

Atomkraft für Klimaschutz unnötig – Kostengünstigere Alternativen sind verfügbar

Von Claudia Kemfert, Thorsten Burandt, Karlo Hainsch, Konstantin Löffler, Pao-Yu Oei und Christian von Hirschhausen

Die Notwendigkeit weltweiter Anstrengungen für den Klimaschutz ist unbestritten. Jedoch herrscht über die Fragen, mit welchen Technologien der Energiesektor dekarbonisiert werden soll, keine Einigkeit. Während viele internationale Szenarien auch zukünftig von einer relevanten Rolle für die Atomkraft ausgehen, zeigt eine am DIW Berlin durchgeführte Studie, dass das Pariser Klimaszutzziel – die Begrenzung der Erderwärmung auf unter zwei Grad – kostengünstig ohne Atomkraft erreicht werden kann. Die Ergebnisse eines globalen Energiesystemmodells verdeutlichen, dass zur Erfüllung der Klimaziele weltweit kein neues Atomkraftwerk gebaut werden müsste. Vielmehr erweist sich eine Kombination aus erneuerbaren Energien und Energiespeichern als günstiger.

Mit dem Übereinkommen von Paris im Jahr 2015 haben sich weltweit fast alle Staaten verpflichtet, auf eine Begrenzung der globalen Erwärmung auf unter zwei Grad hinzuwirken. Prinzipiell steht es dabei jedem Staat frei, spezifische Technologien zum Erreichen ihrer nationalen Klimaziele zu wählen. Einige Länder halten aus politischen Gründen an der Nutzung der Atomkraft fest, unter anderem, weil Atomkraft eng mit der Entwicklung von Atomwaffen verknüpft ist. Beispielsweise wird in den USA derzeit ein Vorschlag zu noch umfangreicheren Subventionen für Atomkraft diskutiert.¹ Bestehende direkte oder indirekte Förderungen betreffen insbesondere die Kosten für die langfristige Lagerung des Atomabfalls sowie von möglichen Unfällen, wie im japanischen Fukushima.

Sowohl im Bereich der internationalen Organisationen als auch in der wissenschaftlichen Community besteht kein Konsens zur Rolle der Atomkraft für den Klimaschutz. Einige Institutionen haben die Förderung der Atomkraft direkt als Mandat, wie zum Beispiel die Internationale Atomenergie-Behörde (IAEA) oder die Europäische Atomgemeinschaft (EURATOM). Daneben sehen sowohl die Internationale Energieagentur (IEA) als auch die Europäische Union regelmäßig eine relevante Rolle für Atomkraft als Teil eines zukünftigen Technologiemix.² Jedoch gehen insgesamt unter Umwelt- und KlimaökonomInnen die Meinungen bezüglich der zukünftigen Bedeutung der Atomkraft stark auseinander.³

1 Vgl. US Department of Energy (2017): Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) 18 CFR Part 35, Grid Resilience Pricing Rule. Washington DC (online verfügbar, abgerufen am 3. November 2017. Dies gilt auch für alle anderen Online-Quellen dieses Berichts, sofern nicht anders vermerkt).

2 Vgl. IEA (2016): World Energy Outlook 2016. Paris; Europäische Kommission (2016): Reference Scenario 2016 – Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 (online verfügbar).

3 Vgl. die kontroverse Diskussion zwischen Mark Z. Jacobson et al. (2017): The United States can keep the grid stable at low cost with 100 % clean, renewable energy in all sectors despite inaccurate claims. PNAS 114 (26), E5021-E5023; und Christopher T.M. Clack et al. (2017): Evaluation of a proposal for reliable low-cost grid power with 100 % wind, water, and solar. PNAS 114 (26) 6722–6727.

Aus einzelwirtschaftlicher Sicht bildet sich hingegen in der Literatur die Perspektive heraus, dass Atomkraft in der Vergangenheit keine ökonomische Form der Stromversorgung gewesen ist. Dies belegen Analysen von diversen Forschungsinstituten, darunter auch Rechnungen am DIW Berlin, welche sich detailliert mit der Wettbewerbsfähigkeit der Atomkraft beschäftigt haben.⁴ So stellt eine umfangreiche Metastudie fest, dass es der Atomwirtschaft auch über 70 Jahre nach der ersten atomaren Kettenreaktion nicht gelungen ist, Atomstrom unter wettbewerblichen Bedingungen herzustellen.⁵ Eine historische Aufarbeitung der Entstehung aller Atomkraftwerke seit den 1950er-Jahren belegt diese Modellrechnungen empirisch: Kein einziges der insgesamt über 500 Atomkraftwerke ist unter marktlich-wettbewerblichen Rahmenbedingungen errichtet worden; vielmehr waren die Kosten so hoch, dass es sich stets um vom Staat beziehungsweise Stromverbraucher hoch subventionierte, zentral geplante Investitionsvorhaben gehandelt hat.⁶

Dieser Bericht beleuchtet die Frage nach der Rolle der Atomkraft für den Klimaschutz unter Verwendung eines Energiesystemmodells. Die Simulation der kostenoptimalen Entwicklung des weltweiten Energiemix zeigt, dass Atomkraft als Klimaschutztechnologie keine günstige Alternative darstellt. Stattdessen können erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050 die Welt nachhaltig und kosteneffizient mit Energie versorgen.

Struktur und Annahmen des Energiesystemmodells

Um die Rolle der Atomkraft in Klimaschutzenszenarien zu untersuchen, wurde das Energiesystemmodell *Global Energy System Model* (GENeSYS-MOD) verwendet (Kasten). Das Modell basiert auf dem etablierten *Open Source Energy Modelling System* (OSeMOSYS), einer quelloffenen Software für langfristige Energiesystemanalysen.⁷ OSeMOSYS wird von einer Vielzahl an Forschern weltweit dezentral weiterentwickelt und in zahlreichen wissenschaftlichen und politikberatenden Veröffentlichungen

⁴ Vgl. Massachusetts Institute of Technology (2003): *The Future of Nuclear Power* (online verfügbar); University of Chicago (2004): *The Economic Future of Nuclear Power*. Chicago, Illinois, USA (online verfügbar); Paul L. Joskow und John E. Parsons (2012): *The Future of Nuclear Power After Fukushima*. *Economics of Energy & Environmental Policy* 1 (2), 99–113; William D. D'haeseleer (2013): *Synthesis on the Economics of Nuclear Energy – Study for the European Commission, DG Energy*. Final Report. Leuven, Belgium (online verfügbar); und Claudia Kemfert et al. (2015): *Europäische Klimaschutzziele sind auch ohne Atomkraft erreichbar*. DIW Wochenbericht Nr. 45, 1063–1070.

