

Integration erneuerbarer Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt

Stephan Kohler und Annegret-Cl. Agricola

Der Ausbau und die Integration der regenerativen Stromerzeugung stellen vollkommen neue Anforderungen an das Energiesystem und verändern den konventionellen Kraftwerkspark, den Stromhandel, aber auch den Transport, die Verteilung und die Nutzung von Elektrizität maßgeblich. Die Studie „Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt“, die die Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) in Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen erstellt hat, untersucht den eingeleiteten Transformationsprozess des (deutschen) Stromsystems.

Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland um 40 % und bis 2050 um 80 % reduziert werden. Gleichzeitig soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2020 auf mindestens 35 % und bis 2050 auf 80 % steigen. Zur Verwirklichung dieser Zielsetzungen muss die deutsche Stromversorgung in den nächsten Jahrzehnten grundlegend umgebaut werden.

Zielsetzung der oben genannten Studie ist, die Entwicklung des in den europäischen Markt eingebetteten deutschen Stromsystems auf der Basis der energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung für den Zeithorizont bis 2050 unter Zugrundelegung der heute geltenden Rahmenbedingungen zu analysieren und ggf. erforderlichen Anpassungsbedarf im Hinblick auf die technische und marktwirtschaftliche Systemorganisation aufzuzeigen. Hierfür wurden folgende zentrale Annahmen getroffen:

- Entwicklungspfad der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist das Leitszenario 2009 des Bundesweltministeriums [1].
- Die Energieträgerpreise entwickeln sich auf Basis der im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums erstellten Energieprognose 2009.
- Der deutsche Strommarkt ist, unter Annahme eines barrierefreien Stromnetzes innerhalb der einzelnen europäischen Länder und unter Zugrundelegung der bestehenden Grenzkuppelkapazitäten, inkl. bestehender Ausbauplanungen für den Stromaustausch zwischen den Ländern, in einen vollständig realisierten europäischen Strommarkt [2] eingebettet.

Kernelement der Studie ist eine Modellierung des deutsch-europäischen Strom-



Zentral für das Gelingen der Energiewende in Deutschland ist ihre Umsetzung in Abstimmung mit den europäischen Nachbarn
Foto: Mauritius

systems. Auf Basis der zugrundegelegten Annahmen wird zunächst die zukünftig vorzuhaltende Regelleistung in Abhängigkeit vom Ausbau der erneuerbaren Energien errechnet. Die Untersuchung modelliert für die Stützjahre 2020, 2030, 2040 und 2050 stundenscharf die Stromnachfrage und die Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie aus Kraft-Wärme-Kopplung. Darauf aufbauend wird die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland sowie der Einsatz fossiler Kraftwerke in Europa unter Berücksichtigung der verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten berechnet.

Zielgröße der Modellierung ist die kostenminimale Deckung der (nach Abzug der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und KWK verbleibenden) Stromnachfrage. Dabei wird der konventionelle Kraftwerkspark so ausgelegt, dass Stromnachfrage und Reserve-

bedarf in jeder Stunde gedeckt werden können. Abschließend erfolgen die Simulation der resultierenden kostenbasierten Marktpreise für Strom sowie eine Abschätzung des Ausbaubedarfs im deutschen Stromübertragungsnetz. Das Untersuchungsergebnis zeigt grundlegende Aspekte auf, die ein Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien charakterisieren und einen erheblichen Anpassungsbedarf des bestehenden Stromsystems in Deutschland und Europa bedingen. Einige dieser Aspekte sollen nachfolgend diskutiert werden.

Grundlegende Veränderung von Erzeugungskapazitäten und Residuallast

Die Realisierung des zugrundegelegten Ausbaupfads der Stromerzeugung aus er-

24 % der gesicherten Leistung stellen. Um die Jahreshöchstlast im Jahr 2050 decken zu können, müssen zusätzlich zu den im berechneten Szenario für Deutschland ermittelten Stromerzeugungs- und Speicherkapazitäten entweder gesicherte Leistung aus dem Ausland bezogen oder weitere konventionelle Kraftwerke zugebaut werden.

