

Flexibilität von Kohle- und Gaskraftwerken zum Ausgleich von Nachfrage- und Einspeiseschwankungen

Johannes Lambertz, Hans-Wilhelm Schiffer, Ivan Serdarusic und Hendrik Voß

In der EU-27 ist Deutschland aufgrund seiner Größe und seiner Wirtschaftskraft der Mitgliedsstaat mit dem höchsten Stromverbrauch. Die Deckung des Bedarfs von rund 600 TWh pro Jahr erfolgt durch einen breit diversifizierten Erzeugungspark. Dazu gehören konventionelle Großkraftwerke auf Basis von Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas sowie immer mehr Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien. Zudem ist Deutschland durch vorhandene Kuppelstellenkapazitäten zu insgesamt neun Nachbarstaaten im europäischen Binnenmarkt eng verknüpft. Eine genaue Betrachtung zeigt, dass die Flexibilität thermischer Kraftwerke weiter an Bedeutung gewinnen wird, um die Versorgung mit Strom zu jeder Zeit zu gewährleisten.

Im liberalisierten Strommarkt sorgt der Handel über die Börse dafür, dass kurzfristig jeweils die – gemessen an den variablen Erzeugungskosten – günstigsten Kapazitäten zum Einsatz kommen. Gemäß dem Merit-Order-Prinzip bestimmt Kosteneffizienz die Einsatzreihenfolge.

Stromerzeugung in Deutschland

Befreit von diesem Wettbewerbsmarkt ist die Erzeugung aus erneuerbaren Energien, der ein gesetzlich verankerter Einspeisevorrang gewährt wird. Für die in diesen Anlagen erzeugten Strommengen wird eine rechtsverbindlich garantierte Einspeisevergütung bezahlt, deren Höhe sich im Wesentlichen an den Vollkosten der jeweiligen Erzeugungsart orientiert [1].

Die Bundesregierung strebt eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 20 % im Jahr 2011 auf 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis

Überblick

Der Artikel untersucht die Auswirkungen der regenerativen Einspeisung sowie der schwankenden Stromnachfrage auf die Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks. Zunächst geht er dazu auf die Effekte von Einspeise- bzw. Nachfrageschwankungen auf den Kraftwerkspark ein. Sodann werden die Anforderungen an die Flexibilität des Kraftwerksparks spezifiziert und anhand zweier Fallbeispiele erläutert. Ein Fazit fasst die Ergebnisse der Analyse zusammen.



2040 und 80 % bis 2050 an [2]. Dieser in Deutschland vorgezeichnete starke Ausbau der erneuerbaren Energien erhöht die Anforderungen an die Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks. Dies gilt insbesondere für die Anlagen auf Basis von Steinkohle, Braunkohle und Erdgas. Diese Anlagen stellen Anfang 2012 mit insgesamt 73 GW rund 44 % der installierten Netto-Erzeugungslleistung von 168 GW bereit. Sie trugen im Jahr 2011 mit 327 TWh zusammen 56 % zur gesamten Stromerzeugung von 579 TWh bei (vgl. Abb. 1).

Nachfrageschwankungen

Die Spitzennachfrage nach Strom (Höchstlast), die aus dem Netz der allgemeinen Ver-

sorgung zu decken ist, liegt in Deutschland bei rund 80 GW. Dieser Höchstwert wird in der Regel am frühen Abend eines Werktages im Winter erreicht. Gemäß den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber, die für den 3. Mittwoch eines jeden Monats erfolgen, belief sich die Höchstlast des vergangenen Winters am 15.11.2011 auf 80,6 GW [3].

Auf der Verbrauchsseite sind größere Lastschwankungen traditionell üblich. Diese erklären sich durch die unterschiedliche Nachfrage zwischen Tag und Nacht, zwischen Werk- und Wochentagen sowie zwischen Winter und Sommer. So war die Last am 3. Mittwoch im August 2011 zwischen drei und vier Uhr nur etwa halb so hoch wie am

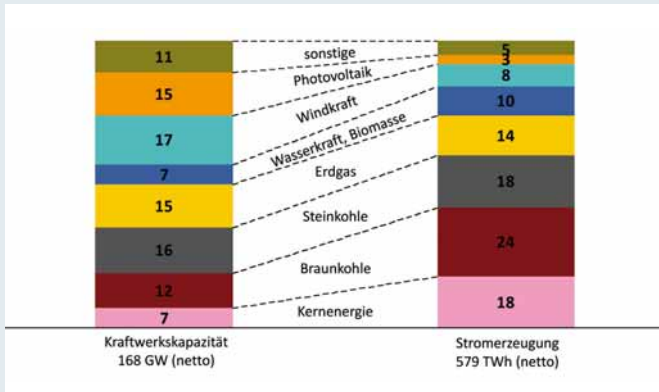


Abb. 1 Kraftwerkskapazität (zum 31.12.2011) und Netto-Stromerzeugung 2011 – Anteile der verschiedenen Energieträger in % Quelle: BDEW

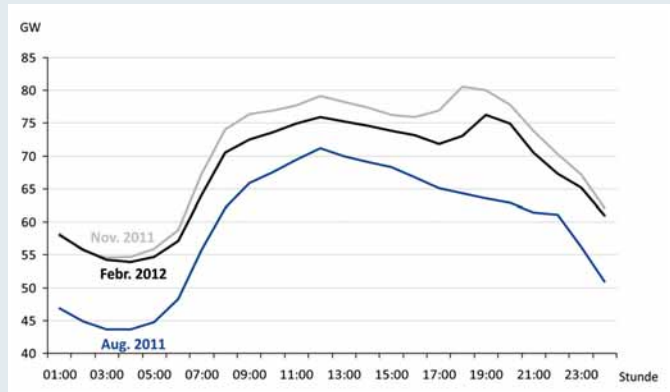


Abb. 2 Stündliche Lastwerte am 3. Mittwoch des jeweiligen Monats in Deutschland in MW Quelle: entso-e

3. Mittwoch im November 2011 zwischen 18 und 19 Uhr (vgl. Abb. 2). Innerhalb eines Tages beträgt die Verbrauchsleistungsschwankung im deutschen Strommarkt traditionell über 30 GW.

Der stärkste Nachfrageanstieg ist typischerweise montags früh zu verzeichnen, wenn die Verbrauchszunahme der privaten Haushalte nach der Nacht und der Nachfrageanstieg der Industrie nach dem Wochenende aufeinander treffen. 2011 entfielen 47 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland auf die Industrie. Private Haushalte machten 26 % der Nachfrage aus. Die verbleibenden 27 % verteilten sich auf Handel/Gewerbe/Dienstleistungen/Verkehr.

Die Lastschwankungen werden von dem bestehenden konventionellen Anlagenpark abgedeckt. Die Auslastung der Kraftwerks-

kapazitäten wird durch den Lastverlauf über das Jahr bestimmt (vgl. Abb. 3). Bedeutame unterjährige Leistungsanpassungen sind entsprechend berücksichtigt.

Einspeiseschwankungen

Die seit dem Jahr 2000 verzeichnete Verzehnfachung der Wind- und Photovoltaik-Kapazität in Deutschland (von 6 auf 30 GW bei Wind und von 0,1 auf fast 30 GW bei Photovoltaik) hat dazu geführt, dass in Deutschland heute neben den traditionellen Lastschwankungen auf der Verbrauchsseite eine zweite Schwankung auf der Einspeise-seite besteht (vgl. Abb. 4).

Im Jahr 2011 betrug allein bei der Windeinspeiseleistung die Variation fast 23 GW. So stand einem minimalen Wert von 0,1 GW am 5.7.2011 eine maximale Einspeiseleis-

tung von 22,7 GW am 4.2.2011 gegenüber. Bei der Photovoltaik belief sich die Variation auf knapp 13 GW. Der minimale Wert wurde mit 0,6 GW am 1.1.2011 erreicht. Der maximale Wert betrug am 9.5.2011 zur gleichen Uhrzeit 13,1 GW.

Nach Auswertung der verfügbaren Daten für die Photovoltaik- und die Windeinspeisung im Zeitraum 1.1.2012 bis 31.5.2012 wurde der im „Bericht der Bundesnetzagentur zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12“ ausgewiesene höchste Einspeiseleistung aus Wind und Photovoltaik – gemessen am 3.1.2012 mit 28 350 MW – noch nicht übertroffen [4]. Allerdings wurde am 25.5.2012 mit 22 275 MW ein neuer Rekordwert für die Einspeiseleistung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen erreicht. Andererseits fällt die Einspeisung aus Wind und Photovol-

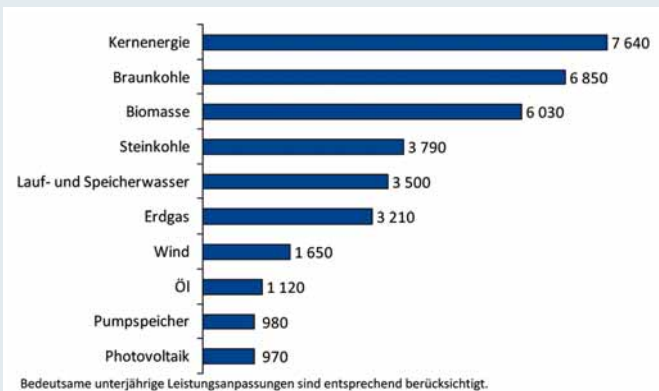


Abb. 3 Jahresvolllaststunden aller Anlagen zur Stromerzeugung 2011 Quelle: BDEW

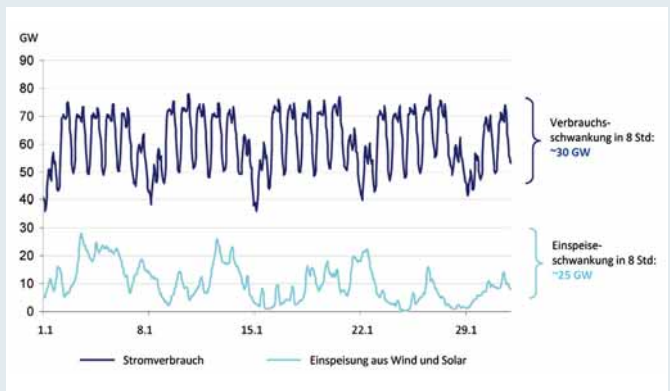


Abb. 4 Schwankungen des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung aus Anlagen auf Basis von Wind und Sonne in Deutschland, Januar 2012 Quelle: entso-e, EEX

taik vorübergehend auch nahezu vollständig aus. Zum Zeitpunkt der Höchstlast, die in der Regel gegen 18 Uhr an Werktagen im Winter auftritt, ist die Photovoltaik-Einspeisung sogar durchgängig mit Null zu veranschlagen.

Die Einspeisung der Wind- und Solarerzeugung in Deutschland erreicht in diesem Jahr in etwa die gleiche Größenordnung wie die tägliche Verbrauchsschwankung. Innerhalb von acht Stunden variiert die dargebotsabhängige Einspeiseleistung um bis zu 30 GW. In den kommenden Jahren wird die Angebotsvolatilität der erneuerbaren Energien zur dominanten Schwankung im deutschen Strommarkt.

Da zur Wahrung der Netzstabilität Einspeisungen und Verbrauch permanent ausgeglichen sein müssen, liegt eine hohe Last auf dem konventionellen Erzeugungssportfolio. Die Erzeugung der konventionellen Anlagen muss sich jederzeit schnell und flexibel an die Residuallast anpassen, also zur Kompensation der Differenz zwischen Verbrauch und fluktuierenden Einspeisungen aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien, zur Verfügung stehen.

Der Bedarf nach Lastanpassungen durch flexible Erzeugungskapazitäten fällt dann besonders hoch aus, wenn während eines Anstiegs der Stromnachfrage zeitgleich die Einspeisung aus Windkraftanlagen stark abfällt.

Innerhalb einer Zeitspanne von acht bis zehn Stunden entsteht dann heute bereits

ein positiver Lastanpassungsbedarf von >50 GW (d. h. >60 % der Spitzenlast). Dieser Bedarf tritt zufällig auf, kann aber durch die Windvorhersagen mit einem Vorlauf von etwa zwei Tagen prognostiziert werden.

Anforderungen an die Flexibilität der Kraftwerke

Das deutsche Stromübertragungsnetz ist über Kuppelstellen mit den Nachbarmärkten verbunden. Da jedoch auch in diesen Märkten Windkapazitäten ausgebaut werden und das Verhalten der Verbraucher in den Ländern große Ähnlichkeit aufweist, können Lastanpassungen in Deutschland nur eingeschränkt durch Im- und Exporte erfolgen.

Die benötigte Flexibilität zum permanenten Lastausgleich muss weitgehend von den im Inland vorhandenen Kraftwerken bedient werden. Die aktuell in Deutschland errichteten Neubau-Kraftwerke sind daher für einen besonders flexiblen Betrieb ausgelegt worden. Die Anforderungen werden von neuen Erdgas-GuD, neuen Steinkohle- und neuen Braunkohlekraftwerken gleichermaßen erfüllt.

