wintermonaten und

¹⁴ LDES Council. "Driving to Net Zero Industry Through Long Duration Energy Storage." November 2023.

McKinsey & Company. "Net-zero power: Long-duration energy storage for a renewable grid." Veröffentlicht von McKinsey

geringeren Verbräuchen in den Sommermonaten mit dann hohen Anteilen der PV-basierten Stromerzeugung ist zu entscheiden, wie ein wirtschaftliches Optimum der drei volatilen Erzeugungsformen realisiert werden kann.

GES hat dazu in einer Simulation die Viertelstundendaten der Produktion und die Stundendaten des Verbrauchs des Jahres 2022 untersucht: Das Ergebnis zeigt, dass ein Anteil von 28 % mit PV-Anlagen erzeugten Stroms ein Minimum an Strom-Überschussproduktion auslöst, bei gegebenem Verhältnis aus Wind-onshore und offshore-Produktion. Fraunhofer ISE hatte in einer früheren Untersuchung¹⁵ einen Anteil von 30-40 % solar erzeugten Stromes empfohlen. Die GES-Untersuchung zeigt insbesondere, dass die Menge an temporärem Energieüberschuss mit steigendem Anteil solarer Produktion deutlich stärker zunimmt, als mit einem zu hohen Anteil von windbasierter Erzeugung. (GES plant eine vertiefte Untersuchung zu dieser Fragestellung, die in einem unserer kommenden Newsletter erscheinen wird).

Für den angenommenen Strombedarf 2035 von 600-650 TWh sowie einer Begrenzung des Stromerzeugungsanteils aus Wind & PV auf ca. 50 % betragen die Ausbauziele für PV-Anlagen gemäß unseren Berechnungen ca. 93 bis 96 GW, für onshore Wind, ca. 82 bis 88 GW und für offshore Wind ca. 21 bis 23 GW. Damit lässt sich eine Jahresenergiemenge aus Wind und Sonne von etwa 300-325 TWh bei den deutschen geografischen und meteorologischen Verhältnissen erzeugen. Dies bedeutet eine signifikante Reduzierung der angestrebten Ausbauziele, eine erhebliche Reduzierung der Netzbelastung aus volatiler Erzeugung und damit wesentlich geringere Kosten zur Integration der volatilen Erzeugung in das Stromsystem.

Der Anteil der erneuerbaren Erzeugung am Strombedarf würde auf Jahresbasis gut 60 % betragen, da ca. 67 TWh Strom über die Nutzung der vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke (rund 20 TWh), Biomassekraftwerke (rund 40 TWh) und Müllheizkraftwerke (rund 7 TWh) zur Verfügung stehen. Alle drei Erzeugungsformen haben allerdings kaum Ausbaumöglichkeiten. Ein 60-prozentiger Anteil erneuerbarer Stromerzeugung wäre ein Spitzenwert für ein Industrieland mit den geografischen Gegebenheiten Deutschlands.

Erforderliche neue disponible Erzeugungskapazitäten

Wie können nun die notwendigen neuen disponiblen Energieerzeugungskapazitäten in Deutschland langfristig klimaneutral im Rahmen der gesetzlich vorgegebenen Ziele erreicht werden?

Sowohl die Bundesregierung (Osterpaket: bis 2035 38 GW Gaskraftwerke), als auch McKinsey (50 GW neue Kraftwerke) sowie viele weitere Untersuchungen sehen dringend den Bedarf zum Neubau disponibler Kraftwerkskapazitäten. 80 GW installierte Gaskraftwerkskapazität ist das

¹⁵ Fraunhofer ISE. "Levelized Cost of Electricity: Renewables Clearly Superior to Conventional Power Plants Due to Rising CO2 Prices." Juni 2021

Ziel der McKinsey-Untersuchung für 2035. Diese Kraftwerksleistung wäre auch bei dem in diesem Beitrag skizzierten Strombedarfsszenario und einer 60-prozentigen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und einem Strombedarf von 600 bis 650 TWh 2035 hinreichend. Die erforderlichen Jahreslaufzeiten lägen durchschnittlich zwischen 2.900 und 3.200 Stunden.

Der signifikante Neubaubedarf disponibler Erzeugung liegt in allen Fällen auch darin begründet, dass die verstärkte Förderung von wind- und solarbasierter Stromerzeugung in den vergangenen Jahren mit dazu geführt hat, die Investitionen und Neubauten in neue Kraftwerke zu reduzieren. Der konventionelle Kraftwerkspark der Gas- und Kohlekraftwerke ist dementsprechend gealtert – von durchschnittlich rund 23 Jahren (2010) auf etwa 32 Jahre (2022). Gleichzeitig sind diese Kraftwerke seltener einsatzbereit: In den letzten Jahren hat sich die Nichtverfügbarkeit des durchschnittlichen fossilen Kraftwerksparks (ausgenommen Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)-Kraftwerke) im europäischen Raum von 20 auf 30 % erhöht.

Der Neubau disponibler Kapazität wird alleine aus wirtschaftlichen Anreizen (erwartbare Stromerlöse) privatwirtschaftlich nicht entstehen, da der Staat zwar den Ausbau von Wind und Sonne massiv u.a. durch den Einspeisevorrang fördert, aber die daraus folgende starke Strompreis-Volatilität mit Phasen extrem hoher Strompreise (bei Dunkelheit und anhaltend kaum Wind) nicht will. Da aufgrund der Preisbegrenzungen keine privatwirtschaftlichen Investitionen entstehen, muss der Staat nun einen Kapazitätsmarkt im Stromsystem regulatorisch schaffen. Das heißt, dass die Stromverbraucher für die Schaffung von disponibler Stromerzeugungskapazität zahlen müssen, damit es zum Neubau kommt. Für die Vorhaltung der Kapazität wird der Investor dann bezahlt, unabhängig davon, in welchem Umfang die Kapazität in Anspruch genommen wird.

Die neu zu bauenden disponiblen Kraftwerkskapazitäten wären neue Gas-Kraftwerke, die laut BMWK 2035 bis 2040 sukzessive auf die Befeuerung mit grünem Wasserstoff umgestellt werden sollen. Der genaue Umstellungstermin soll 2032 bekannt gegeben werden. Wie GES in dem Positionspapier zum Stand des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft im Mai 2024 gezeigt hat, wird grüner Wasserstoff in Deutschland aufgrund der hohen Stromkosten wesentlich teuer sein als noch vor 2-3 Jahren prognostiziert und auch der Kapazitätsaufbau wird die Ziele bis 2030 von 10 GW Elektrolyseleistung nicht erreichen. In Folge dieser Entwicklung entstehen große Bedarfe an grünem Wasserstoff, die überwiegend durch Importe abgedeckt werden müssten, verbunden mit erwartbar hohen Kosten.

Die zu schaffenden Kapazitäten sollen durch Auktionen an diejenigen Betreiber zugeschlagen werden, die den geringsten Subventionsbedarf haben. Bei diesem an sich sinnvollen Vergabemechanismus sollte möglichst viel Konkurrenz auch unterschiedlicher Technologien zum Tragen kommen, um zu möglichst geringen Zusatzkosten für die Stromverbraucher zu kommen. Denn der absehbar signifikante Subventionsbedarf (Schätzung BMWK für eine erste Kapazitätsmarkt-

Ausschreibung von 10 GW: 16 Mrd. €)¹⁶ muss wieder über eine neue Umlage von allen Stromverbrauchern bezahlt werden.

Somit stellt sich für die Schaffung der erforderlichen disponiblen Kapazitäten die Frage, wie der notwendige Subventionsbedarf möglichst gering gehalten werden kann?

Die absehbar auch zukünftig hohen Kosten von grünem Wasserstoff aus deutscher Produktion öffnet die Frage nach weiteren möglichen Optionen. Einige heute in Betrieb befindliche, noch recht neue Gas-Kraftwerke können mit Carbon Capture Storage (CCS) nachgerüstet werden und neue Gas-Kraftwerke können auch mit Erdgas und CCS statt ausschließlich mit Wasserstoff betrieben werden. Selbst der Betrieb mit blauem Wasserstoff wäre perspektivisch denkbar, auch wenn dies bisher von der Regierung nicht vorgesehen ist. In einem offenen politischen Raum könnte auch die Frage nach Nachrüstung und auch Neubau von Steinkohle-Kraftwerken mit CCS gestellt werden, da dies die Versorgungsoptionen mit Primärenergie auch langfristig vergrößert und somit die Wirtschaftlichkeit des Stroms system stützt. Darauf soll aber im Weiteren verzichtet werden.

Deutschland hat 2024 etwa 5 GW sehr junger hocheffizienter großer Gaskraftwerke (typischerweise mit KWK/Fernwärmeauskopplung) in Betrieb. Deren Inbetriebnahme-Jahr ist 2008-2011 und damit können diese Kraftwerke technisch noch bis mindestens bis 2050 weiterlaufen, ggf. länger. Mit einem Wirkungsgrad, der im Weltmaßstab absolute Spitze ist (etwa 58-61 %), und einem Brennstoffausnutzungsgrad von bis zu 80 % sind diese Kraftwerke oft essentielle Wärmequelle der Fernwärmenetze größerer Städte. Da die bestehenden Fernwärmenetze im Zuge der Wärmewende ausgebaut werden sollen, was für die Betreiber bereits Investitionen in Mrd. € Höhe bedeutet, könnte die technisch mögliche maximale Laufzeit dieser Anlagen durch Nachrüsten mit CCS ausgeschöpft werden.

Daneben werden in den kommenden Jahren in Baden-Württemberg¹⁷ zwei Kohlekraftwerke mit insgesamt 2,5 GW zunächst auf Erdgasbetrieb und perspektivisch auf Wasserstoffbetrieb umgerüstet. Diese könnten nach der Umstellung auf Erdgas alternativ mittels CCS-Nachrüstung bis weit über 2050 hinaus in Betrieb bleiben, ggf. unter teilweiser Verfeuerung grüner Gase (z.B. durch Beimischung von grünem Biogas, um neben CCS (90 % Abscheidegrad CO₂) nahezu 100-prozentige Klimaneutralität zu erreichen). Der Umrüstungspfad mit seinen Handlungsalternativen bietet sich auch für weitere 2013-2020 fertig gestellte Kohlekraftwerke mit einer Leistung von 4 GW an. Eine ggü. dem Alternativpfad von McKinsey erwartete höhere Jahreslaufzeit dieser Kraftwerke sollte die Wirtschaftlichkeit einer Nachrüstung mit CCS positiv beeinflussen.

In einer Reihe von Industrieparks von Unternehmen der Prozessindustrie sowie in Unternehmen mit hohem Bedarf an Prozesswärme sind heute teilweise ebenfalls hochmoderne Kraftwerke auf Erdgasbasis für den

¹⁶ Bundesregierung. "Kraftwerksstrategie: Klimafreundliche und sichere Energieversorgung." Februar 2024.

¹⁷ offizielle Webseite der EnBW: [EnBW Umbau Kohlekraftwerke](#).

Eigenbedarf an Strom- und Prozesswärme in Betrieb. Für diese gilt das Gleiche.

Auch netztechnisch und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (Frequenzstabilität) ist der Bau von neuen Gas-Kraftwerken in Gebieten mit zukünftig großen Stromdefiziten (wie im Westen und Süden) nötig. In Summe ist davon auszugehen, dass an dem Neubau von mindestens 40 GW Erdgas-Kraftwerken kein Weg vorbeiführen wird, auch wenn die Bundesregierung zunächst nur 10 GW in mehreren Ausschreibungsrunden von jeweils 2,5 GW ausschreiben will. Dabei sollte der dringend notwendige Bau disponibler Erzeugungskapazitäten unbedingt technologieoffen aufgesetzt werden.

Langfristig ist die Frage des Einsatzes von Wasserstoff oder alternativ von Erdgas mit anschließendem Abfangen des entstehenden CO₂ vor allem eine technisch/ wirtschaftliche. Setzt man das Vorhandensein eines großvolumigen CO₂-Transportnetzes in Deutschland voraus, wird es in erster Linie zu einer wirtschaftlichen Frage, die zum einen von der erwarteten Zahl der Betriebsstunden der neuen Gas-Kraftwerke beeinflusst wird, zum anderen von den erwarteten Kosten für grünen (oder blauen) Wasserstoff gegenüber Erdgas und den zusätzlichen Kosten für CCS.

Insgesamt besteht große Übereinstimmung bei Forschungseinrichtungen, Stromwirtschaft und Verbänden der Stromverbraucher, dass der notwendige Strom-Kapazitätsmarkt zeitlich bereits heute im Verzug ist. Technisch stehen entsprechende Optionen bereit. Durch die noch ausstehende gesetzgeberische und regulatorische Ausgestaltung kann es für die Stromkunden mehr oder weniger teuer werden.

Erfordernis CO₂-Transportnetz

Ein großvolumiges CO₂-Transportnetz wurde in Deutschland endlich in den Blick genommen, Ende Mai 2024 verabschiedete das Bundeskabinett das Vorhaben: In der im Februar 2024 seitens des BMWK vorgestellten „Carbon Management Strategie“¹⁸ wurde CCS bzw. CCU inclusive des Aufbaus eines CO₂-Transport-Kernnetzes (mit Anschluss an die entsprechenden Netze in den Niederlanden, Belgien und der Schweiz) als unverzichtbar zum Erreichen der GHG-Minderungsziele beschrieben.

Das BMWK-Konzept sieht zwar aktuell ausdrücklich keine direkte Förderung von CCS im Stromsektor vor (im Gegensatz zu Sektoren mit technisch unvermeidbaren CO₂-Emissionen wie beispielsweise der Zementindustrie), lässt CCS im Stromsektor aber grundsätzlich zu (wobei eine Nutzung des CO₂-Netzes von Kohle-gefeuerten Kapazitäten ausgeschlossen wurde). Wenn in den nächsten Jahren auch die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für CCS geschaffen werden, sollte aus Sicht von GES in der möglichen Dimensionierung und Nutzung eines CO₂-Transportnetzes auch der Stromsektor berücksichtigt

¹⁸ Bundesregierung. "Kabinett beschließt Eckpunkte für Carbon-Management-Strategie." 29. Mai 2024.

werden und ein möglicher CO₂-Transport-Bedarf aus dem Stromsektor in die CO₂-Netzplanung aufgenommen werden.

Ein CO₂-Transportnetz für Deutschland wurde beispielsweise von den Ferngasnetzbetreibern OGE und GasUnie¹⁹ entworfen. Das Beispiel von OGE sieht 4.800 km Fernleitungen zur Verbindung wesentlicher CO₂-Quellen mit „unvermeidbarer CO₂-Produktion“ (wie der Zementindustrie) mit Häfen an der deutschen Nord- und Ostsee vor. Von dort könnte das CO₂ per Pipeline nach Norwegen transportiert werden und dort in ausgeförderten Gaslagerstätten dauerhaft und sicher gelagert werden. Die Kosten für dieses im Wesentlichen neu zu errichtende CO₂-Kernnetz werden auf etwa 14 Mrd. € geschätzt²⁰. Bei einer zusätzlichen Nutzung durch stromerzeugende Unternehmen ist aufgrund dann steigender Volumina mit höheren Kosten zu rechnen. Dabei steigt aber auch der Kreis derer, die für die Finanzierung dieser Investition in Frage kämen. Hinzu kämen die Investition in eine/mehrere Unterwasser-Pipelines nach Norwegen, diese könnten durch interessierte CO₂-Einlagerungs-Anbieter aus Norwegen wie Equinor getragen werden.

Über zu erwartende Transportkosten bis zur Endlagerung unter der Nordsee gibt es eine Reihe von Forschungsarbeiten aus verschiedenen Ländern. Sie gehen von etwa 100-120 €/t für CO₂-Abscheidung einer großen Punktquelle (wie einer Zementanlage, einer Chemieanlage oder einem Kraftwerk), CO₂-Transport und Endlagerung aus. Damit liegt CCS kostenmäßig in einem Bereich, der auch für 2035 und Folgejahre als CO₂-Preis im Rahmen des europäischen Emissionshandels ETS erwartet werden kann. Auch im Falle noch höherer Kosten von 120-170 €/t CO₂ wäre ein Einsatz von CCS gegenüber grünem Wasserstoff noch kompetitiv bei Kraftwerken, die auf über 30 % Jahresauslastung kommen, auch unter Berücksichtigung des durch den Einsatz von CCS reduzierten Wirkungsgrades. Somit kann CCS auch für neue Kraftwerke mit längerer Jahreslaufzeit wirtschaftlich interessant werden.

Die Mehrkosten für den Einbau einer CCS-Anlage in einem neuen Gas-Kraftwerk liegen grob bei etwa 50 % der Neubaukosten (Neubaukosten etwa 0,5 Mrd.€ für ein 500 MW Gas-KW mit GuD)²¹. Aufgrund fehlender wirtschaftlicher Anreize in den gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen sind weltweit erst wenige CC-Anlagen im Einsatz. Damit besteht sicherlich gegenüber den bisherigen Kostenschätzungen noch Optimierungspotenzial. Technisch ist der Einsatz von Aminwäschen zur Abscheidung von CO₂ weitgehend erprobt²², da diese bei zahlreichen Prozesanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas seit vielen Jahren im Einsatz sind.

¹⁹ OGE und TES entwickeln ein CO₂-Transportnetz, Pipeline Technology Journal; Gasunie CO₂ Netzwerk, Pipeline Technology Journal

²⁰ Verein Deutscher Zementwerke (VDZ). "Eine CO₂-Roadmap für die deutsche Zementindustrie

²¹ International Institute for Sustainable Development (IISD), "Why the Cost of Carbon Capture and Storage Remains Persistently High" (2023)

²²IEA, "CCS Retrofit – Analysis" (2023)

Das abgefangene CO₂ würde mittels CO₂-Pipeline-Netz zur sicheren Endlagerung unter dem Boden der Nordsee transportiert. Entsprechende Projekte sind seit vielen Jahren in Betrieb (wie Sleipner in Norwegen) oder in Umsetzung (wie PORTHOS in den Niederlanden sowie weitere Projekte wie „Northern Lights“ in Norwegen). Und Norwegen hat Deutschland offiziell angeboten, alles in diesem Jahrhundert aus CCS anfallende CO₂ zu übernehmen.

Es sei auch darauf hingewiesen, dass wesentliche Organisationen wie die Internationale Energie Agentur (IEA) oder auch die Organisation für Erneuerbare Energien (IRENA) den Einsatz von Carbon Capture für entscheidend zur Erreichung der Net Zero-Ziele erachten. Dieser Option sollte sich Deutschland nicht verschließen und den Einsatz von Carbon Capture zur klimaschonenden Stromerzeugung unterstützen. Ein erster Schritt ist mit der Carbon Management Strategie getan.

Einsparungspotenziale der GES-Vorschläge

McKinsey zeigte im Januar des Jahres auf, dass gegenüber dem Osterprogramm der Bundesregierung nach ihren Einschätzungen Einsparungen bei den Investitionen von 150 Mrd. € möglich sind. Wesentliche Wirkhebel waren ein geringerer Ausbau der volatilen Stromerzeugung aus PV und Wind-Anlagen und in der Konsequenz geringere Aufwendungen für den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze bei einem erhöhten Aufwand für den Bau disponibler Kapazitäten. Über diesen Weg wurde ein um 11 % geringerer Haushaltsstrompreis von langfristig 42-44 ct/kWh für 2035 projiziert.

Die GES-Vorschläge gehen noch einen Schritt weiter. Zunächst wird der Strombedarf hinterfragt: aufgrund geringeren Wachstums der Elektromobilität, Wärmepumpen, Wasserstoff-Elektrolysen sowie zurückgehender Industrieleistung sehen wir den mittelfristigen Strombedarf 2035 nur bei 600-650 TWh, d.h. rund 15 % unterhalb der Prognosen der Regierung bzw. den von McKinsey verwendeten Zahlen.

Um die Volatilität der Stromerzeugung mit PV- und Windanlagen beherrschbarer zu machen und dementsprechend den hieraus resultierenden Investitionsbedarf zu begrenzen, zeigt GES auf, dass es auch langfristig klug ist, den Anteil der volatilen Erzeugung am Strombedarf auf ca. 50 % zu begrenzen. Entsprechend reduzieren sich die Investitionen in diesem Bereich deutlich, mit zusätzlichem Nutzen eines nochmals deutlich geringeren Investitionsbedarfs im Übertragungs- und Verteilnetzbereich und bei Batteriespeichern. Ausdrücklich sei an dieser Stelle auch vor den hohen Volatilitätskosten einer für den Strombedarf überdimensionierten Erzeugung aus PV- und Windanlagen gewarnt. Die Systemkosten der Volatilität schlagen auf einen niedrigeren Stromverbrauch überproportional durch. Angesichts des erwartet geringeren Strombedarfs, wird der Investitionsaufwand in neue disponible Kapazitäten ähnlich hoch wie bei McKinsey geschätzt.

Da GES die Anwendung von CCS auch bei Stromerzeugung für eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative erachtet, muss das geplante CO₂-Transportnetz größer dimensioniert werden. Wir rechnen maximal mit einer Verdopplung der bisher prognostizierten Kosten für den Aufbau eines CO₂-Transportnetzes von 14 Mrd. €.

Nach GES-Schätzung können damit zusätzlich zu den von McKinsey genannten 150 Mrd. € Einsparungen weitere ca. 150-200 Mrd. € an Investitionen für das deutsche Stromsystem eingespart werden.

Auch bei den laufenden Kosten ergäben sich jährliche Nettoeinsparungen im Bereich von mehr als 10 Mrd. € pro Jahr. Positive Effekte ergeben sich durch verringerte Re-Dispatch-Kosten, vermiedene Aufwendungen für Maßnahmen zur Stabilisierung der Netzfrequenz, sowie wesentlich verringerte zukünftigen EEG-Einspeisevergütungen.

Aus Sicht von GES wird der mittelfristig sinnvolle Aufbau von PV-Kapazitäten bereits 2026 erreicht, insbesondere neue Freiflächenanlagen wären nur noch nötig bei nach 2035 weiter wachsendem Strombedarf. Damit könnte die Förderung neuer PV-Anlagen durch über 20 Jahre garantierte feste Einspeisevergütungen spätestens 2026 auslaufen. Die gesetzliche Netz-Anschlusspflicht neuer PV-Anlagen (auf Kosten aller Stromverbraucher) stellt bereits eine erhebliche Unterstützung dar.

Auch bei Wind onshore sollte der Focus schrittweise stärker auf Re-Powering von Altanlagen an relativ ertragreichen Standorten gelegt werden. Die Erschließung neuer windschwächerer Standorte löst nur erhöhten Subventionsbedarf aus und ist aus wirtschaftlicher Sicht kontraproduktiv.

Gegenläufig sind erhöhte laufende Kosten für mehr EU-ETS-Zertifikate zu nennen, aufgrund der ggü. dem McKinsey-Alternativpfad erhöhten Laufzeit disponibler Kraftwerke mit Restemissionen. Die Größenordnung dieser höheren Kosten kann mit etwa 1 Mrd.€ p.a. eingeschätzt werden.

Diese auch langfristig verbleibenden höheren Rest-GHG-Emissionen im Stromsektor können volkswirtschaftlich und global betrachtet kostengünstiger im Rahmen internationaler Partnerschaften vermieden werden: zum Beispiel durch den stärkeren Ausbau von Nature-based-Solutions in Partnerschaft mit Ländern des globalen Südens. Auch unter zusätzlicher Einbeziehung dieser Kosten (geschätzt 1-2 Mrd. € jährlich), die natürlich vom Stromverbraucher in Deutschland zu bezahlen wären, ist der GES-Pfad auch langfristig bei den laufenden Kosten deutlich günstiger.

Im Übrigen dürfte der Flächenbedarf für neue PV-Freiflächen und onshore-Windanlagen ggü dem McKinsey-Szenario grob geschätzt um eine Größenordnung zurückgehen, die der Fläche des Saarlandes entspricht. Und der für die Umsetzung erforderliche Ressourcenbedarf (Fachkräfte, knappe Metalle (wie Kupfer für den Netzausbau), Batterierohstoffe, etc.) ist nochmals wesentlich reduziert, was die Zielerreichung deutlich erleichtert.

Zusammenfassung

Aus Sicht von GES besteht bei den aktuellen Zielsetzungen für die Energiewende im Strommarkt dringender Korrekturbedarf. GES unterstützt die in der McKinsey Studie im Januar 2024 vorgeschlagenen Zielanpassungen, die bereits 150 Mrd.€ Investitionskosten bis 2035 sparen.

GES schlägt vor, die Ausbauziele für Wind und PV in Deutschland grundsätzlich nicht über etwa 50 % ansteigen zu lassen, mehr volatiler Strom würde das System wegen der Folgekosten kontinuierlich unwirtschaftlicher machen.

Zusätzlich kann CCS für die neu zu errichtenden disponiblen Kraftwerkskapazitäten die Stromsystemkosten positiv beeinflussen. Mit den von GES vorgeschlagenen Anpassungen bei Netzausbau und Reduktion des Ausbaus von PV- und Windanlagen saldiert mit den Mehrkosten für ein größeres CO₂-Transportnetz könnten in den nächsten 20 Jahren etwa weitere 150-200 Mrd. € an Investitionen vermieden werden.

Mit den Vorschlägen von GES wird die Klimaneutralität im Stromsektor möglich. Wo allerdings das Erreichen vollständiger lokaler Klimaneutralität extreme Kosten verursacht, setzt GES auf internationale Lösungen. Dafür wäre jährlich ein vergleichsweise kleiner Betrag für Nature-based Solutions im globalen Süden zu zahlen, der die dringend erforderliche Entwicklung in diesen Ländern unterstützt.

Mit diesem Vorgehen wäre das vorgezeichnete Ansteigen der Stromkosten in Deutschland auf ein Niveau weit über dem unserer Nachbarländer vermeidbar. Auch der Standort Deutschland würde wieder an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen. Das Fortschreiten der Deindustrialisierung, das auch durch die Furcht vor weiter steigenden Energiepreisen ausgelöst wird, würde gebremst.

Der von GES aufgezeigte Weg zur Klimaneutralität ist zudem mit geringerem Ressourcenverbrauch verbunden. Anders ausgedrückt: Ein zu großer Anteil volatiler Stromerzeugung erzeugt Zusatzaufwand, der zu einem überbezahlten und für zahlreiche Länder nicht darstellbaren Ressourcenaufwand führt.

Es hat sich in vielen anderen Situationen gezeigt, dass ein technologieoffener Angang und der marktwirtschaftliche Wettbewerb um die kostengünstigste Lösung wesentlich bessere Ergebnisse erzielen als staatliche Programme. Die Investoren können viel besser die zu erwartenden Marktpreise für CO₂, Wasserstoff und CCS einschätzen, als der Staat oder Forschungseinrichtungen dies vermögen.

Erreicht der Stromanteil am Endenergieverbrauch, wie hier dargelegt, auch langfristig einen Anteil von ca. 50 %, müssen die weiteren 50 % über klimaneutrale Moleküle dargestellt werden. Das erhöht die Bedeutung von importierten klimaneutralen Treibstoffen und von importiertem low-carbon Wasserstoff. Und löst die Frage aus, in welchem Umfang „Restmengen“ von CO₂ weniger durch kostenaufwendige technische Maßnahmen, sondern über bezahlte Systemdienstleistungen durch naturbasierte

Lösungen in Ländern des globalen Südens erbracht werden können.
Dieser Weg ist auch in wirtschaftlicher Perspektive deutlich günstiger.