Diese Aussage bleibt auch dann gültig, wenn es in Zukunft gelingt, die Systemlösung Power to Gas – also die Umwandlung regenerativer Stromerzeugung in Wasserstoff oder Methan, wirtschaftlich nutzbar zu machen. Um durch diese Option einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in einem System mit sehr hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung zu gewährleisten, werden Gaskraftwerke in der gleichen Größenordnung benötigt. Es ist also grundlegend für eine zukunftsfähige und sichere Energieversorgung, dass erneuerbare und konventionelle Energieerzeugung zusammengehen müssen. Der Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung benötigt den raschen Zubau von effizienten und flexiblen konventionellen Kraftwerken, welcher durch die Flexibilisierung bestehender Kraftwerke durch Retrofitmaßnahmen ergänzt werden sollte.

Die Umgestaltung des Stromsystems bis 2050 führt zu grundlegenden strukturellen Veränderungen der Residuallast. Die wichtigsten Merkmale sind hohe Schwankungen und das Aufbrechen bisher typischer Tages- und Wochenlastverläufe. So kommt es im Tagesverlauf zu Residuallastschwankungen von bis zu 70 GW (Abb. 2), im Monatsverlauf von bis zu 110 GW. Die bisher durch die Nachfrage bestimmten Tages- und Wochenverläufe der Residuallast werden zunehmend durch die fluktuierende Einspeisung verändert. Zukünftig werden auch in nachfragestarken Mittagsstunden aufgrund hoher PV-Einspeisungen negative Residuallastwerte oder umgekehrt in Nachtstunden mit niedriger Windeinspeisung verhältnismäßig hohe Residuallastwerte auftreten.

Zusätzlich zu den beschriebenen Schwankungen im Tagesverlauf bestehen große Herausforderungen zum Ausgleich der jahreszeitlichen, aber auch der kurzfristigen Schwankungen der Residuallast im Minutenbereich. Bei der Analyse der kurz-

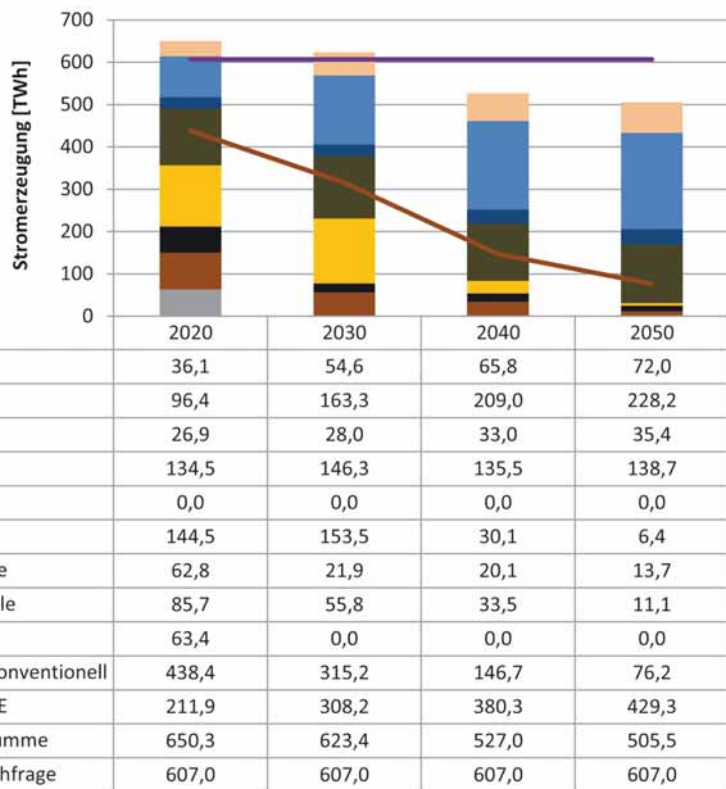


Abb. 1 Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland (der angenommene Ausbaupfad der Erneuerbaren basiert auf dem BMU-Leitszenario 2009)