Viele der bestehenden konventionellen Kraftwerke, die heute in Deutschland verfügbar sind, wurden vor der Verabschiedung der Ausbauziele für Wind- und Photovoltaikanlagen in den 1980er und 1990er Jahren errichtet. An vielen dieser Anlagen konnten inzwischen Maßnahmen zur Flexibilisierung mit beachtlichem Erfolg durchgeführt werden, so dass die Kraftwerke der

gestiegenen Anforderung nach kurzfristiger Lastanpassung im Markt gerecht werden. Reine Grundlastkraftwerke, die keinen flexiblen Betrieb erlauben, sind heute im deutschen Markt kaum mehr vorhanden.

Fall 1: Hohe Einspeiseschwankungen der deutschen Windkraft Anfang Januar 2012 – Wie die Integration durch den flexiblen Einsatz von Kohle- und Gaskraftwerken im Markt erfolgte

Am ersten Wochenende im Januar 2012 lag die Stromnachfrage in Deutschland, bedingt durch die geringe Industrienachfrage sowie aufgrund der milden Temperaturen von etwa acht Grad, relativ niedrig. Am Sonntag, dem 1.1.2012, wurde zur Abendspitze vorübergehend eine Tageshöchstlast von 56 GW im deutschen Stromverbund erreicht, danach fiel die Nachfrage bis in die Nacht auf einen Tiefstwert unterhalb von 41 GW zurück.

Gleichzeitig lag das Windaufkommen am Sonntagabend mit Einspeiseleistungen von zeitweilig über 16 GW hoch. Laufwasser- und Biomassekraftwerke leisteten an diesem Wochenende eine weitere Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien mit durchgängig etwa 5 GW. Die Erzeugung der deutschen Photovoltaik-Anlagen war aufgrund der Jahreszeit und des bedeckten Wetters insgesamt vernachlässigbar gering.

In der Nacht zum Montag musste nach Einspeisung der erneuerbaren Energien zwischenzeitlich nur noch eine Residuallast von insgesamt etwa 21 GW durch planmäßig verfügbare Kraftwerke gedeckt werden.

Ab vier Uhr früh stieg die Stromnachfrage zum Beginn der neuen Woche dann deutlich an und erreichte bis 12 Uhr über 73 GW. Das entspricht einem Anstieg von mehr als 32 GW innerhalb von acht Stunden.

Gleichzeitig fiel die Einspeiseleistung aus den Windkraftanlagen aufgrund abnehmender Windgeschwindigkeiten in den Morgenstunden zurück und betrug zwischenzeitlich nur noch rund 4 GW. Somit war parallel ein Leistungsrückgang von etwa 12 GW auf der Angebotsseite zu verzeichnen. Insgesamt musste damit eine zusätzliche Erzeu-

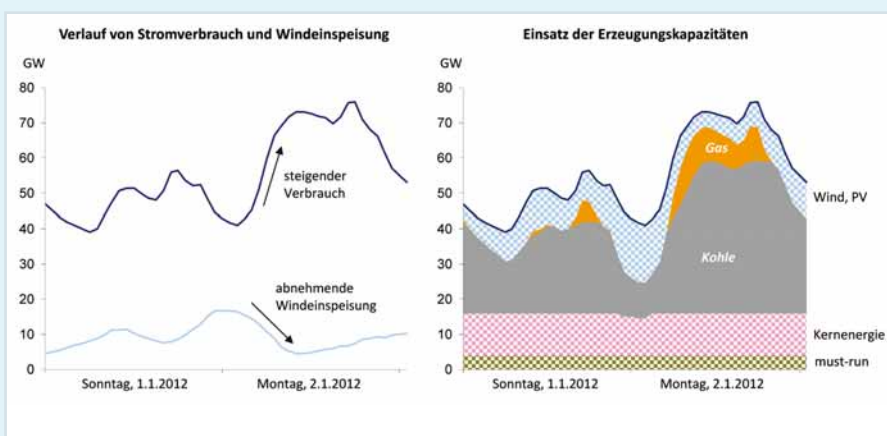


Abb. 5 Stromverbrauch und Kraftwerkseinsatz in Deutschland am 1. und 2.1.2012
Quelle: entso-e, EEX, RWE

gungsleistung von fast 45 GW aus dem thermischen Kraftwerkspark innerhalb dieser acht Stunden bereitgestellt werden.

Abb. 5 zeigt auf der linken Seite die parallele Entwicklung von Stromverbrauch und intermittierender Windeinspeisung. Es ist zu erkennen, wie der gegenläufige Verlauf zum Wochenbeginn einen hohen Anpassungsbedarf durch das konventionelle Erzeugungsportfolio erforderlich macht.

Die Erzeugungsleistung der deutschen Kernkraftwerke trug ein annähernd konstantes Angebot von etwa 12 GW bei. Die Einspeisung aus den deutschen Kernkraftwerken kann zwar ebenfalls flexibel gesteuert werden, aufgrund der sehr günstigen variablen Stromerzeugungskosten erfolgt die Rücksetzung der Kernkraftwerke im deutschen Markt aber erst nach ausgeschöpfter Lastanpassungsfähigkeit der fossil gefeuerten Kraftwerke. Die erforderliche Lastanpassung am Montagmorgen wurde fast vollständig von den Kohle- und Gaskraftwerken erbracht.

In der Nacht zum Montag waren etwa 40 % der Kohlekraftwerke in Betrieb, die Einspeisung der am Netz befindlichen Anlagen war aber zu dieser Zeit auf einen Anteil von 20 % bis 60 % ihrer installierten Leistung reduziert. Insgesamt betrug die Einspeiseleistung so lediglich etwa 10 GW. Die konventionellen Gaskraftwerke waren in der Nacht zum Montag nahezu vollständig vom Netz getrennt, da ein Teillastbetrieb der Gaskraftwerke im Vergleich zu den Kohlekraftwerken deutlich teurer ist.

Am frühen Montagmorgen wurde der Anstieg der Residuallast zunächst durch die Lastaufnahme der in Teillast am Netz befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke gedeckt. Parallel erfolgte der Start weiterer bislang vom Netz getrennter Steinkohlekraftwerke. Die Netzsynchrisation der gestarteten Anlagen beginnt etwa eine bis vier Stunden nach dem ersten Kesselfeuer in Abhängigkeit der jeweiligen Kraftwerke und der vorherigen Stillstandszeit.

Nach der Netzsynchrisation erfolgte die Lastaufnahme der gestarteten Steinkohleanlagen parallel zum Stromverbrauchsanstieg bis zum Mittag. Die verfügbaren Gaskraftwerke wurden zur Deckung der

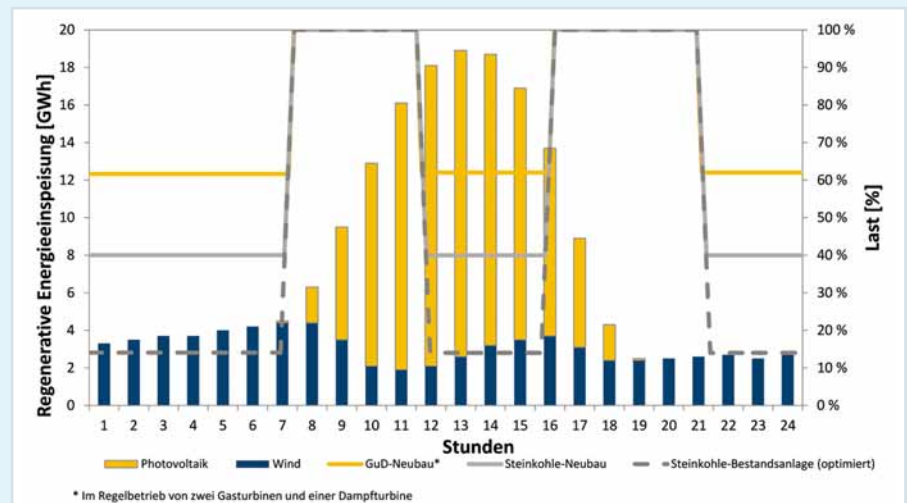


Abb. 6 Regenerative Energieeinspeisung (16.3.2012) und exemplarische Flexibilitätsdarstellung von Steinkohlen- und Gaskraftwerken im Regelbetrieb
Quelle: EEX (Einspeisung von Wind und Photovoltaik) sowie RWE (Kraftwerkseinsatzdaten)

Lastspitzen am Montag aus dem Stand angefahren. Die ersten Einspeisungen der Gaskraftwerke wurden in den Morgenstunden ab fünf Uhr aufgebaut. Über den Tagesverlauf wurde der Lastausgleich dann hauptsächlich durch die Einspeisung der Gaskraftwerke geregelt, die in Betrieb befindlichen Braun- und Steinkohlekraftwerke speisten bis zum Abend mit Volllast ein.

Die Lastanpassung erfolgte an diesem Montag damit im Zusammenspiel der verfügbaren Kohle- und Gaskraftwerke. Dabei stellten die Braun- und Steinkohlekraftwerke insgesamt rund ¾ der benötigten flexiblen Leistung bereit (siehe Abb. 5).

Fall 2: Untertägige Einspeiseschwankungen der deutschen Photovoltaik – Flexibler Einsatz von Kohle- und Gaskraftwerken

Der mittlere Zyklus zwischen Stark- und Schwachwindphasen entspricht in Nordwest-Europa etwa drei bis fünf Tagen. Auch bei kurzfristigen Änderungen, wie im ersten Beispiel skizziert, stehen dem thermischen Kraftwerksportfolio noch mehrere Stunden für die Lastanpassung zur Verfügung.

Kurzfristigere Einspeiseschwankungen werden durch die in Deutschland ebenfalls weit ausgebaute Leistung von Photovoltaik-Anlagen ausgelöst. Die daraus resultierenden Effekte werden ab dem Frühling mit zuneh-

mender Intensität der Sonneneinstrahlung maßgeblicher Treiber für die untertägige Einspeiseschwankung.

Die Zunahme der Sonneneinstrahlung am Tage fällt zeitlich nicht mit dem Anstieg des Stromverbrauchs zusammen. Während die Stromnachfrage von etwa 4 Uhr bis 8 Uhr stark zunimmt, ist der Anstieg der Photovoltaikeinspeisung verzögert etwa zwischen 8 Uhr bis 12 Uhr zu verzeichnen. Ähnlich nimmt die Einspeisung der Photovoltaik-Anlagen am Abend einige Stunden vor dem Rückgang des Stromverbrauchs wieder ab. Das hat zur Folge, dass die thermischen Kraftwerke an Tagen mit hoher Sonneneinstrahlung morgens und abends zweimal kurzfristig die Residuallastspitzen abdecken müssen.

Der 16. März war im Jahr 2012 ein Tag mit intensiver Sonneneinstrahlung. Die Einspeiseleistung der Photovoltaik-Anlagen stieg zwischen 8 und 13 Uhr um etwa 16 GW an. Zwischen 14 und 18 Uhr fiel sie anschließend wieder vollständig zurück. Das Windaufkommen lag an diesem Tag sehr niedrig (vgl. Abb. 6).

Zur Deckung der Verbrauchsspitze am Morgen wurden sowohl Kohle- als auch Gaskraftwerke angefahren. Um die temporär hohe Einspeisung der Photovoltaik-Anlagen während der Mittagsstunden im Netz aufnehmen zu können und anschließend zur Deckung der Verbrauchsspitze am Abend

Breiter thermischer Kraftwerkspark unverzichtbar

Folgende zentrale Schlussfolgerungen können aus der vorgelegten Untersuchung gezogen werden:

- Der steigende Flexibilitätsbedarf des Strommarktes in Deutschland wird schon heute von Kohlekraftwerken wie von Gaskraftwerken erfüllt.
- Neue Kohlekraftwerke werden bereits bei der Errichtung auf die vergrößerten Flexibilitätsanforderungen ausgelegt. Reine Grundlastkraftwerke werden nicht mehr gebaut.

■ Vorhandene Kohlekapazitäten können optimiert und flexibilisiert werden, so dass sie den wachsenden Anforderungen nach kurzfristigen Lastanpassungen gerecht werden. Ein vorzeitiger Ersatz der bestehenden Anlagen ist nicht erforderlich.

Insbesondere vor dem Hintergrund der Ausbauziele für erneuerbare Energien ist auch künftig ein breiter und flexibler thermischer Kraftwerkspark unverzichtbar, um die Sicherheit der Versorgung mit Strom zu jeder Zeit zu gewährleisten.

Anmerkungen

[1] Kost, C.; Schlegl, T.; Thomson, J.; Nold, S.; Mayer, J.: Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Mai 2012.

[2] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28.9.2010

[3] entso-e, <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/>

[4] Bundesnetzagentur: Bericht zum Zustand der leistungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bonn, 03.5.2012, S. 30.