⁵ Vgl. Lucas W. Davis (2012): *Prospects for Nuclear Power*. *Journal of Economic Perspectives* 26 (1), 49–66.

⁶ Für eine Argumentation bezüglich der hohen historischen Kosten bei der Errichtung von Atomkraftwerken, vgl. Jonathan Koomey, Nathan E. Hultman und Arnulf Grubler (2017): *A reply to „Historical construction costs of global nuclear power reactors“*. *Energy Policy* 102, 640–643.

⁷ Siehe die Website des Projekts OSeMOSYS – Open Source Energy Modeling System (online verfügbar).

verwendet.⁸ Für die vorliegende Analyse wurde hierauf aufbauend das Modell GENeSYS-MOD entwickelt.⁹ Die Zielfunktion des Modells umfasst die globalen, gesamten Kosten zur Bereitstellung der Energie für die Sektoren Elektrizität, Verkehr und Wärme. Das Modellergebnis ist eine kostenminimale Kombination von Technologien, um die Energienachfrage jederzeit zu decken. Dabei werden Klimaschutzziele, wie etwa ein CO₂-Emissionsbudget, als Rahmenbedingung für die Modellrechnungen explizit vorgegeben.

Da das Dargebot der erneuerbaren Energien Wind- und Solarenergie mit den Wetterbedingungen schwankt, ist ein zeitlicher und räumlicher Ausgleich zentral, um jederzeit die Energienachfrage decken zu können. Hierfür sind im Modell mehrere Technologien zur Speicherung oder Sektorenkopplung implementiert. Vor allem Lithium-Ionen-Batterien dienen zum Ausgleich zeitlicher Schwankungen von Energiebereitstellung und -nachfrage. Zudem ermöglicht die Kopplung des Elektrizitätssektors mit den Sektoren Wärme und Verkehr deren Dekarbonisierung.

Räumlich aggregiert das Modell verschiedene Länder zu insgesamt zehn größeren Regionen. Hierdurch wird vom Energietransport innerhalb dieser Regionen abstrahiert. Zwischen den Regionen ist der Austausch von Brennstoffen, jedoch nicht von Elektrizität und Wärme, möglich. Um die Komplexität des Modells in einem berechenbaren Rahmen zu halten, wird zudem auf zeitlicher Ebene aggregiert. Hierzu wird der Betrachtungszeitraum von allen Stunden eines Jahres auf sechs Perioden (sogenannte Zeitscheiben) reduziert, die saisonale und tageszeitliche Schwankungen von Nachfrage und dem Dargebot erneuerbarer Energien repräsentieren. Insgesamt werden die Jahre 2020 bis 2050 in Fünfjahresschritten betrachtet; dabei wird von perfekter Voraussicht ausgegangen, was die zukünftigen Entwicklungen von Nachfrage, Kosten und Dargebot erneuerbarer Energien angeht.

Für erneuerbare Energien und Speicher können sinkende Kosten angenommen werden ...

Als wichtige Eingangsgröße sind die Annahmen über die zukünftigen Kosten der Technologien zentral für die abgeleiteten Modellergebnisse. Annahmen zur Ent-

⁸ Vgl. zum Beispiel Manuel Welsch et al. (2012): *Modelling elements of Smart Grids – Enhancing the OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System) code*. *Energy* 46 (1), 337–350; Benjamin Lyseng et al. (2016): *Decarbonising the Alberta power system with carbon pricing*. *Energy Strategy Reviews* 10, 40–52; Constantinos Taliotis et al. (2017): *Natural gas in Cyprus: The need for consolidated planning*. *Energy Policy* 107, 197–209.

⁹ Diesem Bericht liegt ein Fachartikel zugrunde, in dem auch eine umfassende Modellbeschreibung zu finden ist, siehe Konstantin Löffler et al. (2017): *Designing a Model for the Global Energy System – GENeSYS-MOD: An Application of the Open-Source Modeling System (OSeMOSYS)*. *Energies* 10 (10), 1468 (online verfügbar).

wicklung von Technologiekosten sowie des Energieverbrauchs werden bei GENeSYS-MOD vorgegeben. Hierzu wurden am DIW Berlin durchgeführte Kostenanalysen für die vorliegenden Modellrechnungen aktualisiert und anhand aktueller Trends und internationaler Literatur weiterentwickelt (Tabelle 1).¹⁰

Dabei muss insbesondere auf die deutlich gesunkenen Kostenerwartungen für Photovoltaik hingewiesen werden. Hierbei stützt sich dieser Bericht auf eine Vielzahl etablierter Studien zu beobachteten und prognostizierten Lernkurven.¹¹ Aufgrund fortschreitender Verbesserungen in Technologie und Produktion wird bis zum Jahr 2050 eine Reduktion der Kosten für Material und Installation auf ein gutes Drittel der aktuellen Werte angenommen. So konnte auch in der Vergangenheit beobachtet werden, dass selbst optimistische Prognosen zur Kostenentwicklung regelmäßig in der Realität unterboten wurden.¹² Auch für die Kosten von Windkraftanlagen wird von einem Rückgang ausgegangen, sowohl

im Onshore- als auch im Offshore-Bereich. Gerade bei Offshore-Windparks können in den kommenden Jahren deutliche Kostensenkungen angenommen werden. Hierbei spielen sowohl die erwarteten Lernkurven als auch technologische Entwicklungen bei den Anlagen und der Errichtung von Offshore-Windparks eine Rolle.¹³

Bei Speichertechnologien, insbesondere bei Lithium-Ionen-Batterien, wird ebenso von deutlich fallenden Kosten ausgegangen. Dabei sorgen die günstigere Produktion auf einem wachsenden Markt und sinkende Materialkosten für niedrigere Kosten von Batteriespeichern.¹⁴ In Verbindung mit sinkenden Kosten für Photovoltaik stellen sie eine günstige Form der Stromerzeugung dar.

... für fossile und nukleare Kraftwerke nicht

Während die Prognosen von über die Jahre abnehmenden Kosten für erneuerbare Energien ausgehen, bleiben die Kosten für fossile Kraftwerke ungefähr auf dem heutigen Niveau. Diese werden dadurch immer weniger konkurrenzfähig. Auch die Kostenschätzungen bezüglich der Atomkraft bleiben auf dem für heute angenomme-

¹⁰ Vgl. Andreas Schröder et al. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. DIW Data Documentation 68 (online verfügbar).

¹¹ Vgl. Fraunhofer ISE (2015): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Studie im Auftrag von Agora Energiewende (online verfügbar); World Energy Council (2016): World Energy Resources 2016 (online verfügbar); Fraunhofer ISE (2017): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg (online verfügbar).

¹² Vgl. Christian Breyer et al. (2017): On the role of solar photovoltaics in global energy transition scenarios. Progress in Photovoltaics Research and Applications 25 (8), 727-745.

¹³ Vgl. David E.H.J. Gernaat et al. (2014): Global long-term cost dynamics of offshore wind electricity generation. Energy 76, 663-672; KIC InnoEnergy and BVG Associates (2014): Future renewable energy costs: offshore wind. Eindhoven (online verfügbar).

¹⁴ Vgl. Bloomberg New Energy Finance (2017): Lithium-ion Battery Costs and Market (online verfügbar); Gert Berckmans et al. (2017): Cost Projection of State of the Art Lithium-Ion Batteries for Electric Vehicles Up to 2030. Energies 10 (9), 1314 (online verfügbar).

Tabelle

Annahmen bezüglich der Kosten ausgewählter Energietechnologien für den Betrachtungszeitraum 2015-2050

Kosten in Euro je Kilowatt

Technologie	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle
Photovoltaik	1.000	800	650	550	490	440	400	370	Gulagi et al. (2017)
Onshore-Wind	1.250	1.150	1.060	1.000	965	940	915	900	Gulagi et al. (2017)
Offshore-Wind	3.470	2.880	2.730	2.580	2.480	2.380	2.330	2.280	JRC (2014)
Biomasse-Kraftwerk	2.890	2.620	2.495	2.370	2.260	2.150	2.050	1.950	JRC (2014)
Atomkraftwerk	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	Schröder et al. (2013)
Kohlekraftwerk	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	Schröder et al. (2013)
Gaskraftwerk	675	675	675	675	675	675	675	675	Schröder et al. (2013)
Lithium-Ionen-Batterie	1.500	1.300	1.300	1.000	1.000	800	800	700	Wietschel et al. (2015)
Wärmepumpe	1.300	1.286	1.271	1.257	1.243	1.229	1.214	1.200	DEA und Energinet.dk (2012); Fraunhofer ISE (2012); UBA (2015)

Quellen: Eigene Zusammenstellung auf der Basis von Danish Energy Agency (DEA) und Energinet.dk (2012): Technology Data for Energy Plants – Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Kopenhagen (online verfügbar); Fraunhofer ISE (2012): 100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland. Freiburg (online verfügbar); Schröder et al. (2013), a. a. O.; Joint Research Centre (JRC) (2014): Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010–2050. Luxembourg (online verfügbar); Umweltbundesamt (UBA) (2015): Klimaneutraler Gebäudebestand 2050. CLIMATE CHANGE 06/2016. Dessau-Roßlau (online verfügbar); Martin Wietschel et al. (Hrsg.) (2015): Energietechnologien der Zukunft. Wiesbaden; Ashish Gulagi et al. (2017): Electricity system based on 100% renewable energy for India and SAARC. PLOS ONE 12 (7) (online verfügbar).

Insbesondere bei erneuerbaren Energien wird von stark fallenden Kosten ausgegangen.

Kasten

Das Global Energy System Model (GENeSYS-MOD)

Das globale Energiesystemmodell Global Energy System Model GENeSYS-MOD¹ basiert auf der Open-Source-Modellfamilie OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System).² Die OSeMOSYS-Modellfamilie zeichnet sich durch ein hohes Niveau an Transparenz und geringe Zugangsbarrieren aus: Sämtliche Programmcodes und Inputdaten werden unter freier Lizenz zur Verfügung gestellt, um Nachvollziehbarkeit und eine kritische Diskussion der Ergebnisse zu ermöglichen.

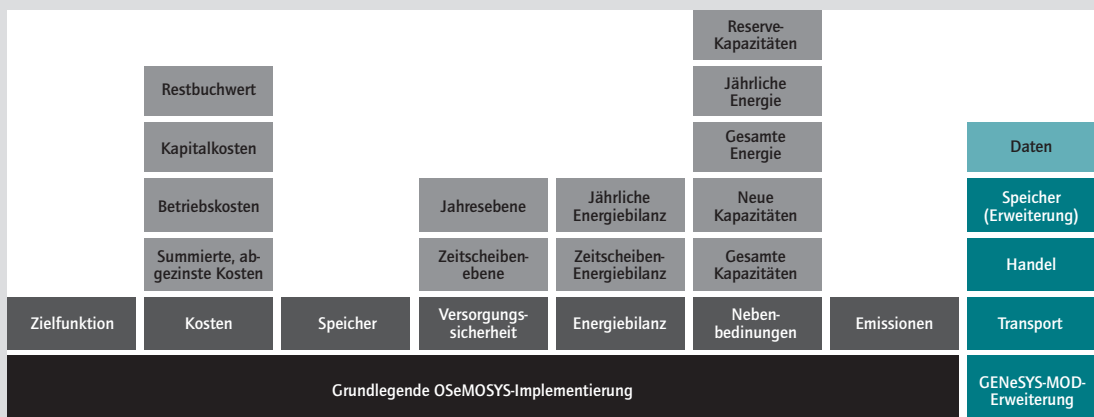
GENeSYS-MOD ist modular aufgebaut (Abbildung 1). Mathematisch ist das Modell ein lineares Optimierungsprogramm,

- 1 Für eine ausführliche Modellbeschreibung, siehe Konstantin Löffler et al. (2017): Designing a Model for the Global Energy System—GENeSYS-MOD: An Application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS). *Energies* 10 (10), 1468 (online verfügbar).
- 2 Vergleiche die Website des Projekts OSeMOSYS (online verfügbar). Für eine grundlegende Einführung, siehe Mark Howells et al. (2011). OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development. *Energy Policy* 39 (10), 5850–5870.

welches unter Berücksichtigung einer Vielzahl von Rahmenbedingungen einen kostenminimalen Technologiemix für das Energiesystem ermittelt. Die grundlegenden Module bestehen aus der Zielfunktion, die verschiedene Kostenkomponenten erfasst: Die abgezinste Gesamtkosten für Erzeugungsanlagen, Speicher und andere Flexibilitätsoptionen setzen sich hierbei aus Kapital- und Betriebskosten sowie einem Restbuchwert zum Ende des Analysezeitraums zusammen. Hierbei ist das Modell in verschiedene Zeitschritte aufgeteilt, wobei die Energienachfrage verschiedener Sektoren stets gedeckt sein muss (Kapazitätsausgleich und Energiebilanz). Durch die Definition zusätzlicher Anforderungen, wie zum Beispiel an Reservekapazitäten oder Emissionen, können regulatorische oder politische Rahmenbedingungen, wie beispielsweise klimapolitische Ziele, berücksichtigt werden. GENeSYS-MOD erweitert das Grundmodell durch Module für internationalen Austausch sowie eine verbesserte Darstellung von Energiespeichern. Zudem trägt eine aktuelle Datenbasis den Annahmen zu Kosten und Verfügbarkeiten verschiedener Technologien Rechnung.

Abbildung 1

GENeSYS-MOD: Die funktionellen Blöcke des Energiesystemmodells



Quellen: Löffler et al. (2017), a. a. O., angelehnt an Howells et al. (2011), a. a. O.

© DIW Berlin 2017

GENeSYS-MOD erweitert das etablierte Energiesystemmodell OSeMOSYS um neue Module.

Das Modell bildet verschiedene konventionelle und erneuerbare Energiequellen ab (Abbildung 2). Die Energie wird für die Sektoren Strom, Verkehr und Wärme verwendet, wobei die jeweilige Energienachfrage vorgegeben wird. Eine Kopplung der Energiesektoren ist durch die Verwendung von Strom für Wärme und Verkehr sowie die mögliche Umwandlung von Strom in andere Energieträger, wie zum Beispiel Wasserstoff, gegeben.³

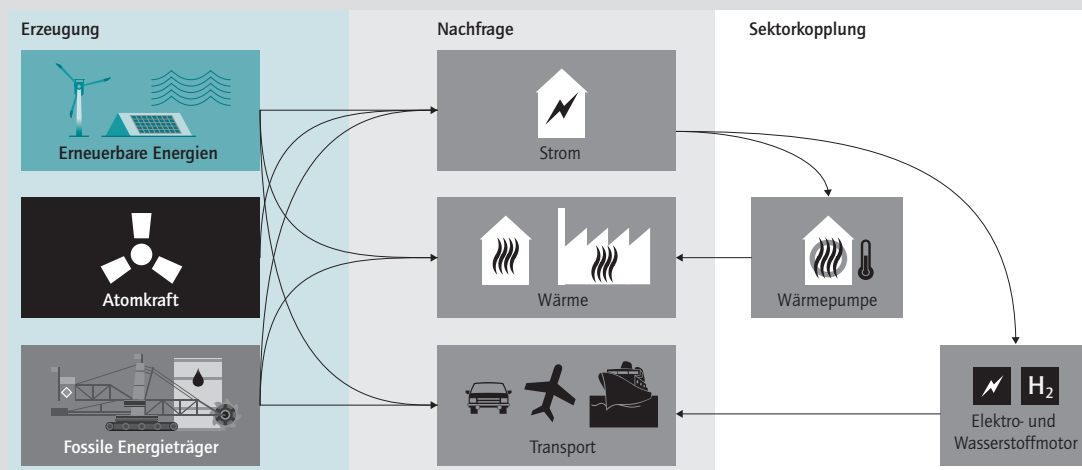
Je nach Untersuchungsgegenstand werden Regionen und Zeitschritte aggregiert. Um den begrenzten Rechenkapazitäten von Computern Rechnung zu tragen, muss der Anwender hierbei eine Abwägung zwischen Detailschärfe und Umfang treffen. Beispielsweise erlaubt es eine Aggregation auf der einen Seite,

große räumliche und zeitliche Zusammenhänge zu erfassen. Andererseits werden manche spezifischen und kleinräumigen Anforderungen für die Integration erneuerbarer Energien in geringerem Detailgrad wiedergegeben.

³ Prinzipiell kann das Modell Schnittstellen zu anderen Modellen berücksichtigen, wie beispielsweise sektorspezifische Bottom-up-Modelle oder Klimasystemmodelle. Auch kann der räumliche Detailgrad skaliert werden. Zum Beispiel kann ein Unternehmen, eine Stadt, ein Land, ein Kontinent oder – wie im vorliegenden Fall – die globale Ebene betrachtet werden.

Abbildung 2

Technologien und Sektoren im Energiesystemmodell GENeSYS-MOD



Quelle: Eigene Darstellung, angelehnt an Löffler et al. (2017), a. a. O.

© DIW Berlin 2017

Verschiedene Technologien stellen die in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr nachgefragte Energie zur Verfügung.

nen Niveau von rund 6.000 Euro pro Kilowatt, was im Lichte jüngster Erfahrungen beim Bau von neuen Atomkraftwerken als realistisch erscheint.¹⁵ So liegen die Kostennahmen für Atomkraft auch in den neuen Berechnung zum sogenannten Referenzszenario der EU, einer langfristigen Projektion der Entwicklung der Energieversorgung in Europa, in dieser Größenordnung.¹⁶

Energienachfrage und verbleibendes CO₂-Budget

Für die Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr in den zehn Weltregionen werden unterschiedliche Entwicklungen für die Nachfrage angenommen, die mit den derzeit und zukünftig verfügbaren Technologien gedeckt werden muss. Die Annahmen basieren auf etablierter Literatur, unter anderem den Szenarien der Internationalen Energieagentur. Sie beziehen mehrere Faktoren mit ein: So wird beispielsweise für Indien eine stark ansteigende Bevölkerung angenommen, während sie in anderen Regionen eher konstant bleibt oder abnimmt. Durch eine weitere Industrialisierung der sich entwickelnden Länder steigt dort die Nachfrage nach Strom sowie Prozesswärme für die Industrie. Gleichzeitig wird von einer sinkenden Nachfrage nach Raumwärme ausgegangen. Diese Annahme basiert vor allem auf Effizienzsteigerungen im Bereich der Gebäudeentwicklung. In stark industrialisierten Regionen wie Europa oder Nordamerika nimmt die Stromnachfrage ebenso wie die Wärmefachfrage langfristig ab, unter anderem begründet durch weitere Verbesserungen im Bereich der Energieeffizienz.

Die Menge an CO₂, das noch in die Atmosphäre abgegeben werden kann, ist stark begrenzt, wenn man anspruchsvolle Klimaschutzziele erreichen möchte. Unterschiedlichen Berechnungen zufolge verbleibt ein Budget im Bereich von 550 – 1.000 Milliarden Tonnen CO₂-Äquivalenten, um den Anstieg der durchschnittlichen

¹⁵ Siehe für eine ausführliche Analyse unterschiedlicher Kostendaten Schröder et al. (2013), a. a. O. Der Wert für Atomkraft entspricht heute dem durchschnittlichen Erwartungswert der im Bau befindlichen Atomkraftwerke, für die nachvollziehbare Kostenschätzungen vorliegen – Olkiluoto (Finnland), Flamanville (Frankreich), Hinkley Point C (Vereinigtes Königreich), Vogtle und Virgil C. Summer (USA) – gemindert um 15 Prozent Kostendegression für Skalenerträge. Die konkreten Beträge sind aus den Geschäftsberichten der beteiligten Unternehmen herzuleiten. Hierzu kommen 900 Euro pro Kilowatt für den Rückbau der Atomkraftwerke nach Stilllegung und die langfristige Lagerung der radioaktiven Abfälle. Vergleiche dazu auch die Literatur zu systematischen Kostenüberschreitungen bei Atomkraftwerken, unter anderem Arnulf Grubler (2010): The cost of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing. *Energy Policy* 38, 5174–5188; Lina E. Rangel und Francois Lévêque (2015): Revisiting the cost escalation curse of nuclear power: New lessons from the French experience. *Economics of Energy & Environmental Policy* 4 (2), 103–125; und die Zusammenfassung der Literatur in Christian von Hirschhausen et al. (2013): Europäische Stromerzeugung nach 2020: Beitrag erneuerbarer Energien nicht unterschätzen. *DIW Wochenbericht* Nr. 29, 3–13.

¹⁶ Vgl. Europäische Kommission (2016), a. a. O.

lichen Erdtemperatur auf unter Grad zu begrenzen.¹⁷ Schreibt man beispielsweise die globalen CO₂-Emissionen des Jahres 2015 fort, 36 Milliarden Tonnen, so wäre dieses Budget in 16 bis 27 Jahren aufgebraucht. Um die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens aufzugreifen, liegt diesem Bericht ein Szenario zugrunde, welches dem diskutierten Temperaturanstieg von unter zwei Grad entspricht. Hierbei geht das Szenario von einem verbleibenden CO₂-Budget von 650 Milliarden Tonnen aus – diese Zahl trägt bereits den im Modell nicht berücksichtigten Emissionen aus Landwirtschaft und Industrieprozessen Rechnung.

Ein großer Teil der internationalen Klimaschutzmodelle macht die Erreichung anspruchsvoller Ziele von sogenannten negativen Emissionen abhängig. Diese sollen durch Technologien erreicht werden, welche der Atmosphäre CO₂ entziehen und dauerhaft ablagern, wie zum Beispiel die CO₂-Abscheidung durch Biomasse (das sogenannte BECCS, *Bioenergy Carbon Capture and Storage*) oder Geo-Engineering (zum Beispiel das Verteilen von Partikeln in der Atmosphäre). Diese Technologien sind jedoch weder industriell erprobt, noch gibt es Möglichkeiten, deren langfristige Kostenentwicklung plausibel abzuschätzen; daher werden sie im Folgenden nicht berücksichtigt.

Ergebnisse: Atomkraft nicht Teil des kosteneffizienten Energiemix

Die Modellergebnisse zeigen auf, dass bei einem CO₂-Budget von 650 Milliarden Tonnen der kostenoptimale, sektorenübergreifende Energiemix sich von fossilen Energieträgern (Kohle, Erdgas, Öl) hin zu günstigeren erneuerbaren Energieträgern verschiebt (Abbildung 1). Die Ergebnisse deuten auch darauf hin, dass es innerhalb der fossilen Energieträger nicht zu einer Verschiebung (*fuel switch*) von Kohle zu Erdgas kommt; vielmehr ist Kohle noch länger Teil des Energiemix als Erdgas, welches zum Ende des Betrachtungszeitraumes an Bedeutung verliert. Bei den erneuerbaren Energien sind Photovoltaik, Wind und Biomasse von ungefähr gleich großer Bedeutung. Um diese kostenoptimale und nachhaltige Energieversorgung zu realisieren, ist insgesamt ein hoher Zubau an Kapazitäten erneuerbarer Energien nötig. So sind beispielsweise im Jahr 2030 europaweit bereits knapp 1.000 Gigawatt an Photovol-

¹⁷ Die Maßzahl CO₂-Äquivalente macht die Klimaschädlichkeit anderer Treibhausgase, wie zum Beispiel Methan oder Lachgas, mit der von CO₂ vergleichbar. So wird in vielen Bewertungen ein verbleibendes Emissionsbudget in CO₂-Äquivalenten angegeben, vgl. UNEP (2015): The Emissions Gap Report 2015. United Nations Environment Programme. Nairobi (online verfügbar). Dieser Bericht bezieht sich ausschließlich auf CO₂-Emissionen.

taik installiert; eine Zahl die bis zum Jahr 2050 auf 1.700 Gigawatt steigt.¹⁸

Zur Bereitstellung von Elektrizität spielt Photovoltaik ab dem Jahr 2025 eine dominante Rolle. Wärme im Bereich der Industrie wird über einen längeren Zeitraum noch durch Erdgas, aber vor allem durch Biomasse bereitgestellt; bei Raumwärme gewinnen Wärmepumpen, die mit (erneuerbarem) Strom betrieben werden, deutlich an Bedeutung. Im Verkehrssektor spielt Erdöl noch länger eine tragende Rolle, wird aber bis zum Jahr 2050 durch einen Mix von Biotreibstoffen, Wasserstoff- und Elektroantrieben ersetzt.

Für die Atomkraft zeigen die Ergebnisse, dass die Stromproduktion von 2.640 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2015 über die folgenden Jahrzehnte schrittweise absinkt (Abbildung 2). Geographisch liegt der Schwerpunkt der Verbreitung auf den bereits heute großen Atomstromproduzenten, vor allem China, die USA sowie Frankreich. Aufgrund der hohen Kosten kommt es nicht zum Bau neuer Atomkraftwerke, sodass mit der Stilllegung bereits gebauter Atomkraftwerke die Produktion ausläuft.

Aufgrund unterschiedlicher klimatischer Rahmenbedingungen und Zubaupotenziale variiert der Anteil von Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft weltweit (Abbildung 3). So zeigen die Modellergebnisse beispielsweise auf, dass im Jahr 2050 der Anteil der Photovoltaik an der Stromproduktion in Indien über 50 Prozent liegt. In Europa und Nordamerika hingegen ist der Anteil der Windkraft höher. Auch Länder, beziehungsweise Regionen, welchen ein besonders rasches Wachstum der Atomkraft vorhergesagt wird, können ihre Stromversorgung klimafreundlich ohne Atomkraftwerke decken.

Auch bei anderen Kostenschätzungen spielt Atomkraft keine Rolle

Die den Modellen zugrundeliegenden Kostenschätzungen sind ein wichtiger Faktor, in dessen Lichte die Befunde zu interpretieren sind. So geht beispielsweise die Internationale Energieagentur in einigen Studien von geringeren Kosten für Investitionen als die jüngere Literatur aus; diese liegen im Bereich von 3.000 US-Dollar pro Kilowatt, etwa in China.¹⁹ Dabei ist unklar, auf welcher empirischen Erhebung diese Schätzungen beruhen.

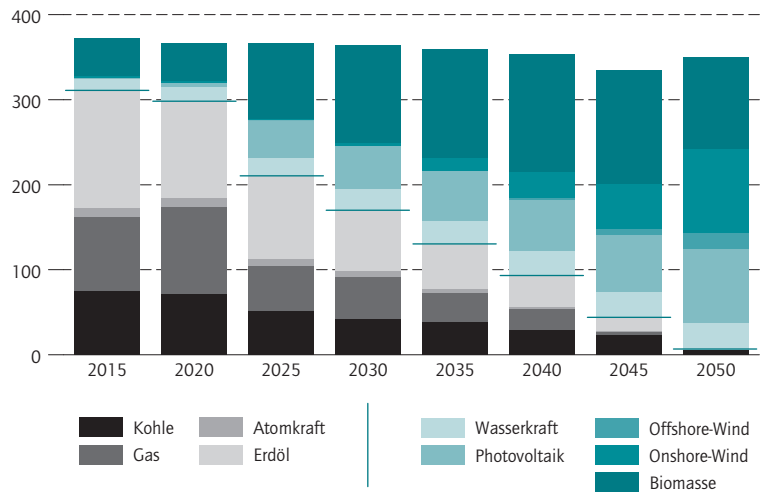
¹⁸ Diese Zahlen entsprechen grundsätzlich ähnlichen Studien, die sich ebenfalls mit einer Dekarbonisierung des weltweiten Energiesystems auseinandergesetzt haben; vgl. Mark Z. Jacobsen et al. (2017): 100 % Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World. Joule 1, 108-121 (online verfügbar); Breyer et al. (2017), a. a. O.; Manish Ram et al. (2017): Global Energy System based on 100 % Renewable Energy - Power Sector. Lappeenranta.

¹⁹ Vgl. IEA (2016): Power generation assumptions in the New Policies and 450 Scenarios in the World Energy Outlook 2016. Paris (online verfügbar).

Abbildung 1

Entwicklung des globalen Energiemix bei einem CO₂-Budget von 650 Milliarden Tonnen

Energiebereitstellung in Exajoule



Quellen: GENeSYS-MOD v1.0, vgl. Löffler et al. (2017), a. a. O.; eigene Berechnungen.

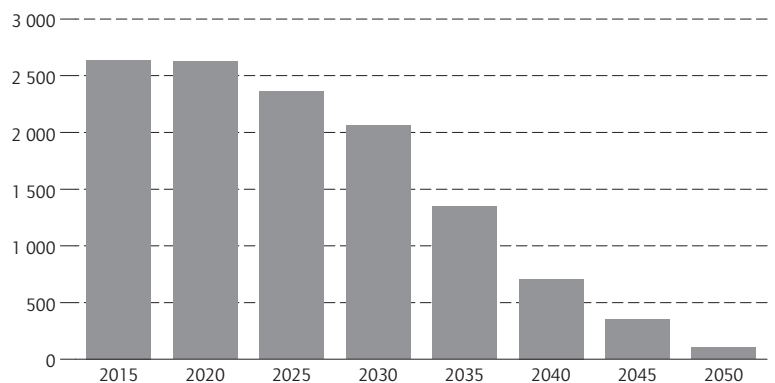
© DIW Berlin 2017

Ein dekarbonisiertes Energiesystem bis 2050 wird von erneuerbaren Energien getragen, nicht vom Atomkraft.

Abbildung 2

Entwicklung der Atomkraft im globalen Kontext bis 2050

Stromerzeugung durch Atomkraft in Terawattstunden (TWh)



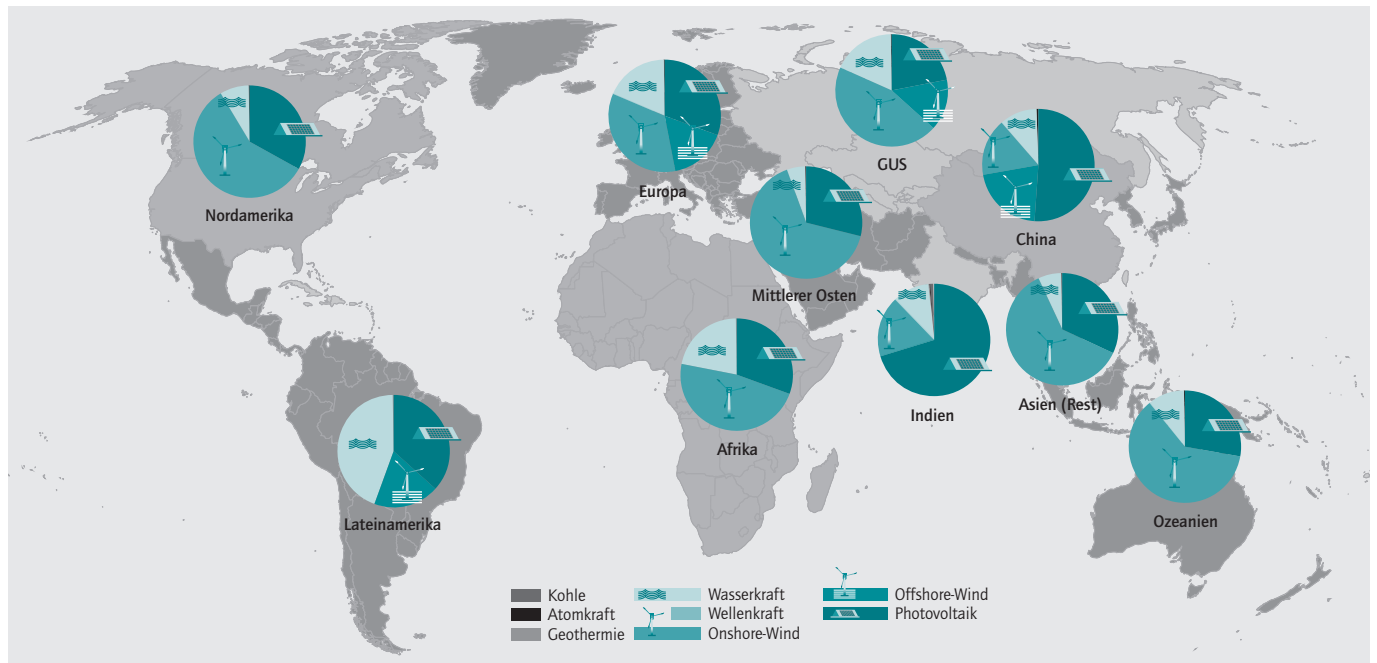
Quellen: GENeSYS-MOD v1.0, vgl. Löffler et al. (2017), a. a. O.; eigene Berechnungen.

© DIW Berlin 2017

Bei Betrachtung einer kostenoptimalen Energiebereitstellung läuft Atomkraft bis 2050 aus.

Abbildung 3

Regionale Stromerzeugung im Jahr 2050



Quelle: Eigene Darstellung, angelehnt an Löffler et al. (2017), a. a. O.

© DIW Berlin 2017

Der Mix von erneuerbaren Energien reflektiert die regionalen klimatischen Gegebenheiten.

Doch auch bei diesen niedrigen Kosten spielt Atomkraft in den Modellergebnissen keine Rolle.²⁰ So werden für eine entsprechende Sensitivitätsrechnung globale Kosten von 2.800 Euro pro Kilowatt für Atomkraft angenommen. Die Modellergebnisse zeigen, dass diese reduzierten Kostenannahmen nicht ausreichend sind, um Atomkraft gegenüber erneuerbaren Energien wettbewerbsfähig zu machen.²¹ Die Befunde bleiben quantitativ unverändert; in der Modellrechnung wird kein Atomkraftwerk zugebaut.

20 Vielmehr lässt sich der hohe Anteil der Atomkraft in den IEA-Szenarien durch die starke Überzeichnung der Kosten der erneuerbaren Energien erklären. Dieses Artefakt wird inzwischen von einem Großteil der wissenschaftlichen Community kritisiert, vgl. Mathieu Metayer, Christian Breyer und Hans-Josef Fell (2015): The Projections for the Future and Quality in the Past of the World Energy Outlook for Solar PV and Other Renewable Energy Technologies. Proceedings of the 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference, 3112-3238; Felix Creutzig et al. (2017): The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change. Nature Energy 2 (9), 17140.

21 Diese Modellrechnungen implizieren nicht, dass es nicht in einigen Ländern tatsächlich zum Bau neuer Atomkraftwerke kommen kann. So planen derzeit beispielsweise Indien und China, ihre Kapazitäten in den kommenden Jahren deutlich zu erhöhen. Die Ergebnisse weisen vielmehr darauf hin, dass Atomkraft auch in diesen Ländern keine preiswerte Option ist und unter rein kostenbasierten Rahmenbedingungen nicht vorkommen würde.

Zudem ist die Höhe der Investitionen aus volkswirtschaftlicher Perspektive nachrangig, bildet diese doch nur einen geringen Teil der Gesamtkosten ab. Neben den Investitionskosten sind auch die Betriebskosten, die Kosten des Rückbaus und der langfristigen Lagerung, Systemkosten wie Forschung und Entwicklung sowie die externen Kosten der Atomkraft, wie zum Beispiel bei Unfällen, relevant. Somit liegt nahe, dass sie aus wohlfahrtsökonomischer Perspektive nicht zum Einsatz kommen sollte, auch nicht als vermeintliche Klimaschutztechnologie.²²

Diskussion der zeitlichen und räumlichen Aggregation

Bei einem globalen Modell mit einem weit in die Zukunft reichenden Zeithorizont, wie in diesem Bericht, müssen notwendigerweise vereinfachende Annahmen getroffen werden. Insbesondere die Integration erneuerbarer

22 Vgl. für eine differenzierte Betrachtung des Kostenbegriffs und eine Übersicht über die Literatur Christian von Hirschhausen (2017): Nuclear Power in the 21st Century - An Assessment (Part I). DIW Berlin Discussion Paper 1700.

Energien in das Stromsystem ist hierbei in zeitlicher und räumlicher Dimension vereinfacht abgebildet.

So verwendet das Modell sechs Zeitschritte pro Jahr, für drei Jahreszeiten jeweils einen Tag und eine Nacht, um sich der zeitlichen Variabilität von Energienachfrage und Verfügbarkeit der erneuerbaren Energien zu nähern. Ein Großteil dieser Variabilität ist somit nicht explizit berücksichtigt und es kann zu einer Überschätzung des Beitrags von Windkraft und Photovoltaik kommen. Während die Schwankungen des Dargebots in der Realität zu längeren Phasen mit sehr niedriger Erzeugung führen können, impliziert eine Reduktion der betrachteten Zeitschritte eine optimistische Perspektive auf deren Verfügbarkeit. So wird angenommen, dass innerhalb eines Zeitschritts und einer Region die Erzeugung aus erneuerbaren Energien einem gewissen Prozentsatz der installierten Kapazität entspricht. Dies geht tendenziell mit einer Unterschätzung des Bedarfs an ergänzender zeitlicher Flexibilität zur Systemintegration erneuerbarer Energien einher, etwa durch Energiespeicher. Nach den vorliegenden Berechnungen sind im Jahr 2050 weltweit insgesamt circa 5 000 Gigawatt an Energiespeichern installiert. Lithium-Ionen-Batterien können hierbei die Energie vom Tag in die Nacht verschieben; Pumpspeicher und Power-to-Gas-Anlagen auch über Jahreszeiten hinweg. Eine detailliertere Betrachtung der zeitlichen Schwankungen des Dargebots an erneuerbaren Energien ließe einen höheren Bedarf erwarten, sowohl an erneuerbaren Erzeugungsanlagen als auch an Speichern, und somit auch höhere Kosten. Wie sich dies explizit auf den optimalen Technologiemix auswirkt, ist unklar.

Auch die räumliche Zusammenfassung von Ländern in Regionen abstrahiert von möglichen regionalen Engpässen. So müssen in der Realität Standorte mit gutem Dargebot an erneuerbaren Energien nicht notwendigerweise mit den Standorten zusammenfallen, an denen die Nachfrage konzentriert ist. Innerhalb der zehn Modellregionen wird von unbegrenzten Übertragungskapazitäten ausgegangen. Indem das Modell von einer konkreten Darstellung des räumlichen Ausgleichs abstrahiert, sind auch technologische Fragen nach der optimalen Dimensionierung und Bewirtschaftung von Netzen nicht explizit berücksichtigt. Eine räumlich differenziertere Darstellung könnte höhere Ausbauraten für erneuerbare Energien oder die nachgeordnete Infrastruktur nach sich ziehen, und damit höhere Kosten. Allerdings benötigen auch nukleare und fossile Technologien ein gewisses Maß an Infrastruktur zur räumlichen Verteilung der Energie. Ebenso ist durch die räumliche Aggregation die Qualität von Standorten für Windkraft und Photovoltaik vereinfacht abgebildet.

Schlussfolgerungen

Über die Einschätzung der Bedeutung der Atomkraft als Technologie für den Klimaschutz herrscht in internationalen Studien keine Einigkeit. Insbesondere gibt es nach wie vor eine Diskrepanz zwischen der Perspektive vieler Studien, auch von internationalen Organisationen, die die zukünftige Entwicklung des globalen Energiesystems untersuchen, und einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung, der zufolge Atomkraft in einem wettbewerblichen Umfeld keine Bedeutung zukommt. Um Klimaschutzenszenarien in einem globalen Umfeld abzubilden, wurde für diesen Bericht ein etabliertes, quelloffenes Energiesystemmodell weiterentwickelt und angewendet. Das Modell optimiert die Ausbaupfade für verschiedene Technologien, indem es die globalen Kosten der Bereitstellung von Energie für Elektrizität, Wärme und Verkehr minimiert. Dabei berücksichtigt es ein verbleibendes CO₂-Budget von 650 Milliarden Tonnen – entsprechend des Ziels, die globale Erwärmung auf höchstens zwei Grad zu begrenzen. Dieser große räumliche und zeitliche Umfang geht allerdings mit einer vereinfachten Betrachtung der Systemintegration erneuerbarer Energien einher.

Die Modellergebnisse legen nahe, dass Atomkraft zur Erreichung zukünftiger Klimaschutzziele unnötig ist. Angesichts der hohen Kosten der Atomkraft sowie der Kostendegression erneuerbarer Energien und von Energiespeichern läuft die Nutzung der Atomkraft aus rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten in den kommenden zwei bis drei Jahrzehnten aus. Der Bau neuer Atomkraftwerke lohnt sich nicht. Der kostenminimale Energiemix besteht, je nach Region, aus Solar-, Wind- und Wasserkraft sowie Bioenergie, unterstützt durch Technologien zur Energiespeicherung und Kopplung der Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr. Über die direkten Kosten für Investitionen und Betrieb hinaus sind die Umweltkosten und Risiken der Atomkraft von hoher Relevanz. Diese umfassen unter anderem die Risiken von Unfällen und Proliferation sowie die unklare langfristige Lagerung von Atommüll. Diese Aspekte sind in der vorliegenden Studie nicht berücksichtigt, müssen aber, über das reine Kostenargument hinaus, für eine umfassende ökonomische Würdigung zusätzlich bedacht werden.

Entsprechend kann die Förderung der Atomkraft als kontraproduktiv angesehen werden, auch weil sie die Entwicklung anderer, günstigerer Energien behindern kann. Ressourcen für Forschung und Entwicklung sowie internationale finanzielle Förderung sollten eher in erneuerbare Energien und Speichertechnologien sowie die Möglichkeiten der Sektorenkopplung gelenkt werden.

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

Thorsten Burandt ist Doktorand an der TU Berlin | thb@wip.tu-berlin.de

Karlo Hainsch ist studentischer Mitarbeiter an der TU Berlin | kh@wip.tu-berlin.de

Konstantin Löffler ist studentischer Mitarbeiter an der TU Berlin | kl@wip.tu-berlin.de

Pao-Yu Oei ist Gastwissenschaftler in der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am DIW Berlin | poei@diw.de

Christian von Hirschhausen ist Forschungsdirektor für internationale Infrastrukturpolitik und Industrieökonomie am DIW Berlin | chirschhausen@diw.de

JEL: L91, L95, Q4

Keywords: Nuclear power, renewable energy, energy system model, climate policy, decarbonization

This report is also available in an English version as DIW Economic Bulletin 48/2017:

www.diw.de/econbull





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

Herausgeberinnen und Herausgeber

Prof. Dr. Tomaso Duso
Dr. Ferdinand Fichtner
Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.
Prof. Dr. Peter Haan
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Lukas Menkhoff
Prof. Johanna Mollerstrom, Ph.D.
Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.
Prof. Dr. Jürgen Schupp
Prof. Dr. C. Katharina Spieß
Prof. Dr. Gert G. Wagner

Chefredaktion

Dr. Critje Hartmann
Mathilde Richter
Dr. Wolf-Peter Schill

Redaktion

Renate Bogdanovic
Dr. Franziska Bremus
Rebecca Buhner
Claudia Cohnen-Beck
Prof. Dr. Christian Dreger
Dr. Daniel Kempfner
Sebastian Kollmann
Matthias Laugwitz
Markus Reiniger
Dr. Alexander Zerrahn

Lektorat

Nils May
Dr. Uwe Kunert
Dr. Katharina Wrohlich

Vertrieb

DIW Berlin Leserservice
Postfach 74
77649 Offenburg
leserservice@diw.de
Tel. (01806) 14 00 50 25
20 Cent pro Anruf
ISSN 0012-1304
ISSN 1860-8787 (Online)

Gestaltung

Edenspiekermann

Satz

Satz-Rechen-Zentrum, 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.