neuerbarer Energien in Deutschland bedingt, dass die im Jahr 2050 hierzulande installierte Erzeugungskapazität wesentlich größer sein wird als die heutige. Die installierte Kapazität erhöht sich von heute ca. 150 GW auf ca. 240 GW im Jahr 2050. Die installierte Kapazität der erneuerbaren Energien wird mehr als verdreifacht; auf der Basis des zugrundegelegten Szenarios ist zudem im Jahr 2050 ein konventionel-

ler Kraftwerkspark in Deutschland mit rd. 60 GW nötig.

Gleichzeitig ermöglicht dieser Kraftwerkspark jedoch nicht die Deckung der Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt aus den in Deutschland installierten Stromerzeugungskapazitäten. Erneuerbare Energien werden 2050 zwar 80 % des in Deutschland benötigten Stroms liefern (Abb. 1), aber nur

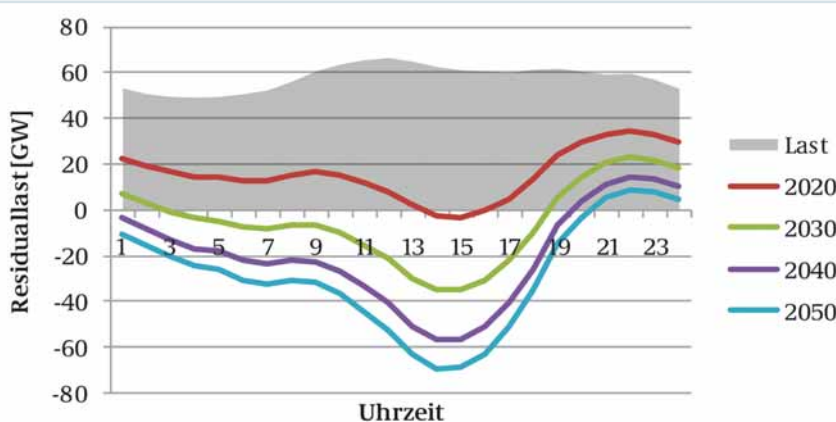


Abb. 2 Tagesverlauf der Residuallast an einem Samstag im August

fristigen Schwankungen besteht weiterer Forschungsbedarf, insbesondere bei der in vorliegender Studie nicht erfolgten Modellierung im unterstündlichen Bereich.

Negative Residuallasten

Ab 2020 wird das Auftreten von Stunden mit negativer Residuallast (Überschussstrom) relevant. In solchen Stunden wird mehr Strom durch die Must-run-Erzeugungsanlagen (erneuerbare Energien und KWK) bereitgestellt, als in Deutschland benötigt wird. Im Jahr 2050 weisen mehr als 3 800 Stunden, also über 40 % der Stunden im Jahr, negative Residuallastwerte auf. Der Extremwert der negativen Residuallast beträgt im Jahr 2050 teils mehr als 70 GW (siehe Abb. 3). Die insgesamt in 2050 zu Zeiten negativer Residuallast über die Nachfrage hinaus erzeugte Strommenge beträgt rd. 70 TWh im Jahr.

Zu einem gewissen Anteil kann der Stromüberschuss bei negativer Residuallast ins Ausland exportiert werden, wenn seitens der Nachbarländer Deutschlands eine entsprechende Bereitschaft hierfür besteht. Alternativ kann der Stromüberschuss im Inland zwischengespeichert werden, wobei ein massiver Ausbau der heute bestehenden Stromspeicherkapazitäten erforderlich ist, wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zur Beibehaltung der Systemstabilität nicht aberegelt und damit verworfen werden soll.

Das in naher Zukunft, unter Annahme barrierefreier Stromnetze innerhalb der europäischen Staaten, nur geringfügige Auftreten nicht-integrierbarer Arbeit bis 2040 zeigt, dass das vorhandene Stromversorgungssystem die fluktuierende Einspeisung der erneuerbaren Energien unter optimalen Bedingungen zunächst relativ gut ausgleichen könnte, sofern das Ausland bereit und dazu in der Lage ist, entsprechende Strommengen aufzunehmen. Dies unterstreicht nochmals die Bedeutung des Ausbaus der Stromnetze und Grenzkuppelkapazitäten in Deutschland und Europa, um eine weitgehende Integration erneuerbarer Energien in Verbindung mit der Realisierung der energiepolitischen Zielsetzungen zu ermöglichen.

Mit dem weiteren Ausbau der fluktuierenden Erzeugung nimmt die nicht-integrierbare

Arbeit überproportional zu und steigt unter Annahme barrierefreier Netze und heutiger deutscher Stromspeicherkapazitäten auf rd. 21 TWh im Jahr 2050. Die aufgezeigte Entwicklung bei der nicht-integrierbaren Arbeit ist eine konservative Abschätzung und unterschätzt tendenziell die voraussichtliche zukünftige Entwicklung. Ursache ist die Eigenschaft der vollkommenen Voraussicht des zugrundegelegten Modells im Hinblick auf die Einsatzplanung des konventionellen Kraftwerkparks sowie den Betrieb von Speichern und Grenzkuppelkapazitäten.

Um das Auftreten von Extremwerten und Schwankungen auszugleichen, sind verschiedene Maßnahmen denkbar. Auch wenn voraussichtlich ein vollständiger Ausgleich nicht möglich ist, kann langfristig die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien durch den kombinierten Einsatz verschiedener Maßnahmen stärker vergleichmäßig werden. Speicher, Demand-Side-Management, flexible konventionelle Kraftwerke, nationaler und internationaler Netzausbau und ggf. die besondere Förderung oder Begrenzung einzelner EE-Erzeugungstechnologien sowie Erzeugungsmanagement erneuerbarer Energien müssen dabei einen Beitrag leisten.

Zunahme von Preisvolatilität und Kosten

Die zunehmende fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien hat auch nachhaltigen Einfluss auf den Stromhandel und die Preisbildung an der Börse, der bereits heute beobachtbar ist und in Deutschland derzeit intensiv diskutiert wird. Im bishe-

rigen Strommarkt war die Preisbildung vor allem nachfragegetrieben. D. h., untertags (und werktags) lagen eine höhere Nachfrage und damit im Allgemeinen auch ein höherer Preis vor. Nachts ist die Nachfrage niedriger, was sich auch in entsprechend geringeren Strompreisen widerspiegelt hat.

Infolge des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland werden diese Zusammenhänge aufgrund der fluktuierenden Stromspeisung mehr und mehr aufgehoben. Die in der Studie durchgeführte Strommarktmodellierung unter Maßgabe des zugrundegelegten Ausbaupfads für erneuerbare Energien weist insbesondere eine erhebliche Zunahme der Preisvolatilität im Strommarkt für den Zeithorizont bis 2050 aus. Die Häufigkeit und Ausprägung sehr hoher und sehr niedriger Preise wird deutlich zunehmen. Dabei ist zu erwarten, dass die beobachteten Werte zunehmend stark vom Residuallastverlauf und nicht wie in der Vergangenheit vom Lastverlauf abhängen werden.

Die Summe der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien steigt entsprechend der starken Zuwächse bei der Erzeugung von 2010 bis 2050 um 176 % auf 34,5 Mrd. € (Realwert) an. Dagegen sinken die spezifischen Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien bis 2050 um ca. 40 % in Folge von Skalen- und Lerneffekten. Trotz der stark sinkenden spezifischen Kosten bleiben im Ergebnis der Untersuchungen die Differenzkosten der erneuerbaren Energien bis 2050 positiv [3]. Eine wirtschaftliche Direktvermarktung erneuerbarer Energien ist damit unter bestehenden Marktbedingungen, d. h.

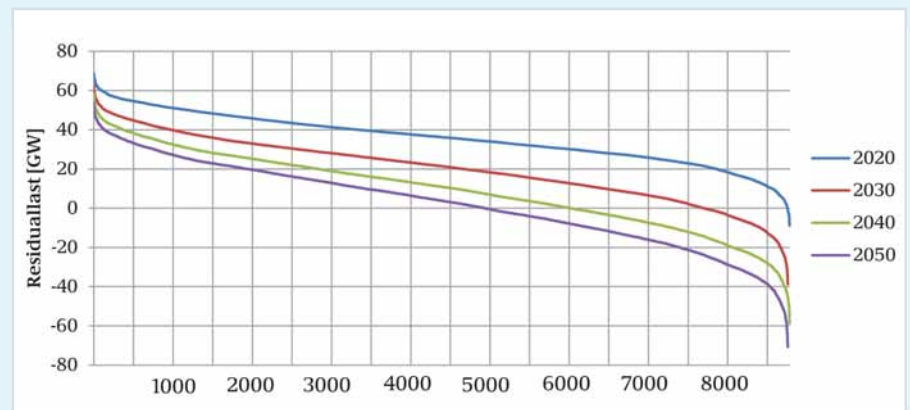


Abb. 3 Geordnete Dauerlinie der Residuallast

unter Zugrundelegung des heutigen Markt-designs, auch in 2050 nicht ohne weitere finanzielle Anreize zu erwarten.

Daraus ergibt sich die Notwendigkeit der Neujustierung des Strommarktdesigns im europäischen Kontext. Europäisch organisierte Kapazitätsmärkte sind zukünftig erforderlich, um in einem in den europäischen Markt eingebettetem deutschen Stromsystem mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien sowohl Versorgungssicherheit auf Basis ausreichend gesicherter Erzeugungskapazitäten als auch einen marktintegrierten Ausbaupfad der erneuerbaren Energien zu ermöglichen.

Die aktuelle Diskussion über die Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf die Strompreise für Endverbraucher fokussiert auf die Entwicklung der Börsenpreise für Strom und die Entwicklung der EEG-Umlage. Eine solche Betrachtung vernachlässigt wesentliche weitere Bestandteile der Strompreise für Endverbraucher. Zukünftige Strompreissteigerungen werden außerdem durch steigende Netzkosten und Kosten für Flexibilisierungsmaßnahmen des Stromversorgungssystems wie bspw. die Errichtung von Speichersystemen und Nutzbarmachung von Demand-Side-Management verursacht [4]. Die genaue Berechnung der Entwicklung der Kosten bis 2050 ist aufgrund der Vielzahl der Faktoren, der komplexen Zusammenhänge und der langen Dauer des Umbaus des Stromversorgungssystems heute nicht möglich.

Energieeffizienz als Kostensenkungsmaßnahme

Eine Grobabschätzung verschiedener wesentlicher Kostenblöcke auf Basis der Modellierungsergebnisse, zusätzlicher Berechnungen, Experteneinschätzungen und den Ergebnissen anderer Studien zeigt insgesamt eine deutliche Zunahme der Kosten für die Stromversorgung in Deutschland bis 2050. Vor diesem Hintergrund ist die konsequente Erschließung wirtschaftlicher Stromeffizienzpotenziale von zentraler Bedeutung. Durch eine entsprechende Potenzialerschließung kann sowohl einem Anstieg des Stromverbrauchs infolge zunehmender Elektrifizierung von Prozessen in Unternehmen und Haushalten entgegengewirkt, der

Bedarf an gesicherten Erzeugungskapazitäten gesenkt und dadurch die Kostenbelastung maßgeblich reduziert werden.

Zugleich ist zu betonen, dass den zu erwartenden Kostensteigerungen infolge der grundlegenden Umgestaltung des Stromsystems positive Effekte und Einsparpotenziale auf der Nachfrageseite gegenüberstehen. So müssen die Verringerung der Klimafolgekosten über die Dekarbonisierung des Stromsystems als auch die volkswirtschaftlichen Vorteile durch die verminderte Abhängigkeit von Rohstoffimporten einschließlich der damit verbundenen Preis- und Verfügbarkeitsrisiken sowie die zusätzliche nationale Wertschöpfung in dieser Kostenbetrachtung angemessen berücksichtigt werden.

Systemeffekte der Erneuerbaren erkennen

Die Studienergebnisse machen deutlich, dass eine kritische Reflexion des Aufbaus erheblicher Erzeugungskapazitäten aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien erforderlich ist. Sie ist in Anbetracht des langfristigen Zeithorizonts für die Realisierung der energiepolitischen Zielsetzungen als eine kontinuierliche Aufgabe zu verstehen. Im Mittelpunkt muss dabei aber das Bestreben stehen, die Umgestaltung des Energiesystems unter Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten zu organisieren. Dazu ist insbesondere der Ausbau der Erzeugungskapazitäten aus Wind und Sonne unter Berücksichtigung ihrer maßgeblichen Systemeigenschaften richtig einzuordnen.

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft an Land wird durch hohe installierte Leistungen charakterisiert, die bei grundsätzlich geringer jährlicher Auslastung mit großer Gleichzeitigkeit und vergleichsweise hohem Flächenbedarf zur Deckung der Stromnachfrage beitragen. Windkraft-Offshore, Wasserkraft und Stromerzeugung aus Biomasse weisen hingegen deutlich höhere Energiedichten und jährliche Auslastungen sowie weitgehende Steuerungsmöglichkeiten auf.

Entgegen der vielfach vertretenen Auffassung, dass unter Nutzung von Photovoltaik und Windkraft-Onshore eine dezentrale

Energieversorgung begründet wird, gilt es vielmehr zu erkennen, welche Systemeffekte durch eine nicht ausreichend diversifizierte erneuerbare Energieträgerstruktur bewirkt werden können. So wirken Stromerzeugungskapazitäten aus Photovoltaikanlagen, die vermutlich bereits in den nächsten Jahren eine Kapazität von mehr als 50 GW verteilt auf mehrere Millionen dezentrale Erzeugungseinheiten in Deutschland erreichen werden, bei Sonnenschein wie ein riesiges Großkraftwerk.

An sonnenreichen Sonntagen wird bei geringerer Last eine Integration dieser Stromerzeugung ohne Abnahme durch unsere europäischen Nachbarn nicht gelingen, wenn die erneuerbare Stromproduktion nicht verworfen werden soll. Eine entsprechende Entwicklung bedingt jedoch zugleich den Ausbau der Stromnetze nicht allein in Deutschland, sondern auch in Europa. Millionen dezentraler Photovoltaik- und Windkraftanlagen können ihren Nutzen nur in einem integrierten europäischen Strommarkt voll entfalten. Zentrale Anforderung und Herausforderung für das Gelingen der Energiewende in Deutschland ist ihre Umsetzung in Abstimmung und im Einvernehmen mit den europäischen Nachbarn.

Anmerkungen

[1] Zum Zeitpunkt des Studienstarts lag das BMU-Leitszenario 2010 noch nicht vor.

[2] Bis dato ist die Vollendung des europäischen Binnenmarkt Strom noch nicht erreicht.

[3] Die Differenzkosten sind in der vorliegenden Studie definiert als der Anteil der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien, der nicht durch Erlöse am Strommarkt gedeckt werden kann und daher auf den Endverbraucher abgewälzt wird. Dies bildet die EEG-Umlage nur näherungsweise ab, da diese auch weitere Kostenbestandteile wie z. B. Zinsen oder Vermarktungskosten enthält.

[4] Diese Kosten können nicht einfach addiert werden, da ihnen kostensenkende Effekte bspw. bei der Deckung der Residuallast entgegenstehen und für ihre Dimensionierung eine kostenminimierende Gesamtsystemoptimierung notwendig ist.

S. Kohler, Vorsitzender der Geschäftsführung, A. Agricola, Bereichsleiterin Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin