

von Hirschhausen, Christian; Kempf, Claudia; Kunz, Friedrich; Mendelewitsch, Roman

Article

Europäische Stromerzeugung nach 2020: Beitrag erneuerbarer Energien nicht unterschätzen

DIW Wochenbericht

Provided in Cooperation with:

German Institute for Economic Research (DIW Berlin)

Suggested Citation: von Hirschhausen, Christian; Kempf, Claudia; Kunz, Friedrich; Mendelewitsch, Roman (2013) : Europäische Stromerzeugung nach 2020: Beitrag erneuerbarer Energien nicht unterschätzen, DIW Wochenbericht, ISSN 1860-8787, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin, Vol. 80, Iss. 29, pp. 3-13

This Version is available at:

<http://hdl.handle.net/10419/78866>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Europäische Stromerzeugung nach 2020: Beitrag erneuerbarer Energien nicht unterschätzen

Von Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Friedrich Kunz und Roman Mendelevitch

Die Europäische Kommission hat in ihrem Grünbuch „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“ dazu aufgefordert, Einschätzungen für umwelt- und energiepolitische Entwicklungen jenseits des Jahres 2020 zu entwickeln. Allerdings beruht das Grünbuch ebenso wie die „Energy Roadmap 2050“ der Kommission vom Dezember 2011 auf Szenarioannahmen, die in wesentlichen Teilen nicht mehr aktuell sind. Die Europäische Kommission sollte umgehend aktualisierte Modellrechnungen bereitstellen, um der Energiepolitik transparente und nachvollziehbare Szenarien als Entscheidungshilfe an die Hand zu geben.

Ein vom DIW Berlin durchgeführter Vergleich aktueller Schätzungen zeigt, dass von Seiten der Kommission die Kosten von Atomenergie und CO₂-Abscheidung systematisch unterschätzt werden, während die Kosten von erneuerbaren Energien überschätzt werden. Dies gilt insbesondere für die Fotovoltaik, deren Kapitalkosten heute bereits zum Teil unterhalb der Werte liegen, die die Kommission für 2050 erwartet. Im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien können weder die Atomkraft noch die CO₂-Entsorgung zu vertretbaren Kosten eine tragende Rolle im künftigen europäischen Strommix spielen. Es ist daher unerlässlich, dass Europa konsequent auf den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien setzt. Dazu ist es notwendig, dass anspruchsvolle Ziele für erneuerbare Energien für das Jahr 2030 definiert werden, kombiniert mit klaren Emissionsreduktions- und Effizienzzielen.

Im Jahr 2009 hatte sich die Europäische Kommission auf ein Richtlinienpaket für Energie und Klimaschutz geeinigt,¹ das konkrete Zielvorgaben für das Jahr 2020 enthält (sogenannte 20-20-20-Ziele). Dabei sollen bis 2020 die Treibhausgasemissionen um 20 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 gesenkt werden, die Energieeffizienz soll gegenüber bisherigen Prognosen um 20 Prozent verbessert werden und der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch (Brutto-Endenergieverbrauch für Strom, Wärme und Verkehr) soll auf 20 Prozent erhöht werden. Zur Erreichung der Ziele wurden zum einen der Emissionsrechtehandel als wesentliches Instrument zur Treibhausgasminderung reformiert und zum anderen nationale Ziele zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien gesetzt.² Die Energieeffizienzziele wurden in der Energieeffizienz-Richtlinie³ und dem Energieeffizienz-Plan⁴ vereinbart.

Die Ziele für 2020 sind bisher in unterschiedlichem Maße erreicht worden. So werden die Emissionsminderungsziele der EU bereits heute fast vollständig erreicht. Im Jahre 2011 lagen die Emissionen nur knapp zwei Prozentpunkte über dem Minderungsziel.⁵ Bezüglich des Erneuerbaren-Ziels macht die EU zwar Fortschritte und hat den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 8,5 Prozent im Jahr

¹ Europäisches Energie- und Klimapakett von 2009. Dazu gehören die Richtlinien 2009/28/EC zu erneuerbaren Energien, 2009/29/EC zum Emissionshandel, 2009/31/EC zur CO₂-Speicherung und die Entscheidung 406/2009/EC zum sogenannten Effort Sharing.

² Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

³ Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz.

⁴ Europäische Kommission (2011): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen: Energieeffizienzplan 2011. Brüssel, 8. März 2011, KOM (2011) 109 endgültig.

⁵ EEA (2013): Annual European Union greenhouse gas inventory 1990-2011 and inventory report 2013 (Technical report No. 8/2013). European Environment Agency (EEA), Kopenhagen.

2005 auf 13 Prozent im Jahr 2011 gesteigert;⁶ dennoch gibt es Bedenken, ob das Gesamtziel für 2020 erreicht wird. Hierfür müsste das Wachstum der Erneuerbaren im europaweiten Durchschnitt über sechs Prozent pro Jahr betragen.⁷ In Hinblick auf das Effizienzziel herrscht ebenfalls ein Konsens, dass gesteigerte Anstrengungen in Richtung des 20-Prozent-Ziels notwendig sind.

Grünbuch 2030: EU startet Diskussion zur Energie- und Klimastrategie

Die Europäische Union sowie die 28 Mitgliedsstaaten, die nach Art. 194 EU-Vertrag für den nationalen Energiemix zuständig sind,⁸ stehen vor richtungsweisenden Entscheidungen bezüglich der zukünftigen Gestaltung der Stromerzeugung jenseits des Jahres 2020. Mit dem Grünbuch „Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“⁹ eröffnet die Europäische Kommission die Diskussion über die Ausrichtung der europäischen Energie- und Klimapolitik jenseits des Jahres 2020. In den Konsultationen zum Grünbuch 2030 stellen sich Fragen nach den Erfahrungen des energie- und klimapolitischen Rahmens bis 2020 sowie der Weiterentwicklung für das Folgejahrzent. Als Gründe für eine alsbaldige Festlegung des Fahrplans bis 2030 werden die Länge der Investitionszyklen sowie die Notwendigkeit von festen Rahmenbedingungen genannt. Außerdem müssen die bestehenden langfristigen Ziele durch verbindliche Zwischenziele konkretisiert werden: So beinhalten sowohl die Klima-Roadmap als auch die Energy Roadmap 2050 explizit eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990; dabei wurde von einer weitgehenden Dekarbonisierung des Stromsektors ausgegangen.¹⁰

Das Grünbuch baut auf den langfristigen Zielen der europäischen Energie- und Klimapolitik auf: Die Europäische Union hat sich vorgenommen, die THG-Emissio-

sionen deutlich zu senken und den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen. Zugleich soll die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft verbessert und die Energieversorgungssicherheit erhöht werden; des Weiteren soll auch die Erschwinglichkeit von Energie im Energiebinnenmarkt gesichert bleiben. Insbesondere ist vorgesehen, die Treibhausgas-Emissionen (THG) um 80 bis 95 Prozent zu senken. Hierfür ist es notwendig, verbindliche THG-Minderungsziele bis zum Jahr 2030 festzulegen. Die Europäische Kommission hat vorgeschlagen, für 2030 ein Zwischenziel von 40 Prozent einzuführen.