Dr. J. Lambertz, Vorsitzender des Vorstands, RWE Power AG; Dr. H.-W. Schiffer, Allgemeine Wirtschaftspolitik/Wissenschaft, RWE AG; Dr. I. Serdarusic, Koordination Sparte Steinkohlen- und Gaskraftwerke, RWE Power AG; Dr. H. Voß, Steuerung Erzeugung Konzern, RWE AG, Essen
johannes.lambertz@rwe.com

Parameter	Einheit	Erdgas	Steinkohle	Braunkohle	Steinkohle
		GuD-Neubau ¹⁾	Neubau	Neubau	Bestandsanlage (optimiert)
Leistungsklasse	MW	800	800	1 100	300
Mindestlastpunkt/ Nennlastpunkt ($P_{\text{Min}}/P_{\text{Nenn}}$)	%	~ 60	~ 25 bis 40	~ 25 ²⁾ bis 40	~ 20
Durchschnittliche Laständerungs- geschwindigkeit ⁴⁾	%/min	~ 3,5	~ 3 ³⁾	~ 3	~ 3

1) Im Regelbetrieb von zwei Gasturbinen und einer Dampfturbine
 2) Mindestlastpunkt von 25 % durch das BoA plus Design heute möglich, aber bislang nicht realisiert
 3) Im unteren Lastbereich von 25 - 40 % gilt ein hiervon abweichender Betriebsgradient
 4) Bezogen auf die Nennlast

Abb. 7 Beispielhafte Flexibilitätsparameter für Kohle- und Gaskraftwerke

Quelle: RWE

wieder mit Volllast einspeisen zu können, wurden am Netz befindliche Gas- und Steinkohlekraftwerke zwischenzeitlich in den Teillastbetrieb zurückgesetzt. Es mussten somit kaum Netztrennungen erfolgen.

Die bei Dampf-Kraftwerken technisch realisierbare Teillast variiert heute. Im Regelbetrieb von zwei Gasturbinen und einer Dampfturbine liegt der Mindestlastpunkt einer neuen GuD-Anlage der 800 MW-Klasse typischerweise bei ca. 60 % des Volllastpunktes. Eine niedrigere Mindestlast ist durch das Abschalten einer Gasturbine möglich, gleichzeitig aber auch mit Wirkungsgradverlusten verbunden, so dass diese Fahrweise aufgrund des wirtschaftlichen Nachteils nur selten erfolgt.

Demgegenüber besitzt ein neues Steinkohlekraftwerk der 800 MW-Klasse mit etwa 40 % des Volllastpunktes einen niedrigeren Mindestlastpunkt, der je nach Anpassung der Fahrweise auf bis zu ca. 25 % reduziert werden kann. Neue Braunkohlekraftwerke erreichen im Regelbetrieb ebenfalls einen Mindestlastpunkt von 40 %, der zukünftig weiter reduziert werden kann. Der wesentliche Grund für die niedrigere Teillastfähigkeit von Stein- und Braunkohlekraftwerken ist, dass die Leistung der Dampfkessel durch die direkte Verfeuerung der Brennstoffe gesteuert wird. Bei GuD-Kraftwerken kann die Leistung des Abhitze-Dampferzeugers dagegen nur indirekt über die vorgeschaltete Gasturbine adjustiert werden.

Durch Optimierungsmaßnahmen im Kessel-Turbinen-System und an der Leittechnik ist es gelungen, den Mindestlastpunkt bei bestehenden Kohlekraftwerken sukzessive weiter zu reduzieren. Entsprechend optimierte Kohlekraftwerke können heute einen Mindestlastpunkt bis unterhalb von 20 % ansteuern.

Der Wechsel zwischen Mindestlast und Volllast erfolgt bei den abgebildeten Kraftwerken mit einer auf die installierte Nennleistung bezogenen durchschnittlichen Laständerungsgeschwindigkeit von etwa drei Prozentpunkten pro Minute (vgl. Abb. 7). Der Wechsel zwischen Voll- und Mindestlast-Betrieb ist damit bei allen Anlagen innerhalb einer halben Stunde möglich.

Abb. 6 zeigt den Verlauf der intermittierenden Einspeisungen und die angepasste Fahrweise konventioneller Kraftwerke (eines neuen GuD-Kraftwerks, eines neuen Kohlekraftwerks sowie eines existierenden Kohlekraftwerks mit optimierten Flexibilitäts-Parametern), die sich nach der gesamten Stromnachfrage und dem Erzeugungsprofil der erneuerbaren Energien richtet.

Das Beispiel vom 16.3.2012 veranschaulicht, dass deutsche Kohle- und Gaskraftwerke durch ihren kurzfristig flexiblen Betrieb gemeinsam täglich zur Integration der Einspeisung aus erneuerbaren Energien beitragen und ein unverzichtbarer Partner für die Energieversorgung von morgen sind.

„Wir setzen immer auf einen systemanalytischen Ansatz“

Bei der Umgestaltung des Energiesystems spielt Innovation und damit Forschung und Entwicklung (F&E) eine bedeutsame Rolle. Dies schlägt sich auch in den politischen Konzepten nieder. Ebenso wie der SET-Plan der EU neue Akzente in der europäischen Energieforschungspolitik setzt, soll das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung einen wichtigen Beitrag zur Beschleunigung des Weges in eine regenerative Energiewirtschaft leisten. Energieforschung ist aber von jeher keine rein staatliche Veranstaltung, sondern ein Zusammenspiel von Wirtschaftsunternehmen, Wissenschaftsinstitutionen und der Politik. „et“ sprach mit dem Forschungsleiter der RWE AG, Dr. Frank-Detlef Drake, über Strategiefragen und wie man sich in einem derart komplexen Geflecht erfolgreich bewegen kann.

„et“: Herr Dr. Drake, inwiefern hat der Schock von Fukushima, der die Bundesregierung zu einer radikalen Kehrtwende in der Kernenergiepolitik veranlasst hatte, den F&E-Bereich bei RWE durcheinander gewirbelt?

Drake: Im Grunde kaum, denn an den heute so prominenten Themen wie Energieeffizienz sowie dem Ausbau und die Integration von Erneuerbaren sind wir seit längerer Zeit dran. Sicherlich hat aber nach „Fukushima“ die Dynamik zugenommen. Wichtig ist, dass die Transformation unserer Energieversorgung mit Technologien gelingt, die heute schon bekannt und mindestens in der Erprobungsphase sind. Dafür völlig neue Technologien einzusetzen, fehlt uns die Zeit. Einen maßgeblichen Beitrag an der regenerativen Erzeugung in Deutschland kann die Windenergie leisten, die schon heute kostenmäßig günstig liegt. Das kann aber zunehmend auch die Sonnenenergie sein und ergänzend kommt die Biomasse hinzu. Damit wir den erneuerbaren Strom flexibel zu jeder Zeit aufnehmen können, spielen der Netzum- und -ausbau sowie nicht zuletzt die Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkparcs eine wichtige Rolle. Alle diese Schritte gehen wir gleichzeitig an.

Forschungsstrategie und -bereiche

„et“: Bezieht sich die Forschungsstrategie in Ihrem Hause eher auf das Gesamtenergiesystem oder fokussiert man auf vielversprechende Einzeltechnologien?

Drake: Wir machen beides. RWE deckt die gesamte Wertschöpfungskette ab, von Öl und Gas upstream bis hin zur Elektromobilität, und das nicht nur in Deutschland, sondern in Europa bzw. in Einzelfällen auch global. Folgerichtig laufen verschiedene Projekte im Kraftwerksbereich, bei den Erneuerbaren, im Netz- und Spei-

chersektor auch in mehreren Ländern ab. Es ist eine vornehmliche Aufgabe für mich und mein Team, die einzelnen Ergebnisse zu einer Gesamtsicht zusammenzufügen. Im Falle der Elektromobilität kann dies die Frage sein, welche Rolle die Batterie zukünftig als Zwischenspeicher spielen kann – das wäre eine kleine Systembetrachtung, eine große wäre zum Beispiel das Desertec-Projekt: Wie kann Nordafrika in ein europäisches Stromversorgungssystem eingebunden werden? Dazu machen wir intern als auch mit anderen EVU und mit Hochschulen zusammen umfangreiche Systemuntersuchungen, bei denen verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Anteilen von Erneuerbaren durchgespielt werden. Daraus leiten wir dann Empfehlungen ab, die wir intern und häufig auch mit der Öffentlichkeit diskutieren.

„et“: Worauf kommt es dabei besonders an?

Drake: Egal ob wir Studien zur zukünftigen Energieversorgung hierzulande oder in Großbritannien, den Benelux-Ländern etc. durchführen, setzen wir immer auf einen systemanalytischen Ansatz. Diese Herangehensweise stellt eine wichtige Leitlinie dar. Lassen Sie mich das an einem Beispiel verdeutlichen: Man läuft z. B. schnell Gefahr, gedanklich von den „volatilen Erneuerbaren“ zu schnell auf Speicher als Lösung zu springen. Dabei muss die Frage, ob Speicherung der naheliegende Ansatz ist, mit „Nein“ beantwortet werden. Maßgebende Studien zeigen, dass eine Kombination aus Netzausbau und flexiblen Reservekraftwerken wirtschaftlich betrachtet auf absehbare Zeit einen deutlich günstigeren Weg zur Integration der Erneuerbaren darstellt, als Strom mit hohem Aufwand und teilweise erheblichen Verlusten zu speichern. In Abhängigkeit von den zukünftigen Randbedingungen können Speicher natürlich dennoch eine Rolle spielen. In unserer Forschung und Entwicklung arbeiten wir daher an verschiedenen Speicherkonzepten, zum

Beispiel der Weiterentwicklung von hocheffizienten Druckluftspeichern.

„et“: Könnte eine stärkere Vernetzung von Stromsystemen in Europa zu weniger Speicherbedarf führen?

Drake: Damit sprechen Sie ein zentrales Ergebnis unserer Untersuchungen an. Wenn wir die Energieversorgung auf belastbare Füße stellen und dabei möglichst geringe volkswirtschaftliche Belastungen im Vordergrund stehen sollen, dann ist der europäische Ansatz der richtige. Wir müssen den Stärken Europas Gebrauch machen und Windkraftwerke dort errichten, wo der meiste Wind bläst sowie die Solarkraft dort in Europa nutzen, wo die meiste Sonne scheint. Verbunden über ein entsprechend ausgelegtes, möglichst verlustarmes Netz haben wir zwei Vorteile: Erstens sind die Kosten der Erzeugung deutlich geringer, weil es nur die Hälfte kostet, wenn die Sonne im Süden statt im Norden Europas intensiv genutzt wird. Zweitens sinkt der Bedarf an Speichern und Reservekraftwerken enorm, wenn sich verschiedene Regionen Europas bei regionalem Stromüberschuss bzw. -mangel aus helfen können. Noch größer werden die Vorteile eines derartigen Systems gegenüber kleinräumiger Planung wenn, Nordafrika mit dazukommt.

„et“: Flexibel einsetzbare gesicherte Leistung werden wir dennoch benötigen. Geht das angesichts sinkender Einsatzzeiten ohne Förderung – Stichwort Kapazitätsmarkt?

Drake: Wahrscheinlich nicht. Und auch bei diesem Thema ist ein europäischer Ansatz einem multinationalen Ansatz vorzuziehen, bei dem jedes Land seinen eigenen Markt schafft. Die meisten Länder sind ja über die Grenzen hinweg ohnehin schon zu einem europäischen Markt gekoppelt. Nach unseren Analysen scheint ein strategischer Reservemarkt eine vielverspre-

chende Option für einen Kapazitätsmarkt zu sein. Dabei wird eine gewisse Kraftwerksreserve an entscheidenden Stellen, wo man sie im Notfall braucht, vorgehalten. Der Einsatz erfolgt aber nur bei tatsächlichen physikalischen Engpässen. Nach unseren Erkenntnissen ist dies volkswirtschaftlich günstiger und erlaubt gleichzeitig, bewährte marktwirtschaftliche Elemente zu erhalten.

„et“: *Wie sind Sie forschungs- und entwicklungs- mäßig bei den sog. smarten Themen unterwegs?*

Drake: Neben der unverzichtbaren europäischen Dimension brauchen wir im neuen System auch regionale Lösungen unter Einbindung dezentraler Konzepte. Mit Smart Home haben wir als einer der ersten Energieversorger ein mit Partnern entwickeltes Konzept zur Steuerung von unterschiedlichsten Elektrogeräten im Haushalt, aber insbesondere auch zur Steuerung der Hausheizung auf den Markt gebracht. Das rechnet sich tatsächlich. Aber das zu vermitteln, ist allerdings außerordentlich schwierig. Ein anderes Thema ist das Verteilnetz der Zukunft. Unser Projekt Smart Country erprobt, wie Netzstabilität in einem System mit starker zeitweiliger fluktuierender Überspeisung in einer typischen ländlichen Region zu bewerkstelligen ist. Im Mittelpunkt des Projektes steht eine Biogasanlage als Zwischenspeicher. Wichtige andere Elemente sind steuerbare Ortsnetztransformatoren und intelligente Zähler an neuralgischen Netzpunkten. Das alles sind Elemente, mit denen man das Netz smarter und damit auch stabiler gestalten kann.

„et“: *Welche Rolle spielt der Zeitfaktor, wie schnell kann sich das System ändern?*

Drake: Die Herausforderungen sind enorm und die Änderungsgeschwindigkeit hängt vor allem von zwei Faktoren ab. Einerseits von dem zur Verfügung stehenden Geld – auch wenn die Energieversorgung der Zukunft langfristig auch wieder günstiger werden könnte, stehen zunächst einmal gewaltige Investitionen an. Der andere Punkt ist die Akzeptanz in der Bevölkerung bezüglich neuer Anlagen und Netze. Sowohl die Erfordernisse an finanziellen Mitteln als auch das Thema Bürgereinbindung und Genehmigungsverfahren sind zwei Bereiche, die dazu führen können, dass manche ehrgeizigen Zeitziele nicht erreicht werden. Bei beiden Themen besteht Handlungsbedarf. Hier ist die Gesellschaft in Summe gefragt, das ist die große Herausforderung.

„Ich denke, dass es sehr hilfreich ist, dass wir bei F&E keine zentralistische Struktur haben, wo „oben“ gesagt wird, woran zu forschen ist, aber auch keine völlig dezentrale. Wir versuchen auf diese Weise, das „Beste aus zwei Welten“ zu kombinieren: Auf der einen Seite sorgen die Freiheitsgrade unserer Forscher in den operativen betriebsnahen Bereichen für ein breites Ideenspektrum. – Das halten wir für eine große Stärke unserer Forschungsorganisation. Auf der anderen Seite gibt es die Systemsicht, die das alles zusammenfügt und die Bausteine definiert, die für das Gesamtsystem noch fehlen.“

Dr. Frank-Detlef Drake, Leiter Forschung und Entwicklung, RWE AG, Essen



Abgrenzung und Koordination

„et“: *Auf welche Elemente der F&E-Kette fokussiert sich ein Energieversorger wie RWE? Was machen Sie, was wird bei Forschungseinrichtungen und Herstellern gemacht?*

Drake: RWE betreibt so gut wie keine Grundlagenforschung, sponsort diese höchstens oder arbeitet mit Instituten zusammen. Unser Thema ist, von Ausnahmen abgesehen, auch nicht die Technologieentwicklung. Wir sind zwar beteiligt an neuen Kraftwerkseentwicklungen, an der Offshore-Anbindung usw. Unsere Kernkompetenz bei F&E sehen wir einerseits bei den Systemanalysen und dann bei den Feldtests, also beim Ausprobieren von neuen Technologien im Gesamtsystem. Das heißt, wir kommen ins Spiel als Impulsgeber in einer frühen Phase und dann als Systemtester. Deshalb gibt es viele Demonstrationsprojekte im Netz, beim Kunden, in der Elektromobilität oder im Kraftwerksbereich. Wir erproben, wie es gehen kann, zeigen, wo die Probleme sind, und lösen diese dann gemeinsam mit den Herstellern, Hochschulen usw. – das ist unsere Rolle bei F&E.

„et“: *Das ist sicherlich eine wichtige Abgrenzung, denn die Forschungslandschaft ist groß und wirkt für den nicht ständig damit Befassten unübersichtlich. Denken Sie nur an den SET-Plan der EU oder das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Wie wird in einem derart komplexen System Mehrfacharbeit verhindert? Wie koordiniert man sich dort als RWE?*

Drake: Wir haben Kooperationen und Projekte mit etwa 150 Forschungsinstituten und Universitäten in Europa zuzüglich der Zusammenarbeit mit der Helmholtz-Gemeinschaft, mit der Max-Planck-Gesellschaft usw., mit deren Energiefachleuten wir im ständigen Austausch stehen. Hinzu kommt die europäische Ebene, z. B. die European Energy

Research Alliance. In der europäischen Energieforschung wird angestrebt, Wissen zu transferieren und Doppelarbeit zu vermeiden. Hochschulen, Zulieferer und wir – das ist eine typische Konstellation, wie man heute ein zukunftssträchtiges Demoprojekt stemmen kann. Ein Beispiel wären unsere CO₂-Projekte am Kraftwerksstandort Niederaußem, die sich mit der Verwendung von abgeschiedenem CO₂ in der Industrie beschäftigen.

„et“: *Wie sehen Sie die Perspektiven des in Deutschland ungemein schwierigen Themas CCS (Carbon Capture and Storage)?*

Drake: Auch wenn die CO₂-Speicherung in Deutschland aus aktueller Sicht außerordentlich schwierig erscheint, ist CCS aus Sicht des globalen Klimaschutzes eine unverzichtbare Option. Das gilt auch für eine vorwiegend auf erneuerbaren Energien fußende Energiewirtschaft, denn die industriellen CO₂-Emissionen aus der Zement- oder Stahlproduktion bekommt man nicht weg, weil sie prozessimmanent sind. Zudem setzt man in Europa durchaus auf die CCS-Karte und fördert verschiedene Demonstrationsprojekte. Natürlich wäre es das Beste, wenn man das CO₂ nicht unterirdisch speichern müsste, sondern komplett verwenden könnte. Daran arbeitet RWE unter anderem mit Bayer sehr intensiv. Nach unseren aktuellen Einschätzungen liegen die Potenziale für eine CO₂-Nutzung allerdings nur im einstelligen Prozentbereich und das nur unter großen Anstrengungen.

F&E bei RWE: Struktur und Organisation

„et“: *Wie ist F&E im Hause RWE grundsätzlich aufgestellt?*

Drake: In der konkreten Projektarbeit sehr dezentral und betriebsnah. Wir haben kein zentrales Laboratorium oder Ähnliches, in dem die

„Wenn wir die Energieversorgung auf belastbare Füße stellen und das zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Belastungen tun wollen, dann ist der europäische Ansatz der richtige. Wir müssen von den Stärken Europas Gebrauch machen und Windkraftwerke dort errichten, wo der meiste Wind bläst sowie die Solarkraft dort in Europa nutzen, wo die meiste Sonne scheint.“

Dr. Frank-Detlef Drake, Leiter Forschung und Entwicklung, RWE AG, Essen

ganze Forschung läuft. Rund um die Braunkohle laufen im Innovationszentrum Kohle am Kraftwerksstandort Niederaußem mehrere größere Demonstrationsprojekte. Ansonsten ist unsere Forschungslandschaft sehr international, d. h. die RWE-Gesellschaften in verschiedenen Ländern führen ihre eigenen Forschungsprojekte durch. Ich stehe aber mit den einzelnen Forschungsleitern der Regionen und technischen Funktionen in regelmäßigem Austausch und helfe mit meinem Team dabei, dass wir aus der Gesamtperspektive die richtigen Akzente setzen und einen fruchtbaren Austausch im Konzern haben.

„et“: *Nennen Sie uns Budget und Mitarbeiterzahl, um eine Vorstellung von der Dimension Ihres Reichs zu geben?*

Drake: An konkreten Forschungsprojekten bei RWE arbeiten ca. 400 Kolleginnen und Kollegen aus allen Gesellschaften. Pro Jahr geben wir im Mittel ungefähr 100 Mio. € im engeren Sinne für F&E aus. Dabei sind natürlich viele Universitäten und andere Institutionen involviert. Unser Budget ist seit 2005 ständig gestiegen. Ob das in Zukunft so weitergeht ist offen, denn natürlich steht bei RWE auch der F&E-Bereich unter enormem Kos-

tendruck, wengleich die Zukunftsrelevanz dieses Bereiches unbestritten ist.

„et“: *Knappheit erhöht den Druck, die für das Unternehmen jeweils richtigen Entscheidungen zu treffen. Wie können Sie sich vergewissern, ob F&E bei RWE in die richtige Richtung läuft?*

Drake: Ich denke, dass es dafür ganz hilfreich ist, dass wir bei F&E keine zentralistische Struktur haben, wo „oben“ gesagt wird, woran zu forschen ist, aber auch keine völlig dezentrale. Wir versuchen auf diese Weise, das „Beste aus zwei Welten“ zu kombinieren: Auf der einen Seite sorgen die Freiheitsgrade unserer Forscher in den operativen betriebsnahen Bereichen für ein breites Ideenspektrum. – Das halten wir für eine große Stärke unserer Forschungsorganisation. Auf der anderen Seite gibt es die Systemsicht, die das alles zusammenfügt und die Bausteine definiert, die für das Gesamtsystem noch fehlen.

„et“: *Wo steht Ihr Bereich im Benchmarking?*

Drake: Im europäischen Vergleich stehen wir sehr gut da. In einer Untersuchung der European School for Management and Technology (ESMT)

in Berlin wurden wir jüngst als innovativstes europäisches Energieversorgungsunternehmen ausgezeichnet. Hervorgehoben wurden Engagement und Breite unserer Forschung und nicht zuletzt unser professionelles Patentmanagement.

„et“: *Also einerseits eine klare Bestätigung des bisherigen Weges, andererseits besteht doch immer die Gefahr, dass man sich auf derartigen Lorbeeren ausruht.*

Drake: Ich glaube, dass es uns in den letzten Jahren in der Tat gelungen ist, eine Forschungslandschaft aufzubauen, die den Forschern und Entwicklern Freiheiten lässt, gleichzeitig aber eine zentrale Koordination und eine System-sicht mitbringt, und dass wir damit tatsächlich sehr erfolgreich unterwegs sind. So sehr wir uns aber über die erwähnte Auszeichnung gefreut haben, ist für uns doch klar, dass wir nicht in die Stillstandsfalle laufen dürfen. Wir betreiben regelmäßig Benchmarking und tauschen uns mit den anderen EVU und auch Branchen übergreifend zu Organisationsfragen aus. Genauso wie unser Modell bei anderen Unternehmen auf Interesse stößt, bekommen auch wir ständig fruchtbare Anregungen.

„et“: *Herr Dr. Drake, vielen Dank für das Interview.*

Die Fragen stellte Franz Lamprecht

Energieversorger vor dem Umbruch

Die Deloitte-Studie „Nach dem Atomausstieg – Deutsche Versorger auf dem Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung“ vergleicht die vier deutschen Verbundversorger, 33 Regionalversorger und 17 europäische Verbundunternehmen und zeigt: Der deutsche Atomausstieg nach Fukushima hat zu einer erheblichen Bedeutungssteigerung der Erneuerbare-Energien-Träger geführt. Regulatorische Änderungen im Energie-Wirtschaftsgesetz (EnWG) und im Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) sollen den Umstieg auf regenerative Energien beschleunigen und überdies rechtlich verankern. Parallel dazu setzt die Energiewende den Netzausbau zum Smart Grid voraus. Das große Marktpotenzial birgt jedoch auch hohe Kosten und technische Probleme.

Entgegen dem allgemeinen Markttrend verzeichneten Unternehmen aus dem Erneuerbare-Energien-Bereich nach der Ankündigung des Laufzeitmoratoriums deutliche Kursgewinne von bis zu 73 % und belegten die wachsende Bedeutung erneuerbarer Energien für den deutschen Energiemix. Die Verbundunternehmen müssen mit kurzfristigen negativen Effekten auf die Profitabilität rechnen, da der Verzicht auf

die margenstarke Kernenergie, der Rückbau der alten Atomkraftwerke und der Netzausbau zum Smart Grid mit erheblichen Kosten verbunden sind. Auch die Regionalversorger stehen vor der Herausforderung, ihre hohe Kapitaleffizienz trotz Investitionen in erneuerbare Energien, weiter zu gewährleisten.

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist Ziel der Bundesregierung und wird durch neue regulatorische Rahmenbedingungen forciert. Im Bereich des EnWG betreffen die Änderungen vor allem den Netzausbau, da die verstärkte Nutzung einer tendenziell dezentralen erneuerbare Energien-Erzeugung die Transformation der Netze zu intelligenten Stromnetzen (Smart Grid) erfordert. Kleinere Energieversorger haben die Möglichkeit, sich als innovative Unternehmen am Markt zu positionieren, während den Verbundunternehmen eine Neuorientierung schwerer fällt. Allerdings ist die Bürgerakzeptanz bisher vor allem wegen der hohen Kosten gering und stellt daher eine besondere Herausforderung dar.

Weitere Informationen unter: www.deloitte.com/de

Der Unterschied zwischen Kapazität und Erzeugung

In der Öffentlichkeit wird viel über den Ersatz konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien gesprochen. Dabei geht es vor allem um den Ausbau von Kapazitäten. Weniger Beachtung finden die Auslastung und die tatsächliche Stromerzeugung. Dabei macht das einen entscheidenden Unterschied.

Die Abbildung zeigt Kapazität, Auslastung und Erzeugung der deutschen Kraftwerke im Jahr 2011. Kernkraft- und Braunkohlenkraftwerke sowie Biomasseanlagen weisen eine hohe Volllaststundenzahl auf. Sie liefern Grundlast, die ständig benötigt wird. Steinkohle- und Gaskraftwerke sind zwar auch in der Lage, bei Bedarf mit Volllast betrieben zu werden, werden aber aufgrund ihrer relativ hohen Brennstoffkosten eher dazu genutzt, die Mittel- und Spitzenlast abzudecken.

Wind und Photovoltaik produzieren stochastisch abhängig von der Witterung. Das Jahr 2011 war mit rd. 1 600 Volllaststunden ein überdurchschnittlich gutes Windjahr, 2010 waren nur 1 300 h/a zu verzeichnen. Im Durchschnitt lag die jährliche Volllaststundenzahl beim Wind seit 2000 bei knapp 1 500 h/a (Quelle: BMWI – Energiedaten, Stand 01/2012).

Da Wind- und Photovoltaik absoluten Einspeisevorrang besitzen, entspricht ihre Erzeugung ihrer Leistungsfähigkeit. Pumpspeicher dienen im Wesentlichen dazu, Spitzen und Überschüsse im Tagesverlauf auszugleichen.

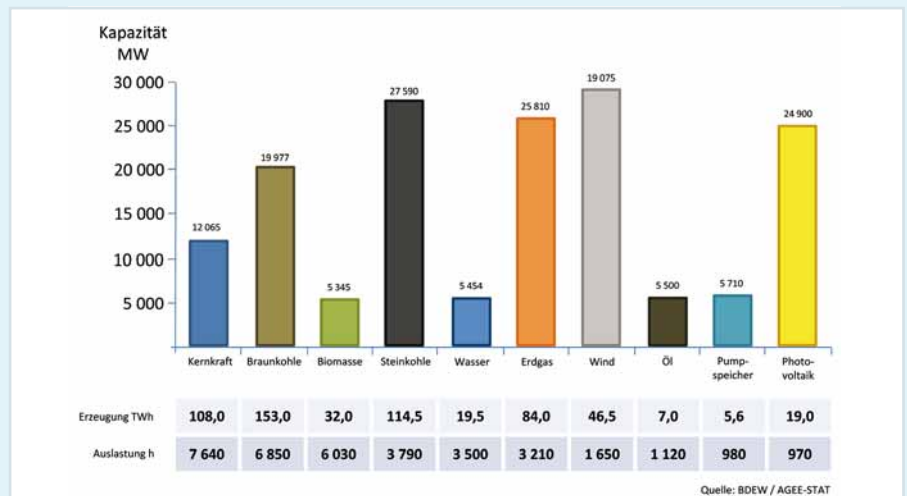


Abb. Kapazität, Auslastung und Erzeugung der Kraftwerke in Deutschland 2011

Energiewirtschaftlich geht es in den kommenden zehn Jahren im Wesentlichen darum, die Kernenergie zu ersetzen (Stromerzeugung 2011: 615 TWh). Das soll vorrangig durch den Ausbau der erneuerbaren Energien geschehen. Hierzu wird aber, wie die Abbildung zeigt, ein Vielfaches der bisherigen Kernkraftkapazität benötigt, um auf die gleiche Erzeugung zu kommen. Wenn im Jahr 2022 35-40 % des verbrauchten Stroms

aus erneuerbaren Quellen stammen, dann ist einerseits viel geleistet. Andererseits aber werden Braun- und Steinkohle- sowie Gaskraftwerke nicht nur deshalb weiterhin gebraucht, weil ihre Kapazitäten jederzeit voll abrufbar sind, sondern auch weil ihre Erzeugung zur Bedarfsdeckung benötigt werden wird.

„et“-Redaktion

Düsseldorfer Schriften zum Energie und Kartellrecht, Band 17

Die kartellrechtliche Kontrolle der Fernwärmepreise

Prof. Dr. Ulrich Büdenbender



Während die kartellrechtliche Kontrolle der Strom- und Gaspreise in den letzten Jahren eine große Rolle in Theorie und Praxis des Energierechts spielte, hatte die entsprechende Thematik für die Fernwärmepreise nur eine geringe Bedeutung. Hier liegen intensive Debatten über einzelne Fragestellungen über 20 Jahre zurück. Im Herbst 2009 ergab sich eine grundlegende Änderung, weil das Bundeskartellamt in einem Beschluss zur Untersuchung der Preispolitik der Fernwärmewirtschaft nach § 32 e GWB deutlich die Absicht äußerte, die kartellrechtliche Kontrolle der Fernwärmepreise zu intensivieren. Die hier vorgelegte Untersuchung nimmt dies zum Anlass, alle einschlägigen Fragen zur Abgrenzung des relevanten Marktes, zur Stellung der Fernwärmeunternehmen auf diesem Markt sowie zu den Maßstäben für eine Konkretisierung des Missbrauchsbegriffs näher zu analysieren. Neben einer umfassenden und kritischen Bestandsaufnahme bisheriger Äußerungen werden einige bisher noch nicht beleuchtete, für die Praxis wichtige Punkte herausgearbeitet und einer Lösung zugeführt. Die Studie ist für alle wichtig, die sich mit der kartellrechtlichen Überprüfung der Fernwärmepreise befassen.

Bestellschrift:

Bitte liefern Sie __ Exemplare

Düsseldorfer Schriften Band 17
je 29,- € (+ Porto) • ISBN: 978-3-942370-36-3

Faxen oder per Post an:

etv energieverlag etv Energieverlag
GmbH
Postfach 18 53 54
D - 45203 Essen, Fax 0 20 54/95 32-60

Vergleichende Bewertung von Stromerzeugungssystemen

Rainer Friedrich und Philipp Preiss

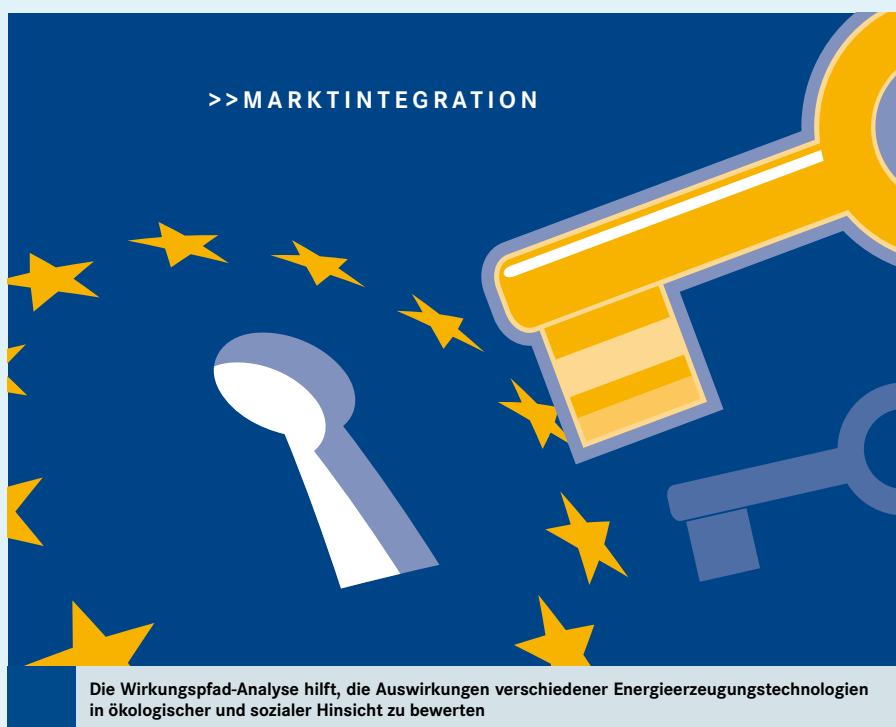
Der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und die Verfolgung der ambitionierten deutschen Klimaschutzziele erfordern eine „Energiewende“ und damit auch einen Umbau des Stromerzeugungssystems in Deutschland. Es stellt sich dabei die Frage, welche Stromerzeugungstechniken aus gesellschaftlicher Sicht in einem zukünftigen Stromerzeugungssystem bevorzugt gefördert und eingesetzt werden sollen. Eine ganzheitliche Bewertung der verschiedenen Erzeugungsoptionen hilft, den optimalen Mix an Stromerzeugungssystemen zu finden.

Bei der Entscheidung für die Ausgestaltung des zukünftigen Stromerzeugungssystems sind aus gesellschaftlicher Sicht nicht nur die Stromerzeugungskosten, sondern auch externe Effekte, insbesondere Umweltbelastungen, mitzubedenken. Vor allem drei Ziele sind bei einer ganzheitlichen Bewertung wichtig:

- Niedrige Treibhausgasemissionen pro erzeugter kWh: Dies gilt natürlich für den gesamten Lebenszyklus der Stromerzeugungstechnik und nicht nur für die Betriebsphase.
- Möglichst geringe Gesundheitsrisiken, Umweltschäden und Materialschäden durch Umwelteinwirkungen (Schadstoffemissionen): Auch diese sind über den gesamten Lebenszyklus zu betrachten, inklusive Normalbetrieb und Unfälle.
- Möglichst geringe Strombereitstellungskosten: Dabei ist zu berücksichtigen,

Überblick

Im Artikel wird zunächst untersucht, wie hoch die Stromerzeugungskosten, die Umwelt- und Gesundheitswirkungen und die Auswirkungen auf den Klimawandel sind, die durch die Erzeugung einer kWh Strom mit verschiedenen Stromerzeugungsoptionen entstehen. Um die Optionen vergleichen und in eine Rangfolge bringen zu können, werden die verschiedenen Auswirkungen anschließend unter Verwendung eines Ansatzes der Zahlungsbereitschaften in monetäre Werte umgerechnet. Addiert man die Stromerzeugungskosten dazu, erhält man die sozialen Kosten, die ein Maß für die Nachhaltigkeit einer Stromerzeugungsoption sind.



dass der Strom dann bereitgestellt werden soll, wenn er nachgefragt wird. Ggf. sind also Kosten für Reservekraftwerke und/oder Speicher mit zu berücksichtigen.

Das dritte Ziel ist von Bedeutung, da eine Bewertung der Nachhaltigkeit neben ökologischen auch ökonomische und soziale Faktoren umfassen sollte. Z. B. führen höhere Stromkosten tendenziell zu höheren Strompreisen, die die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie schwächen und die Budgets der Haushalte belasten, wobei Haushalte mit geringem Einkommen von Strompreiserhöhungen überproportional betroffen sind.

Weitere Ziele, die neben den oben aufgelisteten oft genannt werden, sind die Schaffung von Arbeitsplätzen und der Ver-

brauch nicht erneuerbarer Ressourcen. Was Arbeitsplätze angeht, so werden insbesondere durch teure Techniken mit hohen Erzeugungskosten viele Arbeitsplätze geschaffen. Andererseits führt der größere Arbeitsaufwand zu höheren Kosten und damit höheren Strompreisen sowie zu höheren Preisen für stromintensiv produzierte Güter. Zudem wird das Budget der Stromkunden, welches für andere Waren und Dienstleistungen als Strom ausgegeben werden kann, reduziert, woraus ein Rückgang der Arbeitsplätze in allen Sektoren resultiert. Dieser Budgeteffekt liegt in der gleichen Größenordnung wie der direkte Zugewinn an Arbeitsplätzen, was in der Konsequenz bedeutet, dass Arbeitplatzeffekte als Kriterium nicht berücksichtigt werden müssen.

Im Folgenden wird überdies angenommen, dass die Knappheit endlicher Ressourcen (fossile Energieträger, Eisen, Silizium, Germanium usw.) entsprechend der Hotelling-Regel [1] in den Ressourcenpreisen und damit in den Stromerzeugungskosten bereits enthalten ist und somit der Verbrauch nicht erneuerbarer Ressourcen als Kriterium ebenfalls nicht zusätzlich berücksichtigt werden muss.

Suche nach der besten Option

Somit besteht die Aufgabe einer Bewertung der Stromerzeugungssysteme bezüglich ihrer Nachhaltigkeit im Wesentlichen darin, aus den möglichen Stromerzeugungsoptionen diejenigen herauszusuchen, die die o. g. drei Kriterien am besten erfüllen. Leider steht jedoch keine Stromerzeugungsoption zur Verfügung, die bei jedem der drei genannten Kriterien die beste Zielerfüllung aufweist. Vorteile bei einem Kriterium müssen daher durch Nachteile bei mindestens einem anderen Kriterium erkauft werden.

Auf mehreren Kriterien basierende Entscheidungen stellen eine große Herausforderung für Menschen im Allgemeinen und damit auch für die Politik dar. Entscheidungen werden in der Regel eher schnell und intuitiv gefällt und erst im Nachhinein mit Argumenten begründet. Im Fall der Stromerzeugung tendiert die Politik derzeit dazu, bei Entscheidungen vereinfachend ein Kriterium, nämlich den Klimaschutz, in den Vordergrund zu stellen, woraus die Forderung resultiert, die Stromerzeugung langfristig ganz auf erneuerbare Energieträger umzustellen. Allerdings wird bei dieser Vorgehensweise nicht geprüft, inwieweit bei einzelnen erneuerbaren Energieträgern nicht die Nachteile, nämlich höhere Kosten und – bei einigen Formen der Biomasse-nutzung – höhere Umwelteinwirkungen, schwerer wiegen als die Vorteile, die durch ihr Klimaschutzpotenzial erreicht werden. Angebracht wäre vielmehr eine Abwägung der Zielerfüllungsgrade, um die unter Berücksichtigung aller relevanten Kriterien besten Optionen auszuwählen. Im Folgenden werden hierzu die sog. „sozialen Kosten“ von Stromerzeugungssystemen pro erzeugter kWh ermittelt. Diese Kosten setzen sich aus den Stromerzeugungskosten ohne

Steuern, Subventionen und Kosten für die CO₂-Zertifikate und den monetisierten, also in Geldwert ausgedrückten Umwelt-, Gesundheits- und Materialschäden, die durch die Emission von Luftschadstoffen und Treibhausgasen entstehen, zusammen. Durch die Umrechnung der Erfüllungsgrade der drei o. g. Ziele in eine Maßeinheit, den Geldwert, lassen sich die Zielerfüllungen direkt vergleichen und addieren, so dass ein direkter Vergleich und eine Einordnung der Stromerzeugungstechniken hinsichtlich ihrer Nachhaltigkeit möglich werden.

Entwicklungspotenziale miteinbeziehen

Der Umbau des Stromerzeugungssystems benötigt Zeit, alte Kraftwerke werden nur nach und nach durch neue ersetzt. Gleichzeitig erfolgt eine zum Teil stürmische Weiterentwicklung der Stromerzeugungstechniken. Die Bewertung von Techniken sollte daher nicht nach dem derzeitigen Stand erfolgen, sondern Entwicklungspotenziale miteinbeziehen. Dies trifft nicht nur für erneuerbare Energieträger zu; auch die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern hat noch erhebliches Entwicklungspotenzial. Im Folgenden wird daher eine Bewertung und Berechnung sozialer Kosten für weiterentwickelte Stromerzeugungssysteme, die zwischen 2025 und 2030 in Betrieb gehen könnten, durchgeführt.

Dazu werden zunächst die Gesundheits-, Umwelt- und Materialschäden pro erzeugter kWh abgeschätzt und anschließend durch Umrechnung in monetäre Werte (externe Kosten) bewertet. In einem zweiten Schritt werden die Treibhausgasemissionen pro kWh bewertet. Die Stromerzeugungskosten werden im Wesentlichen aus [2] übernommen, mit diesen werden dann die sozialen Kosten von Stromerzeugungssystemen berechnet.

Die folgenden Stromerzeugungsoptionen wurden ausgewählt (Standorte in Deutschland, soweit nicht anders angegeben):

- Braunkohlekraftwerk, IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle, 450 MW);
- Steinkohlekraftwerk, IGCC, Steinkohle wird importiert (450 MW);

- Braunkohlekraftwerk, IGCC-CCS (mit Carbon Capture and Storage, also Abtrennung und Speicherung des CO₂, 400 MW);
- Steinkohlekraftwerk, IGCC-CCS (400 MW);
- mit Erdgas gefeuertes Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD, 500 MW);
- Wind Onshore und Wind Offshore, (5 MW);
- Photovoltaikanlagen, betrieben an einem deutschen und an einem südeuropäischen Standort (freie Fläche, 1 MW);
- Solarthermisches Kraftwerk, betrieben an einem südeuropäischen Standort (200 MW).

Laufwasser- und Geothermiekraftwerke sind nicht berücksichtigt, weil die Umwelteinwirkungen und Kosten dieser Anlagen sehr stark vom Einzelfall abhängen. Überschlägige Abschätzungen zeigen aber, dass deren externe Kosten, bei Laufwasser auch die sozialen Kosten, im Allgemeinen eher gering sind. Bei Biomassekraftwerken hängen die externen Kosten stark vom gewählten Brennstoff (Holzreststoffe, schnell wachsende Hölzer, Stroh) und der eingesetzten Abgasreinigung ab, sie können sehr hoch ausfallen.

Umwelt- und Gesundheits-schäden durch Schadstoffemissionen

Die spezifischen Emissionen pro kWh für die zukünftigen Kraftwerke für alle Phasen des Lebenszyklus wurden in den EU-Forschungsprojekten CASES (2006-2008, www.feem-project.net/cases/) und NEEDS (2004-2009, www.needs-project.org) abgeschätzt. Die Emissionen bzw. Umwelteinwirkungen lassen sich aber nicht direkt bewerten, weil sie nichts über die durch sie verursachten Schäden aussagen. (Wie schädlich ist z. B. die Emission von 300 kg NO_x im Vergleich zur Emission von 80 kg Feinstaub?) Vielmehr muss zunächst abgeschätzt werden, welche Schäden und Risiken durch die Emissionen verschiedener Stoffe verursacht werden. Hierzu wurde der Wirkungspfadansatz [2] entwickelt (Abb. 1). Dabei wird ausgehend von den Emissionen die Ausbreitung und chemische Umwandlung der emittierten Stoffe innerhalb der Umwelt modelliert. Aus den Modellberechnungen resultieren

Wirkungspfadanalyse

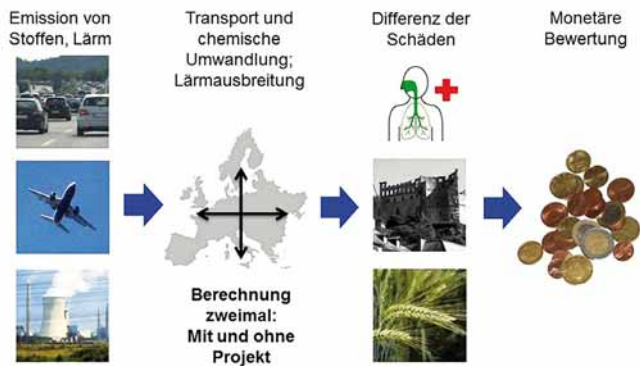


Abb. 1 Wirkungspfadanalyse zur Ermittlung von externen Kosten

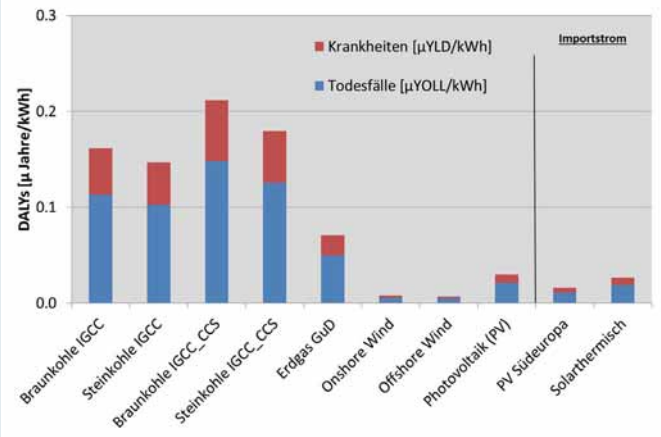


Abb. 2 Gesundheitsrisiken pro erzeugter kWh Strom bei verschiedenen 2025 in Betrieb gehenden Stromerzeugungsoptionen; YLD = years of life disabled, YOLL = years of life lost, DALY = disability adjusted life years lost

die Konzentrationen und Depositionen der Stoffe.

Unter Verwendung von Konzentrations-Wirkungs-Beziehungen und Expositions-Wirkungs-Beziehungen werden anschließend Schäden und Risiken berechnet. Tab. 1 gibt einen Überblick über die Wirkungen, die als relevant identifiziert wurden und daher quantifiziert werden.

Die entstehenden Gesundheitsschäden einschließlich der Risiken durch Emissionen vor- und nachgelagerter Prozesse können durch Umrechnung zu DALY (disability adjusted life years) aggregiert werden. Dazu wird die Zahl der Krankheiten mit der Dauer (Bruchteil eines Jahres oder Anzahl der Jahre) und einem Faktor multipliziert, der den Schweregrad der Krankheit angibt. Todesfälle werden entsprechend der verlorenen Lebenszeit in YOLL (years of life lost) berücksichtigt. Die Summe aus YLD und YOLL ergibt die DALY (disability adjusted life years). Berechnet man nun für die ausgewählten Stromerzeugungsoptionen die entstehenden Gesundheitsschäden, so ergeben sich die in Abb. 2 gezeigten Ergebnisse.

Die geringsten Gesundheitsschäden pro kWh ergeben sich bei Windenergie, gefolgt von der Solarenergie. Wie erwartet weist Erdgas etwas schlechtere Werte auf, deutlich schlechter sind dann Stein- und Braunkohle. Dabei schneiden Kohlekraftwerke mit CCS (Carbon Capture and Storage), bei denen

CO₂ abgeschieden und gespeichert wird, vor allem wegen des niedrigeren Wirkungsgrades schlechter ab als Kraftwerke ohne CCS. Um die Größenordnung der Schäden zu verdeutlichen, sei darauf hingewiesen, dass die Erzeugung von 100 TWh/a durch Kohle in modernsten Anlagen etwa 15 000 verlorene Lebensjahre verursacht, dies kann man näherungsweise mit ca. 1 500 vorzeitigen Todesfällen gleichsetzen.

Schäden an Ökosystemen werden ebenfalls mit dem Wirkungspfadansatz ermittelt und dann durch Umrechnung in sog. „pdf“ aggregiert. Der Kennwert pdf (potentially disappeared fraction of species) gibt an, welcher Anteil der Arten, die auf einer natürlich belassenen Fläche vorhanden wären, durch den menschlichen Einfluss, insbesondere durch Versiegelung, Versauerung und Eutrophierung, verschwunden ist. Materialschäden und Ernteverluste werden direkt in monetären Werten mit Hilfe von Marktpreisen ermittelt.

Bewertung der Gesundheits- und Umweltschäden

Zur Bewertung von Gesundheitsschäden ist in einem ersten Schritt zu ermitteln, ob die durch die Nutzung einer Technologie verursachten Gesundheitsrisiken nicht so hoch sind, dass sie auf jeden Fall vermieden werden sollen. Denn es ist klar, dass eine ernste Krankheit oder ein vorzeitiger Todesfall, der mit Sicherheit oder hoher Wahrscheinlichkeit durch die Anwendung einer

Technologie verursacht wird, auf keinen Fall toleriert wird und daher auch nicht mit anderweitigen Vorteilen dieser Technologie kompensiert werden kann. Dagegen sind wir durchaus bereit, kleine Risiken, z. B. bei der Teilnahme im Verkehr, in Kauf zu nehmen, wenn wir dadurch einen Vorteil haben (z. B. zur Arbeitsstelle oder ins Schwimmbad zu kommen).

Wo aber liegt die Grenze, ab der eine Abwägung stattfinden kann? In Deutschland gibt es nur für berufliche Risiken einen Grenzwert (der Arbeitsausschuss für Gefahrstoffe empfiehlt ein individuelles Risiko von 10⁻⁴/a nicht zu überschreiten). Für die Bevölkerung existiert nur in den Niederlanden ein Grenzwert und in Großbritannien eine Empfehlung, beides Mal von 10⁻⁵/a für einen Todesfall. Solch hohe Risiken werden aber durch die in Deutschland geltenden Grenzwerte für Schadstoffkonzentrationen verhindert, alle berechneten individuellen Gesundheitsrisiken sind deutlich geringer.

Somit kann eine Abwägung stattfinden. Die einzige Möglichkeit zur Bestimmung von Gewichtungsfaktoren ist, die Präferenzen der betroffenen (vorher informierten) Bevölkerung zu messen und als Maßstab heranzuziehen. Hierfür stehen eine ganze Reihe von Methoden zur Verfügung. So kann man Präferenzen durch Beobachtung der Handlungen von Personen bestimmen (revealed preferences) oder man kann Befragungen durchführen (stated preferences). Z. B. lässt

Tab. 1: Mit der Wirkungspfadanalyse betrachtete Wirkungspfade

	Schadstoff (primär und sekundär)	Schaden
Gesundheit: Mortalität	PM10, PM2.5, SO ₂ , Benzol, Benzo[a]pyren, 1,3-Butadien, Diesel-part., Schwermetalle, radioaktive Substanzen, andere kanzerogene Subst., Lärm	Verminderte Lebenserwartung durch Kurz- und Langzeitexposition
	Unfallrisiken	Mortalitätsrisiken durch Unfälle
Gesundheit: Morbidität	PM2.5, PM10, Ozon, SO ₂ , CO	Krankenhausaufenthalte wegen Atemwegserkrankungen, Tage mit eingeschränkter Aktivität; Krankenhausaufnahmen wg. Herzerkrankungen, Krankenhausaufnahmen wegen cerebro-vascularer Erkrankungen, chronische Bronchitis, chronischer Husten bei Kindern, Hustentage bei Asthmatikern u. a.
	Benzol, Benzo-a-Pyren, 1,3-Butadien, Dieselpartikel, Schwermetalle, radioaktive Substanzen, andere kanzerogene Substanzen	Krebs
	Lärm	Herzinfarkt, Angina pectoris, Bluthochdruck, Schlafstörungen
	Blei, Quecksilber	IQ-Verlust bei Kleinkindern
Änderung der Biodiversität	Saure Deposition, Stickstoffdeposition	pdf (potentially disappeared fraction of species) durch Versauerung und Eutrophierung
Landw. Ertragsverluste	SO ₂ , Ozon Saure Deposition Deposition von N, S	Ertragsänderungen Zusätzliche Kalkung von Böden Düngeeffekte
Materialschäden	SO ₂ , Saure Deposition Ruß, Verbrennungspartikel	Korrosion von Stahl, Kalkstein, Mörtel, Sandstein, Lack, Putz, Zink Verschmutzung von Gebäuden
Belästigung	Lärm	Belästigungswirkung

sich nach der Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines Risikos fragen oder man gibt zwei fiktive Entscheidungssituationen vor, die sich in zwei Eigenschaften unterscheiden, und fragt nach der vom Befragten bevorzugten Variante.

Im Allgemeinen ist es aber nicht erforderlich, bei jeder neuen Entscheidung die Präferenzen durch Umfragen neu zu bestimmen. Vielmehr greift man auf die Ergebnisse der bereits existierenden Vielzahl von Studien zu, die Präferenzen bereits ermittelt haben, und rechnet mit Hilfe eines „benefit transfers“ die Ergebnisse der Studien in Werte um, die für die eigene Analyse verwendet werden können. Tab. 2 zeigt einige der durch eine solche Metastudie ermittelten monetären Werte. Der Wert 60 000 € pro verlorenem Lebensjahr bedeutet dabei nicht, dass ein Lebensjahr 60 000 € „wert“ ist, vielmehr ist die Bevölkerung bereit, im Durchschnitt 10⁶ * 60 000 € = 6 Cent auszugeben, um ein Risiko, mit einer Häufigkeit von 10⁶/a ein Lebensjahr zu verlieren, zu vermeiden. Auch Schäden an Ökosystemen können unter Verwendung von Zahlungsbereitschaftsanalysen in monetäre Werte umgerechnet werden.

Bewertung von Treibhausgasemissionen

Auch für die Bewertung der Auswirkungen von Treibhausgasemissionen kann der im vorhergehenden Kapitel beschriebene Wirkungspfadansatz gewählt werden. D. h., dass zunächst die Änderung der Strahlungsbilanz und die daraus folgenden Klimaänderungen abzuschätzen sind. Anschließend müssen die Schäden abgeschätzt werden, die sich aus der Klimaänderung ergeben. Aufgrund des globalen Temperaturanstiegs kommt es zu einem Anstieg des Meeresspiegels, der zu Landverlusten oder zusätzlichen Kosten beim Küstenschutz führt. Weitere

Folgen sind z. B. der Verlust küstennaher Ökosysteme oder verstärkte Migrationsbewegungen der Bevölkerung kleiner Inseln und tiefliegender Küstengebiete. Extreme Wetterereignisse wie Hitzewellen, Dürren und Stürme werden vermutlich zunehmen.

Die Auswirkungen auf die Nahrungsmittelproduktion und die Landwirtschaft sind regional sehr unterschiedlich und werden durch Änderung der Temperaturen und des Niederschlags beeinflusst. Durch Hitzewellen kann es verstärkt zu Herz-Kreislauferkrankungen oder Asthma kommen, andererseits treten weniger Kälteperioden auf, wodurch Todesfälle verringert werden.

Tab. 2: Beispiele für monetäre Werte von Gesundheitsschäden

Krankheit	unterer Wert	zentraler Wert	hoher Wert	
Wert eines statistischen verlorenen Lebensjahrs (YOLL) durch langfristige Exposition mit Luftschadstoffen	37 500	60 000	215 000	€/YOLL
Neuer Fall von chronischer Bronchitis	43 000	60 000	100 000	€/Fall
Akuter Herzinfarkt	4 675	86 200	436 200	€/Fall
Lungenkrebs	70 000	720 000	4 200 000	€/Fall
Hustentag		57		€/Fall
Tage mit eingeschränkter Aktivität		194		€/Fall

Infektionskrankheiten, die durch Vektoren (z. B. Mücken, Zecken, Fliegen) übertragen werden, wie z. B. Malaria, Dengue-Fieber oder Hirnhautentzündung, könnten zunehmen. Durch die Änderung des Klimas könnte außerdem die Biodiversität reduziert werden, weil die Klimaänderung für einige Arten möglicherweise zu schnell erfolgt. Diskutiert wird zudem, dass singuläre, nicht vorhersehbare Ereignisse, wie z. B. der Zusammenbruch oder die Abschwächung der thermohalinen Zirkulation oder die Freisetzung von Methan aus Methanhydrat, unvorhersehbare Auswirkungen haben könnten. Es gibt einige wenige Modelle, die Schäden und Schadenskosten des Treibhauseffekts systematisch abschätzen, insbesondere FUND (www.fund-model.org), DICE [3] und PAGE [4].

Die Ergebnisse – beispielhaft aus der Anwendung des FUND-Modells entnommen – liegen für Emissionen im Jahr 2030 zwischen 22 €/t CO₂ und 1 760 €/t CO₂ für ein Klimaschutzszenario mit deutlicher Reduzierung der Treibhausgasemissionen, ohne Klimaschutz werden Werte bis 2 300 €/t CO₂ erreicht. Für dieses große Spektrum an Werten ist weniger die Bandbreite der durch die Klimaänderung entstehenden Schäden als vielmehr die gewählte Diskontrate und die Frage, ob ein Equity Weighting gewählt wird oder nicht, entscheidend. Ohne Equity Weighting wird die Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung eines Schadens in dem Land, in dem der Schaden auftritt, für die monetäre Bewertung des Schadens gewählt. Im Falle des Treibhauseffekts treten die meisten und gravierendsten Schäden aber in den weniger entwickelten Ländern (z. B. in Afrika) auf, obwohl die meisten Treibhausgasemissionen in OECD-Ländern sowie in China emittiert werden. Die durch den Treibhauseffekt entstehenden Schäden werden dadurch geringer bewertet als ähnliche Schäden, die in Deutschland entstehen. Dies wird teilweise als ungerecht angesehen; und es wird vorgeschlagen, die in Entwicklungsländern entstehenden, von Deutschland verursachten Schäden so zu bewerten, als ob sie in Deutschland selbst auftreten würden, also ‚equity weighting‘ durchzuführen.

Die Abschätzung der marginalen Schadenskosten weist somit Werte auf, die sich um

mehr als den Faktor 100 unterscheiden, und zwar nicht wegen der Unsicherheit der Schadensschätzungen, sondern vor allem wegen unterschiedlicher Setzungen ökonomischer Parameter. Solange sich die Gesellschaft nicht auf die für die Bewertung heranzuziehenden Parameter geeinigt hat, sind die Ergebnisse daher wegen ihrer großen Bandbreite wenig brauchbar.

Daher wird hier ein Vermeidungskostenansatz zur Bewertung von Treibhausgasemissionen gewählt. Dabei geht man von einem Ziel aus, auf das sich die Gesellschaft geeinigt hat, und berechnet die marginalen Vermeidungskosten zur Erreichung dieses Ziels. Bewertet man die Emissionen bei Entscheidungen für eine Stromerzeugungsoption mit diesen marginalen Vermeidungskosten, so wird offenbar gerade das Ziel effizient erreicht. Das vereinbarte Ziel wird dabei aber nicht überprüft oder in Frage gestellt.

Die Bundesregierung will – im Rahmen einer internationalen Klimaschutzvereinbarung – den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf höchstens 2° C gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzen. Hierbei wird meist angenommen, dass dies bei einer Stabilisierung der Konzentration von Treibhausgasen von 450 ppm CO₂-äquiv. erreicht wird. Für die EU bedeutet dies nach Modellrechnungen eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 75 % von 1990 bis 2050, für Deutschland sogar bis zu 85 %. Dieses Ziel ist als sehr ehrgeizig aufzufassen. Als mittelfristiges Ziel hat Deutschland zugesagt, bis zum Jahr 2020 seine Treibhausgasemissionen um 40 % (bezogen auf das Basisjahr 1990) zu reduzieren, wenn die EU-Staaten einer Reduzierung der europäischen Emissionen um 30 % im gleichen Zeitraum zustimmen. Solange es keine internationale Vereinbarung über eine Klimaschutzstrategie nach 2012 gibt, strebt die EU aber nur eine Minderung um 20 % von 1990 bis 2020 an.

Um die Grenzvermeidungskosten in der EU für das langfristige Klimaschutzziel zu bestimmen, kann auf ein Metamodell von Kuik et al. [5] zurückgegriffen werden; dort wurden zahlreiche Studien über Vermeidungskosten ausgewertet. Für 2050 weisen

Kuik et al. Vermeidungskosten zur Erreichung des 2°-Ziels von ca. 250 (143-443) €₂₀₁₀/t CO₂-äquiv. aus, für 2025 werden 146 (77-270) €₂₀₁₀/t CO₂-äquiv. ausgewiesen. Allerdings sind die Vermeidungskosten deutlich (um fast die Hälfte) kleiner, wenn nur Studien herangezogen werden, die nicht nur die Minderung von CO₂, sondern die Minderung aller Treibhausgase (u. a. Methan, N₂O ...) betrachten. Es ist natürlich zu erwarten, dass eine Klimaschutzstrategie alle Klimagase einbezieht. Weitere Faktoren, die die Vermeidungskosten stark beeinflussen, betreffen die Entwicklung von innovativen neuen Techniken und die weltweite Effizienz der Klimaschutzstrategie, also die Frage, ob weltweit dort investiert wird, wo die effizientesten Maßnahmen realisiert werden, oder ob die marginalen Vermeidungskosten in unterschiedlichen Ländern stark unterschiedlich bleiben.

Angesichts dieser Unsicherheiten verwenden wir hier einen normativ festgelegten Wert zur Einschätzung der Treibhausgasemissionen, nämlich den vom Umweltbundesamt für Bewertungen empfohlenen Wert von 70 €₂₀₀₅/t CO₂-äquiv. bzw. 82 €₂₀₁₀/t CO₂-äquiv. [7]. Dieser Wert liegt nahe am Wert für 2025 von Kuik et al. [6], wenn man nur Multigasstrategien berücksichtigt. Basierend auf der Analyse in [6] wird eine geometrische Standardabweichung von ca. einem Faktor 1,9 angenommen.

Kosten der Umwelteinwirkungen von Stromerzeugungsoptionen

Auf dieser Basis lassen sich die Kosten der Schäden durch die Emission von Luftschadstoffen und Klimagasen für verschiedene Stromerzeugungssysteme zusammenstellen (Abb. 3).

Die Ergebnisse sind zunächst wenig überraschend. Wind- und Solarenergie weisen geringe externe Kosten auf. Erdgas ohne CCS nimmt wegen der höheren Treibhausgasemissionen einen etwas schlechteren Platz als Kohle mit CCS ein. Kohle ohne CCS weist schließlich trotz modernster Technik die höchsten Umweltauswirkungen auf. Zu erwähnen ist auch, dass die externen Kosten von Kohlestrom ohne CCS höher sind als die Stromerzeugungskosten. Auch kleinere

Anlagen, die Biomasse verfeuern, weisen sehr hohe externe Kosten aus (diese sind in Abb. 3 nicht dargestellt).

Die angegebene Fehlerbandbreite ist - entsprechend der Fehler der Einzelschritte der Bewertung - recht hoch. Allerdings ist zu beachten, dass sich bei Variationen der Bewertungsparameter die Rangfolge der Stromerzeugungstechniken kaum ändert, weil die Änderung der externen Kosten bei Änderungen der Inputparameter jeweils in die gleiche Richtung geht.

In den oben dargestellten externen Kosten sind Risiken bei der Speicherung von CO₂ nicht enthalten, da Untersuchungen hierzu noch kaum vorliegen. Auch könnte es Probleme mit der Akzeptanz geben. Es sei aber erwähnt, dass notfalls auch Speicher in der Nordsee in Frage kämen, die vermutlich nicht auf Akzeptanzprobleme stoßen würden, aber mit etwas höheren Transportkosten verbunden wären. Bei Onshore-Wind sind mögliche Akzeptanzprobleme durch „optische Verschmutzung“ nicht enthalten, weil diese je nach Standort und Zeitpunkt der Befragung sehr unterschiedlich ausfallen.

Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen

Die Stromerzeugungskosten werden aus [3] entnommen. Allerdings wird abweichend mit einer Diskontrate von 5 %/a gerechnet. Überdies sind die Kosten der CO₂-Zertifikate nicht berücksichtigt, um Doppelzählungen zu vermeiden. Stromerzeugungskosten für Techniken, die in [3] nicht enthalten sind, stammen aus den Projekten CASES, 2006-2008 und NEEDS, 2004-2009.

Die Stromerzeugungskosten für Sonne und Wind enthalten auch „back-up“-Kosten, d. h. die Kosten, die im konventionellen Kraftwerkspark zusätzlich entstehen, um Kapazität für Zeiten ohne Wind und Sonne bereitzustellen (siehe [3]). D. h., dass Mehrkosten, die durch die geringere Auslastung der fossilen Kraftwerke entstehen, den Anlagen mit geringerer Versorgungssicherheit (Wind-, Solarenergie) angelastet werden.

Die niedrigsten Stromerzeugungskosten weisen moderne Braunkohlekraftwerke

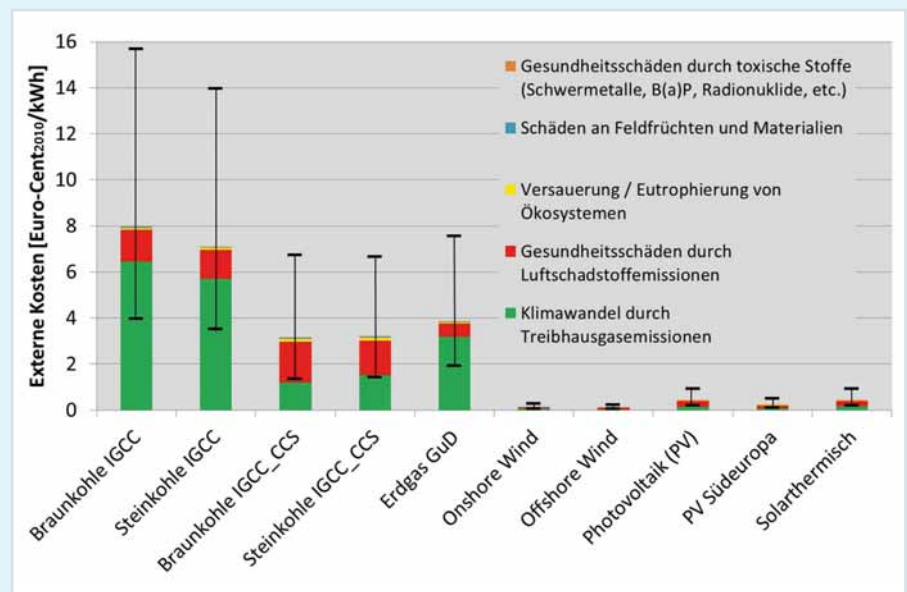


Abb. 3 Externe Kosten von Stromerzeugungstechniken nach Schadenskategorien, Bewertung von CO₂-Emissionen mit 82 €/t vermiedenen CO_{2-eq.}

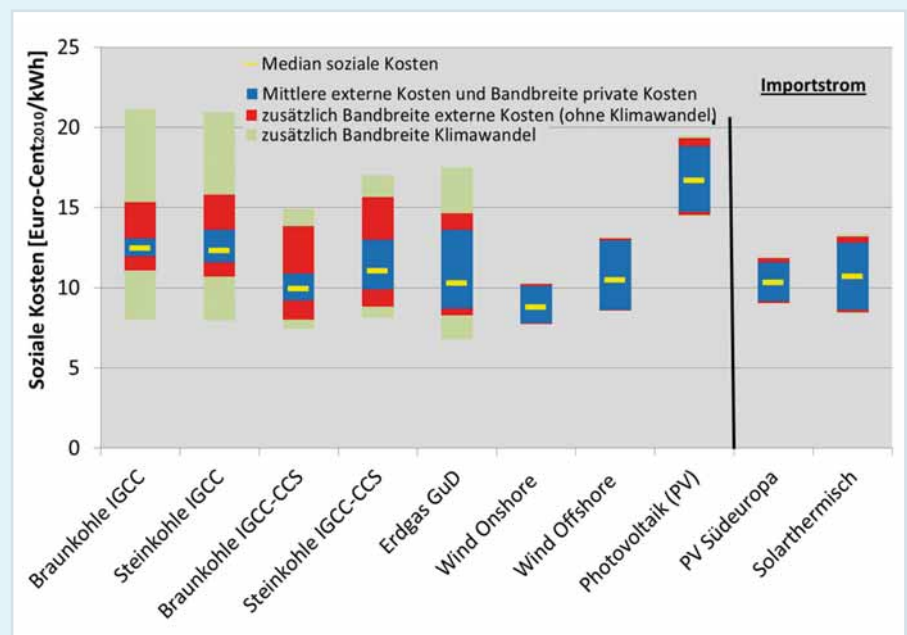


Abb. 4 Soziale Kosten von Stromerzeugungstechniken im Jahr 2030, Inbetriebnahme 2025-2030, Abkürzungen siehe Text

auf, gefolgt von Steinkohlekraftwerken. Es folgen Braunkohlekraftwerke mit CCS. Bei Erdgas hängen die Kosten stark vom Erdgaspreis ab. Windenergie und der Import von mit Solarenergie erzeugtem Strom aus Mittelmeerländern wird auch 2030 noch teurer sein als Braunkohlestrom - selbst wenn man die CCS-Option miteinbezieht. Sehr hoch bleiben auch die Kosten für aus in Deutschland erzeugtem Photovoltaikstrom.

Addiert man nun die Stromerzeugungskosten und die oben ermittelten externen Kosten, so erhält man die sozialen Kosten. Diese sind ein Maß für die Vorteilhaftigkeit einer Technik aus gesellschaftlicher Sicht unter Berücksichtigung der Kriterien Umwelt- und Gesundheitsschutz, Klimaschutz und Kostenminderung (siehe Abb. 4).

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Ergebnisse aus der Addition von Stromerzeu-

gungs- und externen Kosten unter der Prämisse gelten, dass die sehr ehrgeizigen langfristigen deutschen Klimaschutzziele erreicht werden sollen, die durch die hohe Bewertung von Treibhausgasemissionen mit 82 €/t CO₂-äquiv. in die Ergebnisse mit einbezogen werden. Dies führt dazu, dass die Windenergie mit die günstigsten sozialen Kosten aufweist, wobei Onshore-Windanlagen an windreichen Standorten noch günstiger als Offshore-Windanlagen sind. Es kann aber nicht der gesamte Strom aus Windenergie erzeugt werden. Zusätzlich bieten sich, mit vergleichbar hohen sozialen Kosten wie bei Offshore-Windanlagen, GuD-Erdgaskraftwerke und Braunkohlekraftwerke mit CCS an. Dies bedeutet, dass die Nachteile dieser fossilen Kraftwerke, nämlich höhere Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen, durch die Vorteile, nämlich niedrigere Stromerzeugungskosten, kompensiert werden. Bei Erdgaskraftwerken besteht allerdings das Risiko, dass der Erdgaspreis stärker ansteigt, bei Kohlekraftwerken mit CCS muss zudem erst noch gezeigt werden, dass die Speicherung von CO₂ mit vertretbaren Kosten und Risiken möglich ist. Die Solarenergie – ob in der Form von Photovoltaikanlagen oder als thermische Solarkraftwerke – kann unter günstigen Bedingungen aufschließen, allerdings nur bei Standorten in Mittelmeerländern oder im Norden Afrikas. In Deutschland produzierter Photovoltaikstrom nimmt auch noch 2030 in der Rangfolge sozialer Kosten einen der hintersten Plätze ein.

Nicht alle möglichen Optionen sind in Abb. 4 aufgeführt. Der Bau neuer Kernkraftwerke ist in Deutschland nicht möglich, allerdings ist unklar, ob und wie sich der Import kostengünstigen Kernenergiestroms aus dem benachbarten Ausland unterbinden lässt. Größere Laufwasserkraftwerke weisen geringe soziale Kosten auf, allerdings ist das Potenzial für einen weiteren Ausbau sehr begrenzt. Das Potenzial der Abfallverbrennung ist weitgehend ausgeschöpft, die Stromerzeugung aus Biomasse in kleineren Anlagen ist mit höheren sozialen Kosten verbunden.

Beim Neubau von Kraftwerken sind die Restriktionen hinsichtlich Potenzial und Zubaukapazität zu beachten. Außerdem gilt es, ein ausreichendes Maß an Versorgungs-

sicherheit durch den Bau von Speichern, Ausbau der Netze und Vorhaltung von Reservekapazität aufrecht zu erhalten. Die Zusammensetzung eines optimalen Stromerzeugungssystems unter Verwendung der hier vorgestellten Ergebnisse kann mit Energiemodellen, z. B. TIMES, berechnet werden.

Schlussfolgerungen

Windenergie, Laufwasserkraftwerke, Erdgas-GuD-Kraftwerke und Braunkohlekraftwerke mit CCS weisen im Rahmen einer strikten Klimaschutzstrategie die geringsten sozialen Kosten auf. Aber das Potenzial von Wind und Laufwasser ist begrenzt; Windenergie benötigt für die Versorgung in windschwachen Zeiten Reserve- oder Speicherkapazität, Onshore-Wind ist nicht überall akzeptiert.

Vor allem Braunkohlekraftwerke mit CCS stellen sich als möglicherweise günstige weitere Stromerzeugungsoption (neben Wind und Wasser) heraus. Allerdings sind die nutzbaren CCS-Lagerstätten begrenzt. Soweit Onshore-CCS auf Akzeptanzprobleme stößt, käme u. U. eine Offshore-Speicherung in Betracht.

Der Einsatz von Erdgas statt Braunkohle erweist sich als günstig, solange die Erdgaspreise moderat bleiben und nicht nachgewiesen ist, dass eine CO₂-Speicherung mit vertretbaren Kosten risikoarm möglich ist. Ein gewisses Potenzial für Erdgas besteht zudem bei kleineren Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung.

Biomasse hat relativ hohe externe und soziale Kosten. Am günstigsten ist noch die Verbrennung von Rest- und Abfallstoffen in großen Feuerungen. Allerdings wird die Biomasse eher in anderen Sektoren (z. B. Verkehr) zur CO₂-Minderung benötigt.

In Deutschland weist die Stromerzeugung mit Sonnenenergie mindestens bis 2030 mit die höchsten sozialen Kosten auf. Nach Kohle und Gas könnte die solare Stromerzeugung in Mittelmeerländern eine weitere Option sein; vor allem, wenn große Treibhausgasreduzierungen erreicht werden sollen und CCS nicht günstig oder sicher zur Verfügung steht.

Quellen

- [1] Hotelling, H.: The Economics of Exhaustible Resources. In: Journal of political Economy, Vol. 39, Nr. 2 (1931), S. 137-175.
- [2] Bickel P.; Friedrich R. (Hrsg.): Externalities of Energy, Methodology 2005 update. European Commission, Luxembourg 2005; abrufbar unter www.externe.info
- [3] Blesl, M.; Wissel, S.: Stromerzeugungskosten neuer Kraftwerke – mit welchen Kosten ist zu rechnen? In: „et“, 2012 (im Erscheinen).
- [4] Nordhaus, W.: The Challenge of Global Warming: Economic Models and Environmental Policy. New Haven 2007.
- [5] Hope, C.: The marginal impact of CO₂ from PAGE 2002: An integrated assessment model incorporating the IPCC's five reasons for concern. In: Integrated Assessment, Vol. 6, Nr. 1 (2006), S. 19-56.
- [6] Kuik, O.; Brander, L.; Tol, R.: Marginal abatement costs of greenhouse gas emissions: A meta-analysis. In: Energy Policy, Vol. 37, Nr. 4 (2009), S. 1395-1403.
- [7] Maibach, M.; Sieber, N.; Bertenrath, R.; Ewringmann, D.; Koch, L.; Thöne, M. et al.: Praktische Anwendung der Methodenkonvention: Möglichkeiten der Berücksichtigung externer Umweltkosten bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen von öffentlichen Investitionen. 2007, S. 58; abrufbar unter <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf1/3194.pdf>

Weitere Literatur

Friedrich, R.: Soziale Kosten von Stromerzeugungssystemen. In: ifo Schnelldienst, 64. Jg., Nr. 18 (2011), S. 21-29.

Prof. Dr.-Ing. R. Friedrich, Dipl.-Ing. P. Preiss, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
rainer.friedrich@ier.uni-stuttgart.de

Weitere Informationen zu Methodik und Ergebnissen sind unter den Internetadressen www.externe.info und www.needs-project.org abrufbar.