Jenseits der Diskussion der Zielformulierung problematisiert das Grünbuch auch, dass von zwei wichtigen Politikinstrumenten derzeit kaum Wirkungen auf einen nachhaltigen Energieträgermix ausgehen. Dies betrifft zum einen den Emissionsrechtehandel, zum anderen die Förderung der Technologie für CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (Carbon Capture, Transport, and Storage, CCTS). Der Emissionsrechtehandel führt zu unzureichenden Preissignalen, da zu viele überschüssige Zertifikate im Markt sind und die Obergrenzen der Emissionen nicht konsequent nach unten angepasst wurden.¹¹ Dadurch gehen von dem sich ergebenden sehr niedrigen CO₂-Preis (derzeit bei drei bis fünf Euro pro Tonne) nicht die notwendigen Signale aus, die für langfristige Innovationen im Bereich CO₂-armer Stromerzeugungstechnologien notwendig sind.¹² Des Weiteren sind die Bemühungen der EU zur Entwicklung der CCTS-Technologie bisher ins Leere gelaufen, weil weder die Energiewirtschaft noch die nationalen Regierungen entsprechende Anstrengungen zur Umsetzung dieser Technologie unternommen haben.¹³

Grünbuch 2030 basiert auf veralteten Annahmen und benachteiligt erneuerbare Energien

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Grünbuchs lagen von Seiten der Kommission keine aktuellen Modellrechnungen und Szenarien vor, so dass auf bis zu vier Jahre alte Kostenannahmen zurückgegriffen wurde. Dabei

⁶ Eurostat (2013): Europa 2020 Indikatoren.

⁷ Deutschland hat sich zu einem nationalen Ziel von 18 Prozent verpflichtet, im Jahr 2011 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch laut Eurostat bei 12,3 Prozent.

⁸ Nach Artikel 194 des EU-Vertrags ist Energiepolitik ein gemeinsames Kompetenzfeld („shared competence“) der Europäischen Union und der Mitgliedsstaaten. Insbesondere liegen Entscheidungen über den Energieträgermix nach wie vor in der alleinigen Entscheidungshoheit der Mitgliedstaaten. Dennoch kommt den konkreten Maßnahmen sowie weiteren Impulsen durch die EU eine große Bedeutung zu. So wird die Wirtschaftlichkeit fast aller Stromerzeugungstechnologien direkt durch europäische Richtlinien beziehungsweise Verordnungen beeinflusst.

⁹ Europäische Kommission (2013): Grünbuch: Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030. Brüssel, 27. März 2013, KOM(2013) 169 endgültig.

¹⁰ Europäische Kommission (2011): Energiefahrplan 2050. KOM(2011) 885 endgültig; sowie Europäische Kommission (2011): Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050. KOM(2011) 112 endgültig.

¹¹ Neuhoff, K., Schopp, A. (2013): Europäischer Emissionshandel: Durch Backloading Zeit für Strukturreform gewinnen. DIW Wochenbericht Nr. 11/2013.

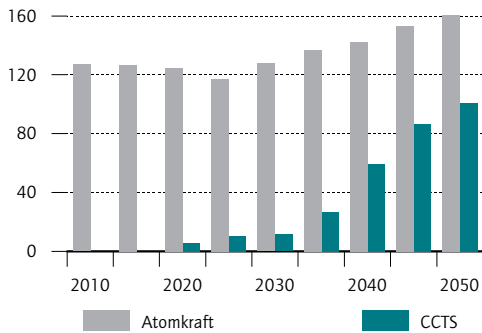
¹² Vgl. Offener Brief zum europäischen Emissionshandel an Bundeskanzlerin Angela Merkel, vom 18. März 2013, sowie Diekmann, J. (2012): EU-Emissionshandel: Anpassungsbedarf des Caps als Reaktion auf externe Schocks und unerwartete Entwicklungen? Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamts, Climate Change Nr. 17/2012, Dessau/Berlin.

¹³ Das Grünbuch 2030 verweist in diesem Zusammenhang auf zwei parallel angestoßene Konsultationsverfahren zu i) internationalen Verhandlungen über ein neues rechtsverbindliches Übereinkommen für den Klimaschutz sowie ii) ein Konzept für die Demonstration der Technologie für CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung.

Abbildung 1

Installierte Leistung von Atomkraft und CCTS nach Energy Roadmap¹

In Gigawatt



¹ Dargestellt ist das Referenzszenario.

Quelle: Darstellung des DIW Berlin basierend auf Europäische Kommission (2011).

© DIW Berlin 2013

In der Energy Roadmap steigt die Leistung von CCTS-Kraftwerken bis 2050 stark an.

wird insbesondere bei den erneuerbaren Energien nicht die aktuelle Kostenentwicklung berücksichtigt.¹⁴ Somit konnten weder die Europäische Kommission noch die Mitgliedsländer noch die ebenfalls zur Beteiligung aufgerufenen Bürger ihre Meinungsbildung auf aktuelle und transparente Berechnungen stützen.

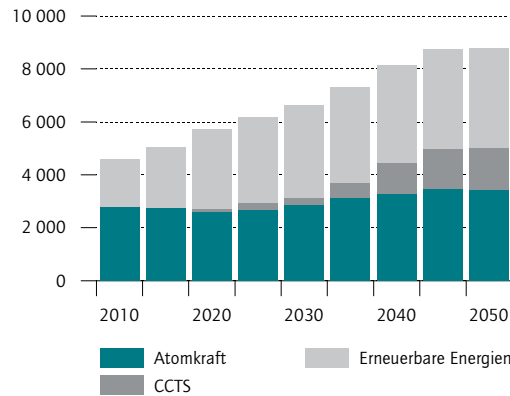
Insbesondere wurden die jüngsten starken Reduktionen der Produktionskosten erneuerbarer Energien vernachlässigt. Zudem müssen die Entwicklung der Kosten thermischer Stromerzeugung nach dem Atomunfall von Fukushima und dem bisherigen Ausbleiben der CCTS-Technologie berücksichtigt werden. Kernkraftwerke der dritten Generation sowie die CCTS-Technologie werden aus technischen und ökonomischen Gründen mit hoher Wahrscheinlichkeit keine tragende Rolle im zukünftigen Energieträgermix der EU spielen. Obwohl beide Technologien bis heute nicht operationell verfügbar sind, werden ihnen starke Kostenrückgänge vorhergesagt. Dadurch werden in einigen Szenarien beide Technologien bis zum Jahr 2050 zu Eckpfeilern der europäischen Stromversorgung (Abbildungen 1 und 2).

¹⁴ Außerdem hat die zuständige Generaldirektion Energie die damaligen „Referenz- und Politikszenerien 2050“, die neben europaweiten Modellrechnungen auch Ergebnisse für jedes Mitgliedsland enthalten, bis heute nicht vorgestellt.

Abbildung 2

Stromproduktion aus Atomkraft, CCTS und erneuerbaren Energien nach Energy Roadmap¹

In Terawattstunden



¹ Dargestellt ist die Bruttostromerzeugung im Referenzszenario.

Quelle: Darstellung des DIW Berlin basierend auf Europäische Kommission (2011).

© DIW Berlin 2013

In der Energy Roadmap sind Atomkraft und CCTS tragende Säulen der Stromversorgung.

So steigt im Referenzszenario die Kapazität der Kernkraftwerke von derzeit 127 Gigawatt bis zum Jahr 2050 auf 161 Gigawatt an. Die Kraftwerkskapazitäten mit CCTS-Technologie, die derzeit weder in Europa noch weltweit in Demonstrationsanlagen verfügbar ist, schnellen von derzeit null Gigawatt auf über 100 Gigawatt im Jahr 2050 hoch. Im Folgenden soll daher die Plausibilität dieser Ergebnisse sowie der sie treibenden Annahmen kritisch hinterfragt werden.

Literaturstudie des DIW Berlin zu aktuellen Kostenentwicklungen

Das DIW Berlin hat als Grundlage für seine Modellentwicklung eine systematische Erhebung der Kosten erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung durchgeführt.¹⁵ Dabei wurden Investitionen einer breiten Palette von Erzeugungstechnologien ermittelt sowie eigene Vergleiche von Betriebskosten, abhängig von exogenen Parametern wie Brennstoffkosten, durchgeführt. Es wurden auch Unterschiede zwischen verschiedenen Ansätzen der Quantifizierung diskutiert und aus heu-

¹⁵ Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R., von Hirschhausen, C. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Data Documentation No. 68, DIW Berlin. Im Folgenden beziehen sich alle Angaben auf diese Data Documentation, soweit nicht anders benannt. Die Autoren danken Herrn Schröder für die Unterstützung bei der Literatur- und Datenrecherche bei der Vorbereitung dieses Wochenberichts.

Kasten

Kostenkomponenten

Die Entwicklung der Kosten der Stromerzeugung ist ein wichtiger Indikator bei der Bewertung zukünftiger Entwicklungen des Energiesystems. Jedoch gibt es bei der Quantifizierung der Stromerzeugungskosten methodische und praktische Unterschiede, die zu unterschiedlichen und kontroversen Einschätzungen führen können. Daher ist es notwendig, die bei der Ermittlung aktueller und zukünftiger Kostenstrukturen getroffenen Annahmen zu berücksichtigen und Kostenkategorien transparent darzustellen.

Grundsätzlich unterschieden wird zwischen *privaten* und *sozialen* Kosten: Private Kosten beziehen sich auf die vom Stromerzeuger aufgewendeten Kosten, während die sozialen Kosten auch die von der Gesellschaft getragenen Kosten berücksichtigen, wie zum Beispiel die Kosten der Umweltverschmutzung.

Des Weiteren unterscheidet man zwischen *Produktions-* und *Transaktionskosten*:

- Unter Produktionskosten versteht man die im Produktionsprozess direkt anfallenden Kosten der Stromerzeugung, die sich aus Investitionen, fixen und vor allem Betriebs- und Erhaltungskosten sowie CO₂-Zertifikatekosten zusammensetzen;
- Transaktionskosten berücksichtigen auch die Bereitstellung der notwendigen Rahmenbedingungen, zum Beispiel innerhalb des Unternehmens, bei der Marktinfrastruktur oder im Hinblick auf den allgemeinen energiepolitischen Rahmen.

Eine weitgehend vernachlässigte Kategorie der Transaktionskosten stellen Risikokosten dar, die die vom Investor, der Gesellschaft oder anderen Akteuren zu tragenden Kosten für unvorhersehbare Ereignisse beinhalten. Diese Ereignisse können „normale“ Risiken wie Markt- und Regulierungsrisiken sein, aber auch technologische Risiken wie ein gravierender Unfall. Risikokosten können explizit in Form von Versicherungskosten anfallen, aber auch implizit durch die Erhöhung der Kapitalkosten der Finanzierung auftreten. Im Fall unversicherter Großrisiken trägt die Gesellschaft die Risikokosten, zum Beispiel bei größeren Kernkraftwerksunfällen. Die hier anfallenden Risikokosten können erhebliche Werte annehmen, werden jedoch bei quantitativen Wirtschaftlichkeitsrechnungen oft zu Unrecht vernachlässigt.

Des Weiteren ist eine Unterscheidung bezüglich des zeitlichen Anfalls der Kosten üblich: Als *variable* Kosten bezeichnet man die kurzfristig von der Produktionsmenge abhängigen Kosten (Betriebskosten), wohingegen *Fixkosten* kurzfristig ausbringungsunabhängig sind; langfristig sind alle Kosten variabel und werden unter dem Begriff „standardisierte Durchschnittskosten“ (levelized cost of electricity, LCOE) subsumiert. Jenseits der spezifischen Kosten einzelner Technologien können weitere Aggregate analysiert werden, beispielsweise Energiesystemkosten oder makroökonomische Effekte.¹

¹ Pahle, M., Knopf, B., Tietjen, O., Schmid, E. (2012): Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien: Eine Metaanalyse von Szenarien. Umweltbundesamt, Climate Change Nr. 23/2012, Dessau/Berlin.

tiger Sicht plausible Entwicklungspfade herausgearbeitet. Ausgewählte Ergebnisse dieser Analyse werden im Folgenden bei der Diskussion von Zukunftsszenarien der europäischen Energieversorgung zu Hilfe genommen, insbesondere auch zum Vergleich mit den Werten der Energy Roadmap 2050.

Die Verwendung eines umfassenden Kostenbegriffs hängt von der Einbeziehung beziehungsweise Nicht-einbeziehung relevanter Kostenfaktoren ab. Während ein privater Investor vorwiegend die privaten Produktionskosten im Blick hat, sollte die staatliche Energie- und Umweltpolitik die Gesamtkosten berücksichtigen, einschließlich sozialer Umwelt- und Transaktionskosten (Kasten).

Kosten der Atomenergie prohibitiv hoch

Die zivile Nutzung der Kernkraft war von Anfang an nur wenig dem marktwirtschaftlichen Wettbewerb ausgesetzt. In einigen Ländern wurde die Stromerzeugung

aus Kernkraft nach dem Zweiten Weltkrieg im Zusammenhang mit militärischen Zielen entwickelt; dabei wurden entweder staatliche Unternehmen mit der Aufgabe betraut (etwa in Großbritannien und Frankreich) oder privat organisierten Unternehmen staatliche Zuschüsse oder Garantien gewährt, um sie zur Entwicklung der Kernenergie anzureizen (beispielsweise Deutschland und USA).¹⁶

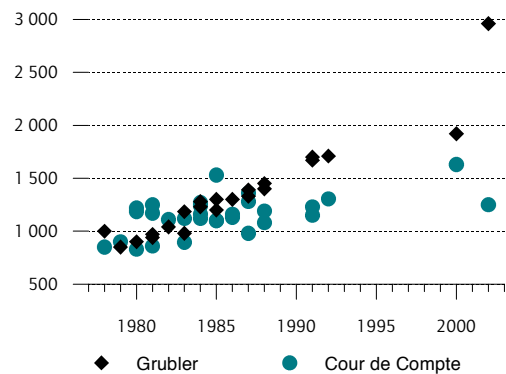
Eine genaue Erhebung der Gesamtkosten der Stromerzeugung in Kernkraftwerken ist besonders schwierig. Kosten entstehen in den Bereichen Forschung und Entwicklung, beim Bau, Betrieb und Rückbau des Kraftwerks. Dabei sind auch Brennstoffkosten und andere variable Kosten sowie die Kosten möglicher Unfälle (Risikokosten) zu berücksichtigen.

¹⁶ Radkau, J., Hahn, L. (2013): Aufstieg und Fall der deutschen Atomwirtschaft. München. In sozialistischen Ländern wie der Sowjetunion, der DDR oder China oder in Schwellenländern wie dem Iran wurde die Kernkraft ohnehin abseits von wirtschaftlichen Erwägungen entwickelt.

Abbildung 3

Historische spezifische Investitionen¹ für französische Atomkraftwerke

In Euro pro Kilowatt



¹ Preisbasis 2010. Es handelt sich um Atomkraftwerke der zweiten Generation. Dargestellt sind Erhebungen von Grubler und vom französischen Rechnungshof (Cour de Compte).

Quelle: Darstellung des DIW Berlin basierend auf Rangel und Lévêque (2012).

© DIW Berlin 2013

Neue Atomkraftwerke wurden im Zeitverlauf immer teurer.

Aufgrund technischer Unwägbarkeiten und steigender Sicherheitsanforderungen wurde die Kernkraft – im Gegensatz zu allen anderen Stromerzeugungstechnologien – im Laufe der Jahrzehnte nicht günstiger; vielmehr sind ihre Kapitalkosten um ein Vielfaches gestiegen. So lagen beispielsweise die leistungsspezifischen Investitionen pro Kilowatt in Frankreich im Jahr 1980 im Bereich von 1 000 Euro, 1990 zwischen 1 300 und 1 600 Euro und im Jahr 2000 zwischen 1 500 und 3 000 Euro (Abbildung 3).¹⁷ Auch in den USA stiegen die spezifischen Investitionen von 1973 (circa 1 000 US-Dollar/Kilowatt) bis 1990 (circa 5 000 US-Dollar/Kilowatt) signifikant an.¹⁸ Als Gründe werden vor allem verschärfte Sicherheitsvorschriften, wechselnde Standards sowie fehlende Kontinuität beim Kernkraftwerksbau genannt.

Die historische Erfahrung steigender Kapitalkosten scheint sich auch in der gegenwärtigen Entwicklungsphase für die sogenannte „3. Generation“ (European Pressurized Reactor, EPR) von Kernkraftwerken zu bestätigen. Die Kostenschätzungen der beiden derzeit im Bau

befindlichen Kernkraftwerke in Olkiluoto (Finnland) und Flamanville (Frankreich) steigen regelmäßig an: War im Jahre 2006 noch von ursprünglich 1 500 Euro pro Kilowatt die Rede, sind diese zwischenzeitlich auf 4 500 Euro pro Kilowatt (Mitte 2008)¹⁹ und neuerdings auf 5 100 Euro pro Kilowatt im (Dezember 2012)²⁰ gestiegen. Ursächlich sind neben Planungsfehlern und Problemen mit den automatischen Kontrollsystemen veränderte sicherheitstechnische Anforderungen.²¹

Auch beim geplanten Bau eines neuen Kernkraftwerks in Großbritannien zeigen sich die hohen Kosten der Atomkraft. Dort laufen derzeit Verhandlungen zwischen der Regierung und dem französischen Staatskonzern EDF zur Höhe der finanziellen Absicherung, die Letzterer zum Bau eines neuen Kernkraftwerks der dritten Generation erhalten soll. Dabei zeichnet sich ab, dass der potenzielle Investor nicht nur keine marktwirtschaftliche Investition vornehmen möchte, sondern auch eine sehr hohe Preisgarantie fordert.²² In der Diskussion ist ein „Strike Price“ (entspricht der deutschen Einspeisevergütung) in der Größenordnung von 100 Britischen Pfund (ungefähr 116 Euro) pro Megawattstunde über 40 Jahre zuzüglich staatlicher Garantien zur Absicherung unterschiedlicher Risiken. Zum Vergleich: Dies entspricht ungefähr dem in Großbritannien für Windkraftanlagen an Land vorgesehenen „Strike Price“, der jedoch nur für 15 Jahre gewährt wird.

Kosten für Endlagerung und Versicherung oft vernachlässigt

Die Kosten der Endlagerung abgenutzter Brennelemente sind bis heute vor allem deshalb unbekannt, weil auch nach sechs Jahrzehnten der Kernenergienutzung weltweit kein betriebsfähiges Endlager existiert, das die sichere Lagerung der Kernbrennstäbe über zehntausende von Jahren garantiert. Auch in Deutschland dürften bis zur Identifizierung eines geeigneten Lagers noch mindestens weitere 15 Jahre vergehen. Es bleibt zu befürchten, dass die Vollkosten der Endlagerung in Energiesystemmodellen auch künftig nur unzureichend berücksichtigt werden.

Ein weiterer wesentlicher, aber oftmals vernachlässigter Kostenfaktor sind die Versicherungskosten für potenzielle Großunfälle. Die Kosten solcher Großunfälle können bei Kernkraftwerken extrem hoch werden und sich

¹⁷ Preisbasis 2010. Vgl. Rangel, L., Lévêque, F. (2012): Revisiting the cost escalation curse of nuclear power. New lessons from the French experience. Working Paper 12-ME-08, Interdisciplinary Institute of Innovation, Paris; und Grubler, A. (2010): The cost of the french nuclear scale-up: A case of negative learning by doing. Energy Policy, 38, 5174-5188. Rangel und Lévêque beziehen sich auf Grubler sowie auf Kostendaten des französischen Rechnungshofs (Cour de Compte).

¹⁸ Cooper, M. (2009): The Economics of Nuclear Reactors: Renaissance or Relapse? Nuclear Monitor WISE, August 2009, 1-20.

¹⁹ Thomas, S. (2010): The EPR in Crisis. University of Greenwich, London.

²⁰ EnergyMarketPrice (2012): EDF Unveils a Sharp Rise in Costs for Flamanville Nuclear Reactor Construction.

²¹ Reuters (2012): Finland's Olkiluoto 3 reactor delayed again.

²² Toke, D. (2012): Nuclear Power: How Competitive is it Under Electricity Market Reform? Präsentation beim HEEDnet Seminar, London, 17. Juli 2012.

kaum quantifizieren lassen.²³ Derzeit werden diese Kosten vor allem von der Gesellschaft getragen, weil Kernkraftwerksbetreibern nur sehr geringe Versicherungspflichten auferlegt werden.²⁴ Die Risikokosten tragen somit der Staat beziehungsweise die nichtversicherten privaten Bürger. Unabhängig davon, welche die gesamtwirtschaftlich günstigste Form der Versicherung ist (staatlich oder privat oder Mischform),²⁵ müssen solche Kosten bei der ökonomischen Bewertung angemessen berücksichtigt werden.

Die Wirtschaftlichkeit der Atomkraft wird durch eine weitere Verschärfung der Sicherheitsregeln, die derzeit auf europäischer Ebene ausgearbeitet werden, zusätzlich gemindert. EU-Energiekommissar Oettinger hatte in Folge der Kernkraftunfälle in Fukushima obligatorische Stresstests der europäischen Kernkraftwerke empfohlen, die teilweise eklatanten Nachrüstungsbedarf zum Vorschein brachten. In einem Regulierungsentwurf werden verbindliche Haftungsregeln sowie verpflichtende Überprüfungsprotokolle für alle Länder entwickelt.²⁶

Fallende Kosten der Atomkraft in der Roadmap unplausibel

Sowohl die Kostenschätzungen der Energy Roadmap 2050 als auch andere Szenarien, die der Kernkraft eine erhebliche Bedeutung bei der zukünftigen Energieversorgung beimessen, unterstellen vergleichsweise geringe Kosten und eine hohe Wettbewerbsfähigkeit. Die aktuell im Bau befindlichen Kernkraftwerke der dritten Generation erfordern eine Investition von circa 6 000 Euro pro Kilowatt, die sich aus Ausgaben für Bau, Rückbau, Entsorgung sowie Fertigstellungsrisiken zusammensetzt. Entsprechend den bisherigen empirischen Erfahrungen steigender sicherheitstechnischer Anforderungen ist auch für diese Generation von Kraftwerken künftig nicht mit Kostendegression zu rechnen; vielmehr werden konstante Kapitalkosten angenommen. Hinzu kommen variable Betriebs- und Wartungskosten in Höhe von circa 20 bis 25 Euro pro Megawattstunde. Bereits diese Werte, die Durchschnittskosten

²³ Diekmann, J. (2011): Verstärkte Haftung und Deckungsvorsorge für Schäden nuklearer Unfälle - Notwendige Schritte zur Internalisierung externer Effekte. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht, 2, 119-132.

²⁴ In Deutschland zum Beispiel 2,5 Milliarden Euro, siehe Diekmann, J. (2011), ebenda.

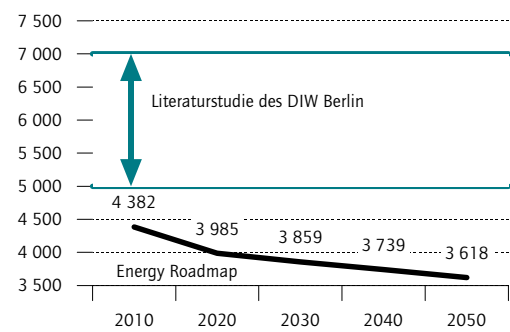
²⁵ Schwarze, R., Wagner, G.G. (2011): Wir brauchen eine echte Atomhaftung. Mit einer Versicherungspflicht gegen Elementarschäden könnte die Welt „sicherer“ werden. Süddeutsche Zeitung vom 28. März 2011.

²⁶ Europäische Kommission (2013): Entwurf eines Richtlinienvorschlages zur Änderung der Richtlinie über nukleare Sicherheit. IP/13/532 vom 13. Juni 2013.

Abbildung 4

Schätzungen spezifischer Investitionen bei zukünftigen Atomkraftwerken¹

In Euro pro Kilowatt



¹ Es handelt sich um Atomkraftwerke der dritten Generation. Die vom DIW Berlin ermittelte Kostenspanne beinhaltet Bau, Rückbau, Entsorgung sowie Fertigstellungsrisiken.

Quellen: Europäische Kommission (2011) und Recherchen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Atomkraftwerke der dritten Generation dürften wesentlich teurer sein als von der Kommission angenommen.

von 109 Euro pro Megawattstunde (MWh)²⁷ entsprechen, weisen die Atomenergie als vergleichsweise teurer aus. Hinzu kommen die weitgehend von der Allgemeinheit getragenen Risikokosten.

Dagegen berücksichtigt die Energy Roadmap 2050 wesentlich geringere Werte: Zum einen liegt der Startwert für das Jahr 2010 bei lediglich 4 382 Euro pro Kilowatt, zum anderen werden für die kommenden Jahrzehnte erhebliche Kostenreduktionen erwartet (Abbildung 4); beides steht im Gegensatz zu den oben beschriebenen bisherigen Erfahrungen. Diese Umstände erklären somit den erstaunlichen systematischen Zubau von Kernenergie in den Energieszenarien der Energy Roadmap im Referenzszenario von derzeit 127 Gigawatt auf 161 Gigawatt. Angesichts der geschilderten Kostenschätzungen ist eine derartige Entwicklung eher unwahrscheinlich.

²⁷ Dieser Wert ergibt sich bei einer angenommenen Lebensdauer von 40 Jahren, einem Zinssatz von zehn Prozent und einem Auslastungsfaktor von 83,3 Prozent; nimmt man eine Auslastung von 50 Prozent an, die bei zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien für die Zukunft durchaus realistisch sein kann, so liegt der Wert bei 165 Euro pro MWh.

CO₂-Abscheidung zwischen Hoffnung und Realität: Keine Perspektive für großflächigen Einsatz in Europa

Der Technologie zur CO₂-Abscheidung sowie dessen Transport und Speicherung (CCTS) kommt in der Energy Roadmap eine erhebliche Bedeutung für die Dekarbonisierung der Stromerzeugung zu: So nimmt im Referenzszenario die Kraftwerksleistung von derzeit null Gigawatt auf über 100 Gigawatt im Jahr 2050 zu; in anderen Szenarien liegt dieser Wert bei bis zu 193 Gigawatt („diversified supply technology scenario“); selbst in einem Szenario mit verspäteter Verfügbarkeit der Technologie wird noch mit einer Leistung von 148 Gigawatt CCTS-Kraftwerken gerechnet.²⁸

Bisher keine CCTS-Demonstrationsprojekte

Diese optimistischen Entwicklungsszenarien stehen im Widerspruch zur bisherigen Entwicklung: So existiert bis heute weltweit keine einzige Produktionskette, bei der die CO₂-Abscheidung im Kraftwerk sowie der nachgelagerte Transport und die dauerhafte Untertagespeicherung in Demonstrationsgröße funktionieren. Trotz Anstrengungen in einigen Ländern bei der Entwicklung von Pilotprojekten im vorigen Jahrzehnt ist bis heute kein nennenswerter Erfolg zu verzeichnen. In Kontinentaleuropa sind bisher sämtliche Demonstrationsprojekte abgesagt oder auf unbestimmte Zeit vertagt worden; so haben auch in Deutschland sowohl die Industrie als auch die Politik ihre Pläne zur großindustriellen Umsetzung der CCTS-Technologie im Rahmen der Energiewende begraben.²⁹ Lediglich drei Nordseeanrainer verfolgen noch die Umsetzung von Demonstrationsanlagen (Großbritannien, Niederlande, Norwegen), jedoch sind auch hier die Perspektiven für eine transnationale, vernetzte CO₂-Infrastruktur aus der gegenwärtigen Diskussion verschwunden.

Das bisherige Scheitern der CCTS-Technologie wird auch in der jüngsten Mitteilung der Kommission zur Zukunft der CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Europa³⁰ problematisiert: Die Kommission stellt fest, dass sämtliche bisherigen Anstrengungen, obwohl finanziell lukrativ unterlegt, nicht einmal zum Bau einer einzigen Demonstrationsanlage geführt hätten. Schuld

daran sei sowohl die Energiewirtschaft selbst als auch die zurückhaltende Politik der Mitgliedsstaaten. Die Mitteilung verdeutlicht auch, dass von den geplanten Demonstrationsprojekten kein einziges den vorgegebenen Verlauf genommen hat und es bei keinem Hoffnung auf ein baldiges Demonstrationskraftwerk gibt. Lediglich an zwei Standorten (Rotterdam sowie Don Valley in Großbritannien) gibt es überhaupt noch Diskussionen, die innerhalb der kommenden zwei Jahre zu einer Investitionsentscheidung bezüglich eines Demonstrationsprojekts führen könnten.³¹

Starke Kostendegression von CCTS unwahrscheinlich

Angesichts der Tatsache, dass die CCTS-Technologie bis heute weltweit in keinem Kraftwerk mit nachgelagertem CO₂-Transport und Speicher erfolgreich demonstriert wurde, muss man alle Kostenschätzungen als spekulativ einschätzen; insbesondere Prognosen für die weitere Zukunft sollten daher mit größter Vorsicht erfolgen. Die Kapitalkosten eines CO₂-Abscheidekraftwerks werden im Allgemeinen auf 3 000 bis 4 000 Euro pro Kilowatt geschätzt. Unabhängig von der gewählten CO₂-Abscheidetechnologie (*Post-Combustion*, *Pre-Combustion*, *Oxyfuel*) sinkt aufgrund zusätzlichen Energiebedarfs die Effizienz im Vergleich zum Referenzkraftwerk um 21 bis 33 Prozent. Zusammen führt allein die Stufe der CO₂-Abscheidung zu einer Erhöhung der Stromerzeugungskosten um 50 Prozent.³² Das Kostensenkungspotential wird auf dieser Technologiestufe als sehr gering eingeschätzt.³³

Zu den CO₂-Abscheidungskosten addieren sich noch Kosten des CO₂-Transports und der -Speicherung. Für einen großflächigen Einsatz der CCTS-Technologie, wie er etwa in den Szenarien der Energy Roadmap 2050 vorgesehen ist, wäre aufgrund der Distanzen zwischen Emissionsquellen und potentiellen CO₂-Speicherstätten

²⁸ Europäische Kommission (2011): Energy Roadmap 2050 (Impact assessment Part 1), SEC(2011) 1565. Statistische Anhänge. Europäische Kommission, Brüssel.

²⁹ Vgl. von Hirschhausen, C. et al. (2012): CCTS-Technologie ein Fehlschlag – Umdenken in der Energiewende notwendig. DIW Wochenbericht Nr. 6/2012.

³⁰ Europäische Kommission (2013): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen zur Zukunft der CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Europa. Brüssel, 27. März 2013, KOM(2013) 0180 endgültig.

³¹ Charakteristisch für den desolaten Zustand der CO₂-Abscheidung ist die Beschreibung des Status quo des Pilotprojekts in Belchatow (Polen), dem größten Braunkohlekraftwerk Europas durch die Kommission: „Das Projekt erhielt keine Mittel im Rahmen des Programms NER300 und weist eine erhebliche Finanzierungslücke auf. Zudem muss Polen die CCS-Richtlinie noch umsetzen und Rechtsvorschriften für Planung und Bau des CO₂-Transportkorridors erlassen. Vor diesem Hintergrund entschied der Projekträger, im März 2013 mit der Beendigung des Vorhabens zu beginnen.“ Seite 31.

³² EASAC (2013): Carbon capture and storage in Europe. EASAC policy report No 20, European Academies Science Advisory Council, Halle (Saale).

³³ Vgl. The Crown Estate, Carbon Capture & Storage Association, DECC (2013): CCS Cost Reduction Taskforce – Final Report. UK Carbon Capture and Storage Cost Reduction Task Force. Erwartete technologische Entwicklungen könnten diesen Anteil in den nächsten 20 Jahren hypothetisch auf 30–45 Prozent senken, sind jedoch angesichts der aktuellen Situation derzeit nur spekulativ.

ein CO₂-Transportnetzwerk von vielen tausenden Pipelinekilometern erforderlich.³⁴

Die langfristige Speicherung des CO₂ könnte in erschöpften Öl- und Gasfelder oder in salinen Aquiferen erfolgen. Die jeweiligen Speicherkosten sind stark vom Einzelfall abhängig. Im Allgemeinen sind erstere Speichermöglichkeiten mit geringeren Investitionskosten verbunden, da hier der Untergrund bereits umfassend erkundet und eventuell alte Infrastruktur für die Errichtung und den Betrieb der Verpressungsanlagen wiederverwendet werden kann. Je nach Lage (onshore/offshore) und geologischen Charakteristika liegen die durchschnittlichen Speicherkosten bei zwei bis zwölf Euro pro Megawattstunde. Die Technologie gilt als der am wenigsten entwickelte Prozessschritt des CCTS und ist mit hoher Unsicherheit bezüglich der tatsächlich nutzbaren Speicherkapazitäten und den regulatorischen Prozessen behaftet. Das Risiko spiegelt sich in erschwerenden Bedingungen für die Finanzierung der Projekte wieder.

Bezüglich zukünftiger Kostenentwicklungen ist unklar, ob sich bei der CCTS-Technologie positive oder negative Lernraten einstellen würden. Für positive Lernraten, das heißt einen schrittweisen Rückgang der Durchschnittskosten der Stromerzeugung, sprächen analoge Entwicklungen in anderen Technologien.³⁵

Kostensteigernd dürfte die eher unflexible Betriebsweise von CCTS-Kraftwerken wirken. Vor dem Hintergrund gestiegener Anforderungen an die Flexibilität fossiler Kraftwerke im Zusammenhang mit dem steigenden Anteil der Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Sonnen- und Windkraft könnten selbst angepasste Kostenschätzungen zu gering sein, da die aktuellen Berechnungen für die sensiblen thermodynamischen und chemischen Prozesse der CO₂-Abscheidung auf einen kontinuierlichen Grundlastbetrieb ausgelegt sind. Eine Erhöhung der Flexibilität bei CCTS-Kraftwerken dürfte nur unter deutlichen Kostensteigerungen zu realisieren sein.³⁶

³⁴ Die Kapitalkosten stellen in dieser netzwerkbasierter Wertschöpfungsstufe 90 Prozent der Gesamtkosten dar. Dabei ergeben sich je nach Terrain, Transportvolumen und -länge Kosten von vier bis 21 Euro pro Megawattstunde erzeugter Elektrizität.

³⁵ Jedoch wären auch, analog zur Kernenergie, negative Lernraten vorstellbar, die mit Kostensteigerungen verbunden sind. Forscher der Stanford University wiesen bereits 2009 auf die Gefahr hin, dass es bei CCTS nicht zu den erhofften positiven Lernkurveneffekten kommen könnte. Vgl. Varun, R., Victor, D.G., Thurber, M.C. (2009): Carbon Capture and Storage at Scale: Lessons from the Growth of Analogous Energy Technologies. Energy Policy 38, 4089–4098.

³⁶ Rubin, E., Zhai, H. (2012): The cost of carbon capture and storage for natural gas combined cycle power plants. Environmental Science & Technology 2013, 47(6), 3006–3014.

Vor diesem Hintergrund verwundern die optimistischen Kostenschätzungen für CCTS in der Energy Roadmap 2050: Zwar liegen die Schätzungen der Kapitalkosten mit 3481 Euro pro Kilowatt für CCTS-Steinkohlekraftwerke im Jahr 2010 im plausiblen Bereich; jedoch werden sämtliche Transportkosten vernachlässigt und die Speicherkosten sehr gering angesetzt, obwohl gerade hier erhebliche Kostensteigerungen zu befürchten sind. Für das Jahr 2020 wurde ein sehr hoher Wert von 5,4 Gigawatt für CCTS-Stromerzeugungskapazitäten angenommen. Dies unterstellte die erfolgreiche Umsetzung aller laufenden Anträge des European Economic Recovery Program. Darüber hinaus nimmt die Energy Roadmap signifikante Lernraten jenseits des Jahres 2020 an. Angesichts der hohen angenommenen Wachstumsraten fallen die geschätzten spezifischen Investitionen bereits bis zum Jahr 2020 auf 2064 Euro pro Kilowatt, wodurch weiterer CCTS-Kraftwerkszubau induziert wird; dieser Kraftwerkszubau senkt die Investitionskosten weiter, so dass sich am Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 ein Wert von 1899 Euro pro Kilowatt und ein Kraftwerkszubau von über 100 Gigawatt einstellen.

Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien systematisch überschätzt

Die Erzeugungskosten von Strom aus erneuerbaren Energien sind in den vergangenen Jahren massiv gesunken. Dies ist in den Modellannahmen, die der EU Energy Roadmap zugrunde liegen, nur unzureichend berücksichtigt. Im Gegensatz zu Atomkraft und Kohlekraftwerken mit CCTS werden somit die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien systematisch überschätzt. Angesichts der weltweit fortschreitenden Verbreitung erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien ist die Kostendegression nicht überraschend. Insbesondere bei der fluktuierenden Sonnen- und Windkraft sind angesichts technischer Innovationen sowie noch reichlich vorhandenem Lernpotential bis 2050 weitere Rückgänge spezifischer Produktionskosten zu erwarten.

Fotovoltaik: Kosten sinken weiter

Besonders stark war die Kostendegression zuletzt im Bereich der Fotovoltaik. Es gab sowohl steigende Wirkungsgrade³⁷ als auch Kostensenkungen bei den Anlagen; dies führte zu erheblich rückläufigen Durchschnittskosten von Fotovoltaikstrom. Angesichts gewisser Überkapazitäten hat insbesondere in den vergangenen zwei Jah-

³⁷ Kazmerski, L. (2013): Solar Energy Technologies Program – Multi-Year Technical Plan 2003–2007 and beyond. Hamburg: National Renewable Energy Laboratory (NREL). Original von 2007, update von 2013.

ren der Preisdruck auf Fotovoltaikmodule, die den größten Anteil an den Gesamtkosten ausmachen, weiter zugenommen. Aufgrund der Kostendynamik ist es daher besonders wichtig, aktuelle Entwicklungen in die Szenarienrechnungen aufzunehmen.

Viele Studien zeigen jährliche Kostensenkungen von 15 Prozent seit 2008 auf.³⁸ Im Gegensatz zu anderen Technologien lagen die Lernraten in der Fotovoltaik über die vergangenen Jahre stabil bei 15 bis 20 Prozent;³⁹ dies bedeutet, dass sich die spezifischen Kosten bei jeder Verdopplung der installierten Leistung um 15 bis 20 Prozent verringern. Im Allgemeinen kann davon ausgegangen werden, dass dieser Trend auf absehbare Zeit anhält.⁴⁰ Es wird angenommen, dass bereits 2015 eine weitere Verdopplung der installierten Leistung an Fotovoltaik von weltweit derzeit circa 70 auf knapp 150 Gigawatt erfolgt.⁴¹

Die Kosten der Fotovoltaik setzen sich zusammen aus den Modulkosten sowie den Kosten für Wechselrichter, Montage, Wartung und Fläche, auch als „balance of system“ (BOS) bezeichnet. Modulkosten machen circa 50 Prozent aus; allerdings mit fallender Tendenz angesichts rasch fallender spezifischer Modulpreise. Gingen zahlreiche Studien Mitte der 2000er Jahre noch von spezifischen Investitionen in der Größenordnung von 3 000 Euro pro Kilowatt-Peak aus, sind für großflächige Anlagen inklusive Installationskosten heute Werte von unter 1 000 Euro pro Kilowatt-Peak realistisch.

Abbildung 5 vergleicht die Schätzung der spezifischen Investitionen aus der Energy Roadmap mit der heute plausibel erscheinenden; hieraus wird ein eklatanter Unterschied sowohl des Ausgangsniveaus als auch des Verlaufs deutlich:

- Im Jahr 2020 dürfte ein Wert von 750 Euro pro Kilowatt plausibel sein;⁴² dagegen geht die Energy Roadmap für diesen Zeitpunkt von 2 678 Euro pro Kilowatt aus;
- In Hinblick auf die Dynamik schätzen wir eine Entwicklung mit leicht rückläufiger Kostendegression

³⁸ Wirth, H. (2013): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE, Freiburg. Vgl. Auch Grau, T., Huo, M., Neuhoﬀ, K. (2011): Survey of Photovoltaic Industry and Policy in Germany and China. DIW Discussion Paper No. 1132, Berlin.

³⁹ Pahle, M. et al. (2012), a. a. O.

⁴⁰ Buchholz, W. et al. (2012): Die Zukunft der Energiemärkte: Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. München, ifo Forschungsbericht 57. Diese Studie geht ebenfalls von einer raschen Kostendegression aus, die allerdings nach 2030 weitgehend ausläuft.

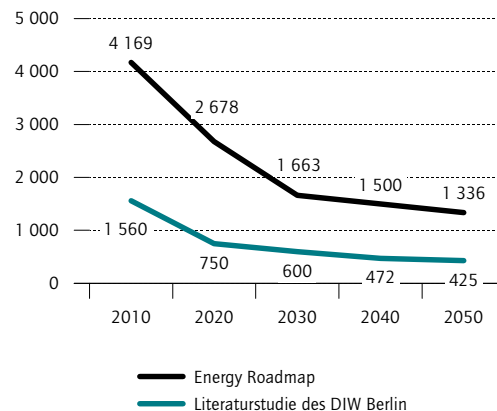
⁴¹ Bloche-Daub et al. (2013): Erneuerbare Energien – Stand 2012 weltweit. BWK-Zeitschrift, Bd. 65, Nr. 6, 6-17.

⁴² Vgl. auch Meiß, J. (2013): Prospective Energy Generation Costs – Topic 1: Solar. Workshop on Prospective Generation Costs, 8. März 2013, DIW Berlin.

Abbildung 5

Entwicklung der spezifischen Investitionen bei Fotovoltaikanlagen

In Euro pro Kilowatt-Peak



Quellen: Europäische Kommission (2011) und Recherchen des DIW Berlin.

© DIW Berlin 2013

Die Kosten der Fotovoltaik wurden von der Kommission massiv überschätzt.

als plausibel ein. Wir nehmen an, dass die Kosten zwischen 2020 und 2030 um 20 Prozent fallen, bis 2030 um weitere 15 Prozent und bis 2040 und 2050 um jeweils zehn Prozent. Hier zeigt sich die Energy Roadmap als besonders konservativ bezüglich ihrer Schätzung der Kostendegression von Fotovoltaik jenseits des Jahres 2030: Zwar sinken die Kapitalkosten von 2010 (über 4 000 Euro pro Kilowatt) bis zum Jahr 2030 (circa 1 660 Euro pro Kilowatt) linear, gehen bis zum Jahr 2050 aber nur noch leicht zurück.

Sowohl der Ausgangswert als auch der Verlauf dieser Kostenschätzung erscheinen aus heutiger Sicht jedoch wenig plausibel. So liegen die heutigen Kosten von großen Fotovoltaikanlagen bereits unter dem von der Energy Roadmap für das Jahr 2050 geschätzten Wert.

Windkraftanlagen an Land mit erheblichem Kostenreduktionspotential

Auch im Bereich der Onshore-Windkraftanlagen hat es in den vergangenen Jahren erhebliche Produktionszuwächse sowie Kostenrückgänge gegeben. Die meisten Szenarien rechnen damit, dass auch in Zukunft Kostensenkungen möglich bleiben. Unterschiedliche Studien ermitteln Lernraten im Bereich von fünf bis 15 Prozent;⁴³ diese

⁴³ Pahle, M. et al. (2012), a. a. O.

nehmen jedoch im Zeitverlauf ab.⁴⁴ Die Entwicklung der Kapitalkosten von Windanlagen an Land verlief ähnlich rasant wie die der Fotovoltaikanlagen. Mussten Investoren in den frühen 2000er Jahren noch über 2 000 Euro pro Kilowatt aufbringen, sind die spezifischen Investitionen mittlerweile auf ungefähr die Hälfte gefallen.

Auch bei den Investitionskosten für Onshore-Wind zeigt sich eine Diskrepanz zwischen den Schätzungen der Energy Roadmap und anderen Analysen: Während die meisten Studien Kostenrückgänge vorhersehen, verbleiben die spezifischen Investitionskosten für Onshore-Wind in der Energy Roadmap über die nächsten vier Jahrzehnte praktisch konstant (1 106 Euro pro Kilowatt im Jahr 2010 bis 1 074 Euro pro Kilowatt im Jahr 2050).

Jüngere Erfahrungen mit unterschiedlichen Typen von Windenergieanlagen zeigen darüber hinaus, dass durch optimierte Anlagenauslegung selbst bei gleichbleibenden spezifischen Investitionskosten deutlich sinkende durchschnittliche Erzeugungskosten für Windstrom möglich sind. Durch die Anpassung der Auslegung von Generator, Rotorlänge und Masthöhe an die lokal vorherrschenden Windverhältnisse lassen sich erhebliche Windtragsgewinne erzielen. Eine geringere spezifischere Leistungsinstallation kann zu niedrigeren spezifischen Stromerzeugungskosten führen.⁴⁵ Eine kleinere Auslegung führt auch zu geringeren Netzanschlusskosten, da der nötige Leitungsquerschnitt sinkt. Eine höhere Auslastung der Anlagen führt zu einer Reduktion der Systemkosten.⁴⁶ In der Ausgestaltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird dieser Systemvorteil durch verringerte Anschlusskosten allerdings bisher noch nicht berücksichtigt.

Fazit und energiepolitische Empfehlungen

Mit ihrem Grünbuch 2030 gibt die Europäische Kommission einen wertvollen Anstoß zur Diskussion zukünftiger Stromerzeugungsstrukturen in Europa. Je-

⁴⁴ Auf Offshore-Windanlagen wird aufgrund noch unsicherer Kostenschätzungen hier nicht eingegangen.

⁴⁵ Vgl. Molly, J.P. (2012): Auslegung von Windturbinen und Speichern: Eine Frage der Systemoptimierung. DEWI-Magazin, No. 40 (Februar), 23–29.

⁴⁶ Agora Energiewende (2013): Optimierte Windenergieanlagen bieten Vorteile für das Stromsystem.

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für Internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin und Professor an der TU Berlin | cvhirschhausen@diw.de

Claudia Kemfert ist Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | ckemfert@diw.de

doch fehlt eine aktuelle, transparente, quantitative Szenarienanalyse, die eine zukunftsgerichtete Abwägung robuster Entwicklungspfade ermöglicht. Eine Analyse des DIW Berlin zu Technologieentwicklungen und Kostenstrukturen zeigt, dass die Datengrundlage der Europäischen Kommission wichtige aktuelle Entwicklungen nicht berücksichtigt und teilweise auf unplausiblen Annahmen beruht. Es ist unerlässlich, dass diese Daten aktualisiert und nachvollziehbar veröffentlicht werden. Die Kosten der erneuerbaren Energien werden von der Kommission überschätzt; dagegen werden die Kosten und technischen Herausforderungen insbesondere von Atomkraft und der CCTS-Technologie systematisch unterschätzt. Das kann zu fehlerhaften Schlussfolgerungen führen, da die künftige Rolle erneuerbarer Energien unterschätzt wird. Die aktualisierten Kostenschätzungen zeigen, dass es vorteilhaft ist, die Energiestrategie stärker auf erneuerbaren Energien auszurichten.

Angesichts geringer variabler Erzeugungskosten haben erneuerbare Energieträger langfristig einen strategischen Wettbewerbsvorteil gegenüber konventionellen fossilen Erzeugungstechniken, die höhere und tendenziell steigende Brennstoffkosten und CO₂-Emissionen aufweisen. Zwar sind Erneuerbare heute noch mit höheren Investitionskosten verbunden als einige konventionelle Stromerzeugungstechnologien, jedoch war in den vergangenen Jahren eine starke Kostendegression zu beobachten. Zudem sollten bei der thermischen Stromerzeugung nicht nur die privaten Stromgestehungskosten, sondern die Vollkosten inklusive sozialer Umwelt- und Risikokosten berücksichtigt werden. Aufgrund hoher Kosten und großer Risiken erscheint die Annahme unplausibel, dass Atomkraft und CCTS eine tragende Rolle im künftigen Energiemix der Europäischen Union spielen können.

Es ist dringend notwendig, dass die Europäische Kommission in Zusammenarbeit mit den Mitgliedsländern anhand von aktualisierten Kostenannahmen realistische Szenarien entwickelt, aus denen für die europäische und die nationale Ebene energiepolitische Ziele und Maßnahmen abgeleitet werden können. Neben anspruchsvollen Emissionsminderungszielen sollte Europa sich für die Zeit nach 2020 ambitionierte verbindliche Ausbauziele für erneuerbare Energien sowie Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz setzen.

Friedrich Kunz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | fkunz@diw.de

Roman Mendelevitich ist wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | rmendelevitich@diw.de

EUROPEAN ELECTRICITY GENERATION POST-2020: RENEWABLE ENERGY NOT TO BE UNDERESTIMATED

Abstract: In its Green Paper, "A 2030 framework for climate and energy policies," the European Commission calls for a framework for the future development of environment and energy policy beyond 2020. However, much like the "Energy Roadmap 2050" adopted by the Commission in December 2011, the Green Paper is based on assumed scenarios that are, to a great extent, no longer relevant. The European Commission needs to provide updated model calculations immediately to enable energy policy decisions to be taken on the basis of transparent and comprehensible scenarios.

A comparison of recent estimates conducted by DIW Berlin indicates that the Commission systematically underestimates

the cost of nuclear power and carbon capture, transport, and storage, while the cost of renewable energies tends to be overestimated. This applies in particular to photovoltaics where capital costs are, to a certain extent, already lower than the Commission's estimates for 2050. In contrast to renewable energies, neither nuclear energy nor carbon capture, transport, and storage are cost efficient enough to play a central role in the future European electricity mix. It is therefore vital for Europe to continue to focus on the further development of renewable energies in future. This requires the setting of ambitious renewables targets for 2030 as well as clear emissions reduction and energy efficiency targets.

JEL: Q40, Q42, Q47

Keywords: Electricity generation, costs; learning, renewables



DIW Berlin – Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung e.V.
Mohrenstraße 58, 10117 Berlin
T +49 30 897 89 -0
F +49 30 897 89 -200
www.diw.de
80. Jahrgang

Herausgeber

Prof. Dr. Pio Baake
Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Karsten Neuhoff, Ph.D.
Dr. Kati Schindler
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Sabine Fiedler
Dr. Kurt Geppert

Redaktion

Renate Bogdanovic
Sebastian Kollmann
Dr. Richard Ochmann
Dr. Wolf-Peter Schill

Lektorat

Karsten Neuhoff, Ph.D.

Textdokumentation

Lana Stille

Pressestelle

Renate Bogdanovic
Tel. +49-30-89789-249
presse@diw.de

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 7477649
Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. 01805 - 19 88 88, 14 Cent./min.
ISSN 0012-1304

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

eScriptum GmbH & Co KG, Berlin

Druck

USE gGmbH, Berlin

Nachdruck und sonstige Verbreitung –
auch auszugsweise – nur mit Quellen-
angabe und unter Zusendung eines
Belegexemplars an die Serviceabteilung
Kommunikation des DIW Berlin
(kundenservice@diw.de) zulässig.

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier.