

Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien in der Stromversorgung

Hans-Dieter Karl

Die Einführung wettbewerblicher Strukturen in der leitungsgebundenen Energieversorgung Deutschlands hatte spürbare Effizienzgewinne zur Folge. Durch die Energiewende mit der massiven Förderung der erneuerbaren Energien kam es aber vor allem im Bereich der Stromerzeugung zu einer Beschneidung des Wettbewerbs und damit zu erneuten Ineffizienzen. Aber auch unter den veränderten Bedingungen der beschlossenen Energiewende mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien sollte eine möglichst wettbewerbliche Organisation des Sektors angestrebt werden, um eine wirtschaftliche Stromerzeugung zu erreichen.

Die wettbewerbliche Gestaltung von Märkten ist ein zentrales Merkmal einer marktwirtschaftlichen Ordnung. Wettbewerb führt insbesondere zu einer optimalen Allokation der Ressourcen in einer Volkswirtschaft und steigert damit die Wohlfahrt der Marktteilnehmer. Durch die Liberalisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung sollten ab Ende der 1990er Jahre auch in diesem Sektor beträchtliche Effizienzpotenziale gehoben werden. Dass die leitungsgebundene Energieversorgung lange Zeit vom Wettbewerb freigestellt war, wurde auch damit begründet, dass das Netz als wichtiger Bestandteil des Wirtschaftszweigs die Merkmale eines natürlichen Monopols besäße und somit vom Wettbewerb ausgenommen werden muss. Der Wettbewerb in der Stromversorgung hat in den Jahren nach der Marktliberalisierung zusehends Früchte getragen, allerdings kam es im Rahmen der Energiewende zu energiepolitischen Interventionen, die auch mit Wettbewerbseinschränkungen verbunden waren.

Von einem allgemeinen Standpunkt aus richtet sich Wettbewerb stets auf eine Rangordnung zwischen den daran Beteiligten [1], wirtschaftlicher Wettbewerb stellt eine besondere Ausprägung dieses Gedankens dar. Er bringt ein System von Preisen hervor, die den Akteuren auf der Angebots- und auf der Nachfrageseite als Orientierung dienen [2]. Im Mittelpunkt der folgenden Ausführungen steht der grundsätzlich wettbewerblich gestaltete Bereich der Stromerzeugung.

Wettbewerb in der Stromerzeugung

Eine Rangordnung zwischen den alternativen Möglichkeiten zur Stromerzeugung



Eine möglichst wettbewerbsfähige Stromversorgung zu erreichen, ist eine zentrale Zielsetzung der Energiewende

resultiert aus den unterschiedlich hohen Kosten der einzelnen Anlagen, wobei zwischen den kurz- und längerfristigen Kosten zu differenzieren ist. Auf kurze Sicht sind allein die variablen Kosten, die weitgehend den Brennstoffkosten entsprechen, relevant, in längerer Perspektive sind vor allem auch die Kapitalkosten der jeweiligen Anlagen von Bedeutung. Streng genommen kann es diese Rangordnung nur für konventionelle, mit Brennstoffen oder mit Biomasse befeuerte Kraftwerke geben, die in gleicher Weise neben der Erzeugung von elektrischer Arbeit auch in der Lage sind, nahezu jederzeit elektrische Leistung in der erforderlichen Höhe bereitzustellen, also die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die Strombereitstellung etwa durch Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen kann nur eingeschränkt in eine derartige Rangordnung aufgenommen werden, da sie ein beträchtliches Unsicherheitsmoment enthält. Infolge der starken Fluktuationen ist nie gewiss, dass elektrische Energie und Leistung in der jeweils benötigten Höhe abgerufen werden können. Diesen Anlagen kann lediglich ein Teil ihrer installierten Leistung als sicher verfügbar zugerechnet werden. Vor diesem Hintergrund dürfte es wegen des gravierenden Qualitätsunterschieds bei der Verfügbarkeit der bereitzustellenden elektrischen Energie nur unter Einschränkungen vertretbar sein, die den Wettbewerb widerspiegelnde Rangordnung

konventioneller Kraftwerke um Anlagen mit fluktuierender Erzeugung zu erweitern.

Um eine Gleichwertigkeit von Wind- und Sonnenstrom mit konventionell erzeugtem Strom zu erreichen, wäre es erforderlich, der fluktuierenden Erzeugung ergänzend spezielle Kraftwerke zuzuordnen, die das schwankende Angebot der genannten erneuerbaren Erzeugungsanlagen stets soweit auszugleichen in der Lage sind, dass sie den Anforderungen der Nachfrageseite gerecht werden können. Unter diesen Voraussetzungen wäre es möglich, eine wettbewerblich fundierte Rangordnung der auf Brennstoffen basierenden und der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung herzustellen.

Auf dieser Grundlage können die wesentlichen Bedingungen genannt werden, die erfüllt sein müssen, damit sich Wind- und Sonnenstrom im Wettbewerb behaupten können. Da die Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien nahezu keine variablen Kosten aufweisen, profitieren sie besonders von einer Verteuerung der Brennstoffe zum Einsatz in konventionellen Kraftwerken. Das schließt auch die Preise für die CO₂-Zertifikate ein, die zwangsläufig in Zusammenhang bei der Verwendung von Brennstoffen benötigt werden. Die Entwicklung der Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung hängt also entscheidend von der Höhe der gesamten Brennstoffkosten ab.

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Ein wesentlicher Grund für die gegenwärtig geringe Wettbewerbsfähigkeit des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern gegenüber der Erzeugung in konventionellen Kraftwerken beruht auch auf der geringen Energiedichte ihres Dargebots, insbesondere bei Wind- und Sonnenenergie. Um diese Energien nutzbar machen zu können, sind umfangreiche, über große Flächen verteilte Investitionen erforderlich. Das gilt zwar ebenso für den Einsatz großer Mengen von Biomasse, für deren Produktion beträchtliche Anbauflächen benötigt werden. Da aber die Stromerzeugung aus Wind und Sonne die größten Potenziale aufweist, nimmt sie im Energiekonzept der Bundesregierung einen herausragenden Platz ein [3].

Typische Merkmale von Windkraftwerken und Photovoltaikanlagen sind niedrige Vollbenutzungsstunden und eine fluktuierende Erzeugung, was eine vergleichsweise geringe Kapitalproduktivität der Anlagen zur Folge hat. In Zusammenhang mit dem weiteren Ausbau dieser Anlagen geht es daher vor allem darum, ihre Auslastung durch Nutzung technischer Fortschritte sowie dadurch zu erhöhen, dass sie in Regionen mit hohem Wind- oder Sonnenaufkommen errichtet werden.

Wegen der überwiegend fluktuierenden Stromerzeugung dieser Anlagen ist nur ein kleiner Teil der installierten Leistung der Wind- und Sonnenkraftwerke sicher verfügbar. Der Deutschen Energie-Agentur (dena) zufolge können von der Windkraft 5 bis 10 % und von der Photovoltaik nur 1 % der installierten Leistung als sicher betrachtet werden [4]. Um die Versorgungssicherheit jederzeit aufrechterhalten zu können, sind daher leistungsstarke und flexibel einsetzbare Reserve- und Regelkraftwerke erforderlich.

Die deutschen Windkraftwerke hatten bspw. zwischen 2001 und 2011 im Durchschnitt eine Vollbenutzungsstundenzahl von rd. 1 600 (berechnet aus der erzeugten Energie dividiert durch die installierte Leistung im Jahresmittel); im Jahr 2007 wurde mit 1 860 Stunden der höchste Wert erreicht. Auf längere Sicht sollen von Onshore-Windkraftanlagen mehr als 2 000 Vollbenutzungsstunden erzielt werden, bei Offshore-Anlagen soll die jährliche Ausnutzung doppelt so hoch sein. Photovoltaikanlagen erreichten zwischen 2001 und 2011 im Durchschnitt 870 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Der starke Ausbau der Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit dem Jahr 2000 war nur durch eine massive politische Unterstützung möglich. Das stürmische Marktwachstum wurde vor allem durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bewirkt, das einerseits eine Abnahmepflicht für den regenerativen Strom vorsieht und andererseits die Einspeisungen in einer Höhe vergütet, die deutlich über dem Marktpreis liegt. Durch diese günstigen Rahmenbedingungen kam es zu einem, in Hinblick auf die Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung, unangepassten Ausbau der Anlagen.

Einen besonders starken, über den jeweiligen Schätzungen der Energiepolitik liegenden Zubau wiesen in den vergangenen Jahren insbesondere Photovoltaikanlagen auf. Das ist auch darauf zurückzuführen, dass sich die Investoren wegen der im Gesetz vorgegebenen, sich über mehrere Jahre erstreckenden schrittweisen Absenkung der Vergütungssätze noch möglichst schnell die hohen Zahlungen sichern wollten. Der Zubau bei der Photovoltaik lag in den Jahren 2010 bis 2012 bei jeweils rd. 7 500 MWp und damit klar über dem Zielband der Bundesregierung von 2 500 bis 3 500 MWp [5]. Um zu einem systemverträglicheren Wachstum der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zu kommen, müsste das EEG durchgreifend umgestaltet und in ein umfassendes Strommarkt-Konzept, das vor allem auch die netzseitigen Erfordernisse berücksichtigt, eingebunden werden. Bislang wurde nur durch fallweise Interventionen versucht, offenkundigen Fehlentwicklungen zu begegnen.

Wert und Kosten des erneuerbaren Stroms

Da Wind- und Sonnenstrom wegen der weitgehend fehlenden Leistungs-komponente überwiegend den Brennstoffeinsatz in konventionellen Kraftwerken substituieren, bietet es sich an, Strom aus erneuerbaren Energieträgern anhand des verdrängten Brennstoffkostenmixes oder der Notierungen an der Strombörse (gegenwärtig rd. 5 ct/kWh) zu bewerten. Ein Vergleich zeigt, dass sich – mit den durchschnittlichen Preisen der Kraftwerksbrennstoffe im Jahr 2012 [6] – für Erdgas mit den heute bestehenden Anlagen Brennstoffkosten der Stromerzeugung in Höhe von 6,4 ct/kWh ergeben, für Steinkohle von 2,9 ct/kWh und für Braunkohle von 0,5 ct/kWh. Damit besteht eine erhebliche Differenz zu den Stromgestehungskosten der Erneuerbaren, die für Windkraft (onshore) bei rd. 8 ct/kWh und für Photovoltaik bei etwa 20 ct/kWh liegen (vgl. Tabelle).

Nun könnte man diese Differenz etwa dadurch überbrücken, dass die Energiepolitik für einen spürbaren Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise sorgt; gegenwärtig (Anfang 2013) liegen sie bei rd. 5 €/t CO₂. Wie aus der Tabelle zu ersehen ist, kämen die Brenn-

Tab.: Stromerzeugung aus Erdgas, Stein- und Braunkohle: Brennstoffkosten 2012 im Vergleich zu den Stromerzeugungskosten von Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen

| | | Erdgas | Steinkohle | Braunkohle |
|---|---------|----------------|------------|--------------|
| Brennstoffpreise | €/t SKE | 260 | 95 | 16 |
| Kraftwerkswirkungsgrad | | 0,50 | 0,40 | 0,37 |
| Brennstoffkosten | ct/kWh | 6,40 | 2,92 | 0,53 |
| Brennstoffkosten einschl. CO ₂ -Zertifikate von: | | | | |
| 10 €/t | ct/kWh | 6,80 | 3,78 | 1,63 |
| 30 €/t | ct/kWh | 7,61 | 5,49 | 3,83 |
| 50 €/t | ct/kWh | 8,41 | 7,20 | 6,03 |
| Zum Vergleich: | | | | |
| Stromgestehungskosten | | Wind (onshore) | | 8 ct/kWh |
| | | Photovoltaik | | 20 ct/kWh |
| Preis, Strombörse (1/2012): | | | | rd. 5 ct/kWh |

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft (2013); dena 2010; EEX; eigene Schätzungen und Berechnungen.

stoffkosten der fossilen Erzeugung erst ab einem Zertifikatpreis von 30-50 €/t CO₂ in die Nähe der Windstromerzeugung. Alternativ dazu würde sich die Wettbewerbsfähigkeit des erneuerbaren Stroms durch einen starken Anstieg der Brennstoffpreise verbessern.

Nach dem Schlussbericht „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ für das Bundesumweltministerium (2012) werden die kumulierten Differenzkosten des erneuerbaren Energien-Ausbaus im Stromsektor bei deutlichen

Preissteigerungen für die fossilen Brennstoffe und der daraus resultierenden Stromerzeugungskosten nach dem Jahr 2040 negativ. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien fällt somit niedriger aus als jene durch konventionelle Kraftwerke [7]. Einer anderen aktuellen Studie zufolge lägen bei Inbetriebnahme im Jahr 2030 die Stromgestehungskosten von nuklearen und fossilen Wärmekraftwerken zwischen 50 und 130 €/MWh, die von Anlagen erneuerbarer Energien zwischen 80 und 220 €/MWh [8]; dabei wurden geringe reale Anstiege der Brennstoffpreise unterstellt. Diese beiden, exemplarisch genannten Untersuchungen unterstreichen den großen

Einfluss des Anstiegs der Brennstoffpreise und/oder der CO₂-Zertifikatspreise auf die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbaren Stroms.

Der massive Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung hat wegen ihrer gegenwärtig nicht gegebenen Wettbewerbsfähigkeit deutliche Spuren bei den Verbrauchern hinterlassen. Dabei werden hier nicht nur Wind- und Sonnenstrom betrachtet, sondern auch die Erzeugung aus Biomasse und Wasserkraft. Insgesamt sind in Deutschland die Kosten der Stromversorgung, ohne die Stromerzeugung der Industrie für den eigenen Bedarf, zwischen dem Jahr 2000 und 2011 kräftig gestiegen: Nach Angaben des Statistischen Bundesamts [9] erhöhten sich bei einer um 1,7 % höheren Stromabgabe die Erlöse (ohne Mehrwertsteuer) für die Lieferung an Letztverbraucher von 34,2 Mrd. € um rd. 94 % auf 66,5 Mrd. € (vgl. Abb.). Von dem absoluten Anstieg der Erlöse in diesem Zeitraum in Höhe von 32,3 Mrd. € entfällt rund die Hälfte auf den erneuerbaren Strom. Die höheren Brennstoffpreise schlagen mit etwa 5,5 Mrd. € oder 17 % zu Buche, die übrigen Erlössteigerungen bestehen überwiegend aus der Zunahme der Kapital- und Betriebskosten.

Ein Teil des erneuerbaren Stroms hat dabei, auch wegen der Abnahmepflicht, die Erzeugung konventioneller Kraftwerke und von Kernkraftwerken substituiert. Im Jahr 2011 wurde, nicht zuletzt um den Rückgang des Stroms aus Kernkraftwerken auszugleichen, insgesamt um 8,3 Mrd. kWh mehr Strom aus fossilen Brennstoffen erzeugt als im Jahr 2000. Dabei war ein leichter Zuwachs bei der Braunkohle zu verzeichnen und die zusätzliche Erzeugung aus Erdgas übertraf die Reduzierung der Steinkohleverstromung in geringem Umfang [10].

Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung als Ziel

Da nach den politischen Entscheidungen zukünftig der weitaus größte Teil der Stromerzeugung in Deutschland durch erneuerbare Energien erfolgen soll, stellt sich die Frage, wie unter diesen Bedingungen eine möglichst wettbewerbsfähige Stromversorgung erreicht werden kann. Vor dem Hintergrund der Kostenrelationen, wie sie auch in der Tabelle dargestellt sind, ist davon auszu-

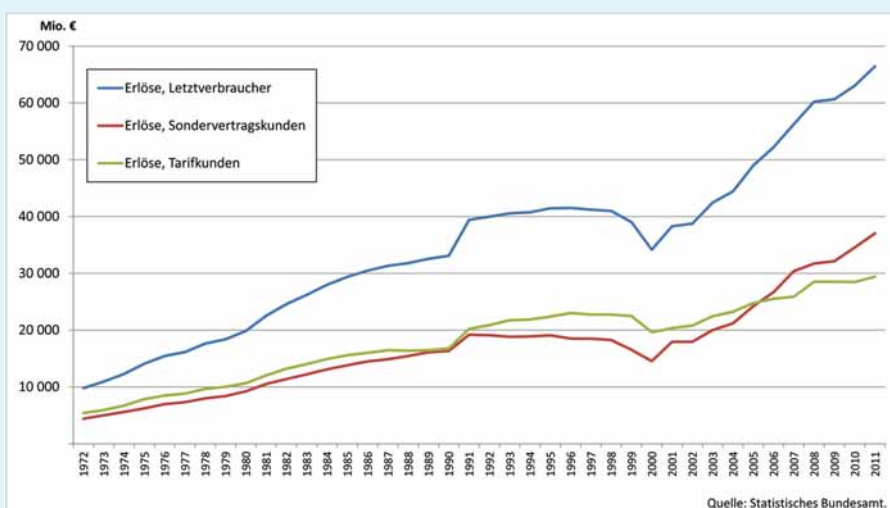


Abb. Erlöseentwicklung der deutschen EVU von 1972-2011

gehen, dass Onshore-Windkraftanlagen zu erst das Stadium der Wettbewerbsfähigkeit erreichen könnten. Bei Offshore-Anlagen und vor allem bei der Photovoltaik dürfte dieser Prozess noch wesentlich länger dauern. Das setzt aber auch für die Windkraft an Land in den kommenden Jahren entsprechende Veränderungen am Markt voraus. Grundsätzlich müssten insbesondere folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Kräftiger Anstieg der Brennstoffpreise und/oder Verteuerung der CO₂-Zertifikate,
- Rückgang der spezifischen Investitionen für Stromerzeugungsanlagen und
- Steigerung der Ausnutzungsdauer an Land auch mittels Repowering, d. h. den Ersatz vorhandener alter Anlagen durch solche mit besserer Effizienz.

Die Wettbewerbsfähigkeit des erneuerbaren Stroms ist eine zentrale Voraussetzung dafür, die Wirtschaftlichkeit der gesamten Stromerzeugung zu erreichen. Bisher hat die Energiewende unter den derzeitigen Bedingungen zu einem starken Kostenschub geführt, mit derzeit noch anhaltender Dynamik. Um den Kostenanstieg unter Kontrolle zu bekommen, sind gegensteuernde Maßnahmen zu ergreifen. Die Förderung des erneuerbaren Stroms müsste so ausgestaltet sein, dass sich die Mehrkosten in den kommenden Jahren nicht zu stark von einem Referenzsystem, in das realistische Annahmen über die Entwicklung der Brennstoffpreise eingehen sollten, entfernen.

Ein Konzept zur Begrenzung des Kostenanstiegs sollte sich primär auf jene erneuerbaren Energien konzentrieren, die vergleichsweise nahe an der Wirtschaftlichkeit sind und zugleich das Potenzial besitzen, einen hohen quantitativen Beitrag zu liefern, wie etwa die Windkraft an Land. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit müssten neben der Errichtung von Speicheranlagen auch Kraftwerke mit niedrigen spezifischen Investitionen, wie etwa Gasturbinen, zugebaut werden. Bei diesen Anlagen spielen die Brennstoffkosten angesichts ihrer niedrigen jährlichen Ausnutzungszeiten eine eher untergeordnete Rolle.

Da im Vergleich zu Gasturbinen Gas- und Dampf (GUD)-Anlagen doppelt so hohe und Kohlekraftwerke mehr als dreimal so hohe

spezifischen Investitionen erfordern [11], dürften mit dem in Zukunft verstärkten Zubau von Gasturbinen geringere Kapitalkosten verbunden sein. Damit es zu dem erforderlichen Zubau dieser Kraftwerke kommen kann, die wegen der vergleichsweise geringen Einsatzzeiten kaum die Deckung ihrer Kosten ermöglichen, müssten entsprechende Anreize geschaffen werden, z. B. durch einen Kapazitätsmarkt.

Langfristig veränderte Kostenstruktur in der Stromerzeugung

Auf lange Sicht wird es durch die Energiewende zu einer Veränderung in der Kostenstruktur der Stromerzeugung kommen. Die Strombereitstellung soll dann überwiegend durch nahe an der Wettbewerbsfähigkeit befindliche, erneuerbare Energieträger übernommen werden und nur ein vergleichsweise kleiner Teil durch konventionelle Kraftwerke. Die mit Brennstoffen befeuerten Kraftwerke werden zusammen mit Speicheranlagen aber noch für lange Zeit durch die Bereitstellung von Leistung die Sicherheit der Stromversorgung gewährleisten müssen.

Möglicherweise resultiert die neue Anlagenstruktur auch in einer Verringerung der Kapitalkosten, wenn vor allem konventionelle Kraftwerke mit niedrigen spezifischen Investitionen hierzu eingesetzt werden. Sollte es in den nächsten Jahren zu den vielfach erwarteten Preissteigerungen bei fossilen Brennstoffen kommen, könnte diese Umstrukturierung zu einer vergleichsweise wirtschaftlichen Stromerzeugung führen. Allerdings könnten die neuen Fördermethoden für Öl und Gas („Fracking“) dazu führen, dass für viele Jahre fossile Brennstoffe zu unerwartet niedrigen Preisen angeboten werden. Das wäre aber zugleich mit Risiken in Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Stromerzeugung verbunden.

Anmerkungen

- [1] Helmstädter, E.: Wettbewerb als Rangordnungsverfahren, in: ORDO Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, Band 57, 2006, S. 100.
- [2] Helmstädter, E.: Wettbewerb als Rangordnungsverfahren, in: ORDO Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, Band 57, 2006, S. 105.

[3] Karl, H.-D.: Erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung: unterschiedlich nah an der Wettbewerbsfähigkeit, Kommentar zum Vortrag Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien, Rundgespräche der Kommission für Ökologie der Bayerischen Akademie der Wissenschaften, Band 41, Die Zukunft der Energieversorgung, S. 43.

[4] dena – Deutsche Energie-Agentur: Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung), Februar 2010, S. 23.

[5] Rekordjahr für Solarstromanlagen, in: FAZ-Frankfurter Allgemeine Zeitung, 2.1.2013, S. 9. – Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Photovoltaik nur bis zu einer installierten Leistung von 52 GW gefördert wird; Ende 2012 waren 32,4 GW errichtet.

[6] Statistik der Kohlenwirtschaft: Entwicklung ausgewählter Energiepreise, Januar 2013; dena – Deutsche Energie-Agentur: dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025, Zusammenfassung, S. 26.

[7] Nitsch, J. Pregar, T. und Naegler, T.: Erneuerbare in der zukünftigen Energieversorgung – wie sind die Ziele der Energiewende erreichbar?, in: „et“, 62. Jg. (2012) Heft 5, S. 30-37.

[8] Blesl, M., Wissel, S. und Fahl, U.: Stromerzeugung 2030 – mit welchen Kosten ist zu rechnen? in: „et“, 62. Jg. (2012) Heft 10, S. 20-27.

[9] Statistisches Bundesamt: Stromabsatz und Erlöse der Elektrizitätsversorgungsunternehmen: Deutschland, Jahre (1972–2011), Abnehmergruppen.

[10] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, Dezember 2012.

[11] dena – Deutsche Energie-Agentur: dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025, Zusammenfassung, S. 26.

H.-D. Karl, ifo Institut, München
karl@ifo.de

Betriebskosten als Werttreiber von Windenergieanlagen – aktueller Stand und Entwicklungen

Petr Svoboda

Die Stromwirtschaft befindet sich im Umbruch: Seit einiger Zeit häufen sich die Nachrichten über unrentable konventionelle Kraftwerke. Dies betrifft nicht nur alte und ineffiziente, sondern auch hochmoderne GuD (Gas- und Dampfturbinen)-Kraftwerke. Angesichts dessen wenden sich viele Investoren bevorzugt der Windkraft zu. Aber auch diese wird sich künftig möglicherweise durch eine Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zu einem weniger „sicheren Hafen“ für Investitionen entwickeln. Umso wichtiger ist eine genaue Analyse der Kosten, insbesondere der Wartungskosten der Windenergie an Land und mehr noch auf See. Denn eines ist klar: Die angepeilten Zubauraten können nur erreicht werden, wenn die Wirtschaftlichkeit der Projekte gegeben ist.

Waren früher für Onshore-Windkraft Renditen zwischen 8 und 10 % erzielbar, so fielen jüngst die Erwartungen eher auf 4 bis 6 %. Manche Branchenbeobachter sehen gar die Wirtschaftlichkeit von Windkraft-Investments generell in Gefahr [1]. Die im Vergleich zur Planung tatsächlich oft geringeren erwirtschafteten Erträge führten zusammen mit den eher höher als ursprünglich veranschlagt liegenden Kosten bei vielen Onshore-Windkraftprojekten dazu, dass sich das Interesse zuweilen auf den Offshore-Sektor verschob. Dieser erschien mit der Einführung des Stauchungsmodells und einer Sprinterprämie sehr attraktiv. Dennoch hatten es deutsche Offshore-Windkraftprojekte bei der Realisierung schwerer als z. B. britische, dänische oder belgische.

Im Kontext sich verändernder energie-wirtschaftlicher Rahmenbedingungen mit

Einfluss auf die Profitabilität von Erzeugungsanlagen in Deutschland spielen die Betriebskosten konventioneller und erneuerbarer Kraftwerke eine immer wichtigere Rolle, da sie durch geeignete Entscheidungen auch noch nach der Inbetriebnahme beeinflussbar sind. Über den kurzfristigen Betrieb oder Nichtbetrieb bestimmen zwar die Windverhältnisse (bzw. beim GuD die Strom- und Gasmärkte) – über den Gewinn jedoch entscheiden (neben den Kapitalkosten) insbesondere die Betriebskosten.

Die Betriebskosten setzen sich sowohl aus fixen als auch variablen Bestandteilen zusammen. Die Einsatzdauer und -art beeinflusst bspw. den Verschleiß und damit die Wartung. Die Betriebskosten können aber dennoch weitestgehend als fix betrachtet werden, weil die fixen Anteile überwiegen und die variablen Kosten innerhalb der

Spanne, in der ein jeweils wirtschaftlich optimaler Betrieb gegeben ist, relativ konstant sind. So ist die Einsatzdauer – gemessen in Volllaststunden – z. B. bei der Windenergie durch den jeweiligen Standort und die Anlage weitgehend vorgegeben.

Genereller Vergleich der Betriebskosten von Offshore-/ Onshore-Windkraft- und GuD-Anlagen

Im Folgenden sollen verschiedene Technologien bezüglich ihrer Betriebskosten einander gegenübergestellt werden, um deren Bedeutung zu analysieren und die daraus resultierenden Chancen und Risiken besser zu verstehen.

Zunächst scheinen so verschiedene Technologien wie GuD (selbst unter Ausklammerung der Brennstoffkosten für Gas und CO₂) und Windkraft bzw. innerhalb der Windkraft On- und Offshore kaum vergleichbar. Dies gilt auch in Bezug auf ihre Betriebskosten (Abb. 1). Die Höhe der Offshore-Windkraft-Betriebskosten im Vergleich zu Onshore-Windkraft- und GuD-Anlagen, beides an Land, springt ins Auge. Daneben fallen weitere Unterschiede auf: Bei Offshore ist der Anteil der Kosten für Versicherungen mit ca. 22 % etwa dreimal höher als bei den anderen Technologien, was das erhöhte Risiko widerspiegelt. Dafür entfallen die Aufwendungen für die Pacht. Diese machen bei Onshore-Windkraftanlagen wiederum immerhin zwischen 13 und 16 % der Betriebskosten aus.

Offensichtlich ist jedoch auch, dass die Wartungs- und Reparaturkosten [2] in allen Fällen den größten Teil ausmachen. Offshore

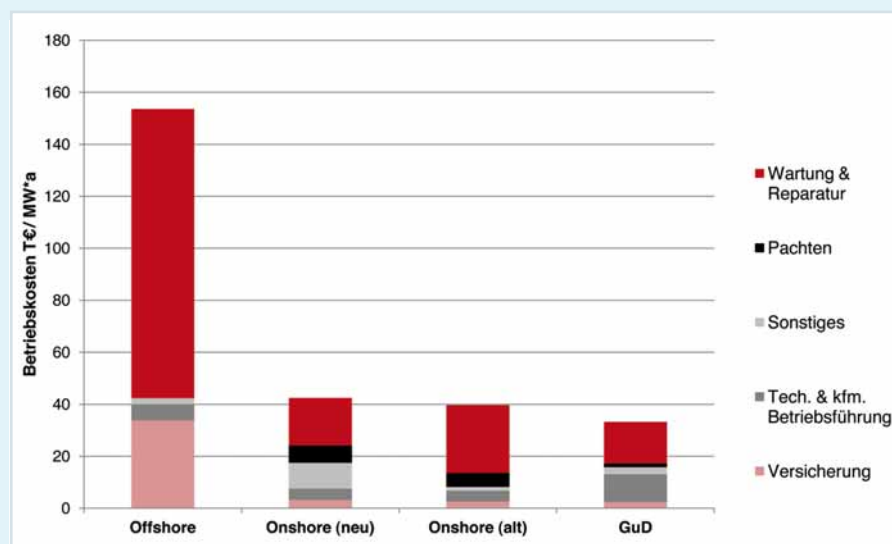


Abb. 1 Vergleich der spezifischen Betriebskosten von Offshore-/Onshore-Wind- und GuD-Kraftwerken

liegen sie bei etwa 72 %, onshore zwischen 43 % (neu) und 66 % (alt) und bei GuD bei etwa 48 %.

Zu beachten ist hier außerdem die Datenbasis der verschiedenen Technologien, die Unterschiede hinsichtlich Größe und Alter aufweisen. Die Daten bei Onshore-Windkraft und GuD stammen von seit einigen Jahren bestehenden Anlagen: Die neuen Windturbinen sind 2-4, die älteren 8-11 und die der GuD-Anlagen 2-4 Jahre alt. Dagegen basieren die Angaben für Offshore auf Plandaten. Alle Werte sind Durchschnitte der Ergebnisse von mindestens zwei Jahren; es handelt sich jeweils um mehrere Windparks bzw. Anlagen.

Zudem sind die Anlagengrößen recht unterschiedlich: Werden für Offshore-Windturbinen von durchschnittlich etwa 4 MW Leistung betrachtet, so weisen die betrachteten neueren Onshore-Windturbinen 2 MW und die älteren im Durchschnitt 1,2 MW Leistung auf; das GuD entspricht etwa einer Blockgröße von 420 MW. Dennoch können diese Anlagen als repräsentativ für die aktuell am Markt befindlichen Erzeugungskapazitäten angesehen werden.

Ein grundlegendes Problem bei der Windenergie stellt die Planbarkeit der Wartungs- und Reparaturkosten dar: Hier wurden in der Vergangenheit bei Projektplanungen zu grobe Annahmen getroffen, die dann in der Praxis so nicht eingetroffen sind. So werden für Offshore oft pauschal etwa 3 % der Investitionskosten als jährliche Wartungskosten angesetzt, während für Onshore bei neuen Anlagen 1,5 % und bei älteren zwischen 2 und 2,5 % veranschlagt werden. Dabei können für Offshore-Projekte 4 000 €/kW und für Onshore-Projekte 1 300 €/kW bzw. 1 400 €/kW als reine Investitionskosten angesetzt werden.

Relativierung der Betriebskosten in Bezug auf die Stromerzeugung

Aussagekräftiger wird der Vergleich, wenn die Kosten auf die produzierte Strommenge bezogen werden. Dadurch wird die Tragfähigkeit dieser Kosten besser beleuchtet (Abb. 2).

Hier relativieren sich die hohen Werte der Offshore-Windkraftanlagen: Sie liegen bei

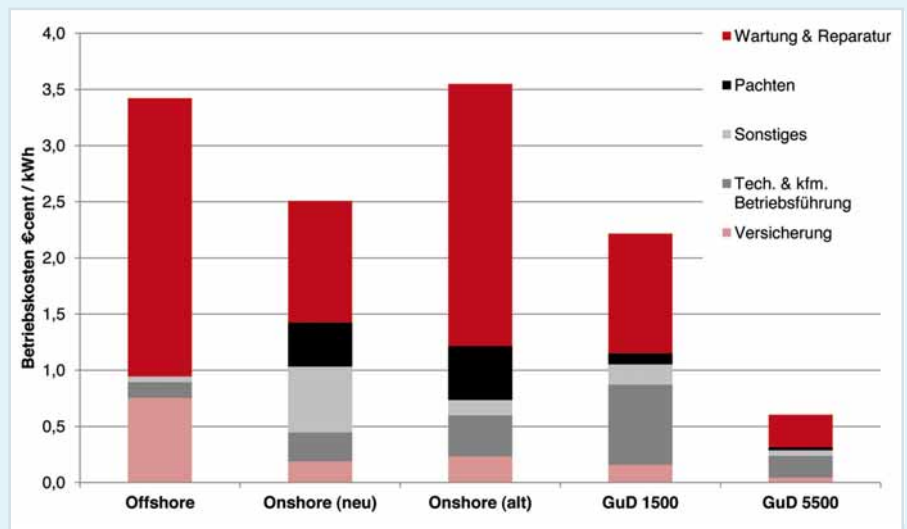


Abb. 2 Vergleich der spezifischen Betriebskosten von Offshore-/Onshore-Wind- und GuD-Kraftwerken in Bezug auf die erzeugte Strommenge

3,4 ct/kWh, wenn eine Auslastung von ca. 4 400 Volllaststunden unterstellt wird. Da die Onshore-Anlagen wesentlich geringere Auslastungen erreichen, sind die spezifischen Kosten z. T. höher. Dabei wird bei den neueren Anlagen etwa 1 700 h/a und bei den älteren WEA 1 150 h/a erreicht.

Diese Mittelwerte der betrachteten Anlagen fallen durchaus nicht aus dem Rahmen,

wenn die jährlichen Volllaststunden aller Windparks in Deutschland als Maßstab herangezogen werden: Für 2011 galt ein durchschnittlicher Wert von 1 650 h/a, gegenüber lediglich 1 350 Volllaststunden im Jahr 2010 [3]. Die Zunahme der Wartungskosten mit der Betriebsdauer der Anlagen entspricht Erfahrungen aus anderen Technologien. Bei den älteren Anlagen fällt ins Gewicht, dass sich neben den steigenden

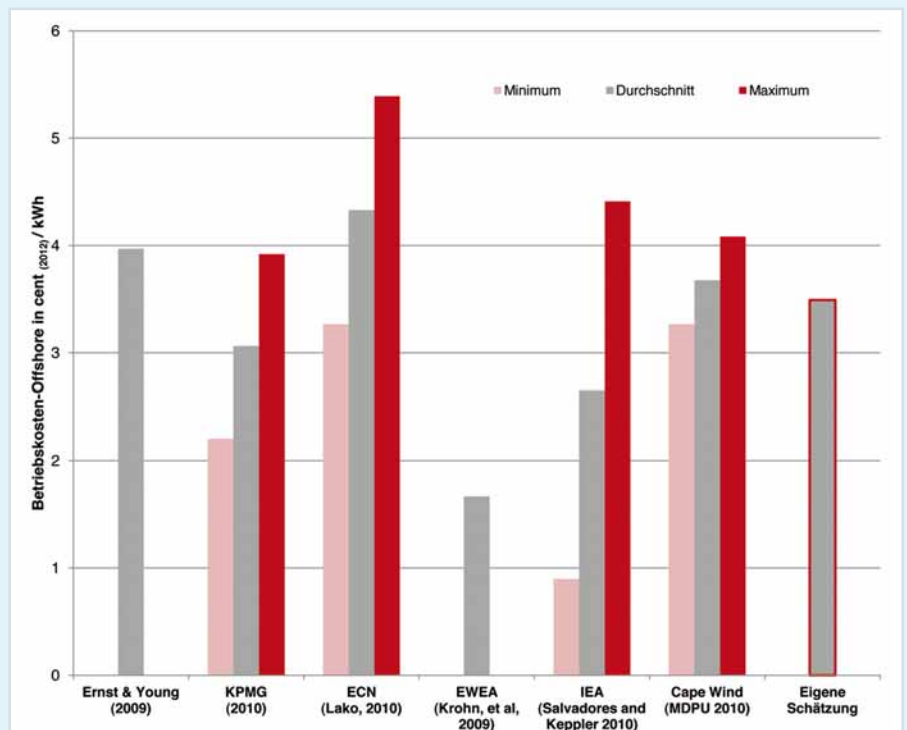


Abb. 3 Vergleich der spezifischen Betriebskosten von Offshore-Windkraftwerken in verschiedenen Studien

Kosten für Reparaturen auch die Ausfälle häufen und die Leistungsfähigkeit durch Alterungsprozesse verringert wird – beides führt zu geringeren Volllaststunden.

Obwohl die Betriebskosten für die betrachteten Offshore-Anlagen zunächst sehr hoch erscheinen, werden sie durch die Ergebnisse anderer Studien bestätigt; die Werte liegen im oberen mittleren Bereich dieser Untersuchungen (Abb. 3). Zu beachten ist allerdings die große Streuung der Ergebnisse. So wurden unterschiedliche technische Konstellationen untersucht sowie verschiedene Wassertiefen und Entfernungen von der Küste unterstellt. Da die Höhe der Wartungskosten für Offshore-Windkraftanlagen früh als Problem erkannt wurde, werden entsprechende Studien und Konzepte entwickelt. So hat die Offshore-Windkraft die Chance, die Kosten bezüglich Wartung und Reparatur von Anfang an besser zu kontrollieren, indem sie

- eine hohe Qualität [4] relevanter Bauteile schon bei der Herstellung sicherstellt,
- für eine zustandsbasierte Wartung ein modernes und umfangreiches CMS (Condition Monitoring System) einsetzt,
- durch Verwendung von Gleichteilen (neben der Kostensenkung) die Verfügbarkeit erhöht,
- die Wartungsfreundlichkeit der Bauteile generell an die Offshore-Verhältnisse anpasst und
- den Größenvorteil der Offshore-Windparks bei der Betriebsführung nutzt.

Die Verhältnisse bei konventionellen Kraftwerken erscheinen zunächst ganz anders gelagert: Ein modernes neues GuD z. B. weist zwar pro installiertem MW Betriebskosten zwischen 30 000 und 40 000 € auf. Diese machen sich jedoch als spezifische Kosten von nur etwas über 0,5 ct/kWh bemerkbar, sofern eine – im Vergleich zu Wind viel höhere – Auslastung von 5 500 Volllaststunden unterstellt wird.

Falls jedoch das GuD-Kraftwerk aufgrund der zusätzlich aufzubringenden Brennstoffkosten (Gas und CO₂) an nur wenigen Stunden im Jahr einen positiven Deckungsbeitrag erzielen kann – wie es derzeit zunehmend der Fall ist –, steigen die Betriebskosten je kWh in eine vergleichbare Größenordnung wie bei Wind.

Die spezifischen Kosten lassen sich direkt als Marge interpretieren, die am Strommarkt nach Abzug der Brennstoffkosten verdient werden muss. Bei 1 500 Volllaststunden im Jahr liegen sie etwa 12 % unter jenen moderner Windmühlen mittlerer Auslastung, was verdeutlicht, warum heute diskutiert wird, moderne GuD-Anlagen bei geringer werdender Einsatzdauer wegen mangelnder Fixkostendeckung stillzulegen.

Abhängigkeit der Erlöse von den Betriebskosten

Die Bedeutung der Betriebskosten für die Windenergie lässt sich am besten dann erkennen, wenn sie in Relation zu den möglichen Erlösen betrachtet werden: Offshore werden bis zu 19 ct/kWh vergütet, bei Onshore-Wind können im Mittel (sowohl bei alt wie neu) etwa 9 ct/kWh angesetzt werden, wobei insbesondere bei neueren Windenergieanlagen die Vergütungen aufgrund früherer Änderungen des EEG und damit auch der Systemdienstleistungs(SDL)-Bonirecht unterschiedlich sein können (8,7 bis 9,7 ct/kWh, bzw. nach dem Auslaufen des SDL-Bonus bis ca. 8 ct/kWh). Damit machen die Betriebskosten bei Offshore-Windkraftanlagen ca. 18 %, bei neueren Onshore-Anlagen etwa 28 % und bei älteren etwa 39 % der Erlöse aus.

Dieser hohe Prozentsatz bei den älteren Onshore-WEA unterstreicht deren ernste Lage: Die Betriebskosten steigen über die Zeit, die Ausfälle häufen sich, und zugleich lassen die Alterungseffekte die Leistungsfähigkeit sinken, die z. T. schon bei Inbetriebnahme nicht optimal war, wenn die Auslegung der Windkraftanlagen an windschwache Standorte angepasst wurde [5]. Wenn darüber hinaus auch noch das Winddargebot zu hoch eingeschätzt wurde, ist die Wirtschaftlichkeit noch stärker gefährdet.

Natürlich können sowohl einzelne Jahre als auch einzelne Windparks von diesen Werten abweichen. So können Onshore-Windparks an guten Standorten mit moderner Technik eine sehr gute Performance zeigen, während windschwächere Standorte weder Auslegungsfehler noch Qualitätsmängel verzeihen.

Kontrolle der Betriebskosten durch risikobasierte Instandhaltungsstrategie

Viele Verträge (Wartungs-, Betriebsführungs- und Pachtverträge) im Rahmen von Windenergieprojekten weisen bereits Elemente der Risikoteilung auf, indem die Entgelthöhe bspw. von der Produktion oder von der erzielten Einspeisevergütung abhängig gemacht wird. Dies erscheint fair, muss aber angesichts möglicher weiterer Regelungen relativiert werden.

Die meisten Verträge enthalten sog. Mindest- oder Fixbeträge, die unabhängig von der tatsächlichen Ertragslage gezahlt werden müssen. Diese Mindestbeträge werden gewöhnlich schon in der Projektentwicklungsphase festgelegt, um den Beteiligten einen Anreiz zu geben, dieses Projekt mitzuerfolgen, da es ihnen Sicherheit durch garantierte Einnahmen verschafft. Zu diesem Zeitpunkt sind jedoch die Leistungsdaten des Windparks nicht gesichert und das Risiko trägt (nahezu) allein der Investor. Er hat das Nachsehen, wenn die Mindestbeträge auf Basis prognostizierter Winderträge ermittelt wurden, diese sich dann aber nicht bestätigen.

Die Wirtschaftlichkeit von Windparks ändert sich jedoch mit der Zeit nicht nur durch Alterung und Zunahme von Ausfällen und Kosten. Zusätzlich müssen die bereits erwähnte mögliche Änderung des Vergütungsregimes und der vertraglichen Verhältnisse in Betracht gezogen werden, wie Abb. 4 für die Situation Offshore verdeutlicht.

Bezüglich des Schadensbildes verhält sich eine Windturbine wie jede andere technische Anlage auch: Am Anfang treten Fehler bedingt durch Mängel bei Herstellung und Installation auf. Sind diese beseitigt, wird eine Zeit mit recht konstanten Ausfällen auf niedrigem Niveau erreicht, bis schließlich die Alterung und das Laufzeitende einzelner Komponenten für erhöhte Ausfälle sorgen. Daraus ergibt sich die sog. „Badewannenkurve“.

Die Auswirkungen im Hinblick auf Schadensbeseitigung und Ertragsausfall fallen bei den Beteiligten unterschiedlich aus. So sind zunächst Mängel, Ausfälle und Schäden in der Garantieperiode durch den Her-

steller gedeckt. Danach kann für einige Zeit der langfristige Instandhaltungsvertrag [6], der Inspektion, Wartung und Instandsetzung beinhaltet, dem Eigentümer einige Sicherheit bieten, insbesondere dann, wenn Leistungsgarantien (i. d. R. Verfügbarkeit) vertraglich zugesagt sind. Danach kann das Risiko komplett auf den Eigentümer übergehen.

In Abhängigkeit der dann bestehenden Vergütungshöhe muss der Eigentümer eine Neubewertung der Kosten und des Leistungsumfangs (Qualität) der Wartungsverträge vornehmen. Zudem kann u. U. eine Art Generalüberholung aller Anlagen im Windpark vorteilhaft sein, um die Leistungsfähigkeit wieder herzustellen. Solche konzentrierten Maßnahmen können möglicherweise günstiger durchgeführt werden als einzelne unkoordinierte Aktionen; entsprechende Reinvestitionsmaßnahmen bzw. Überholungen sind jedoch sehr selten in den wirtschaftlichen Planungen abgebildet.

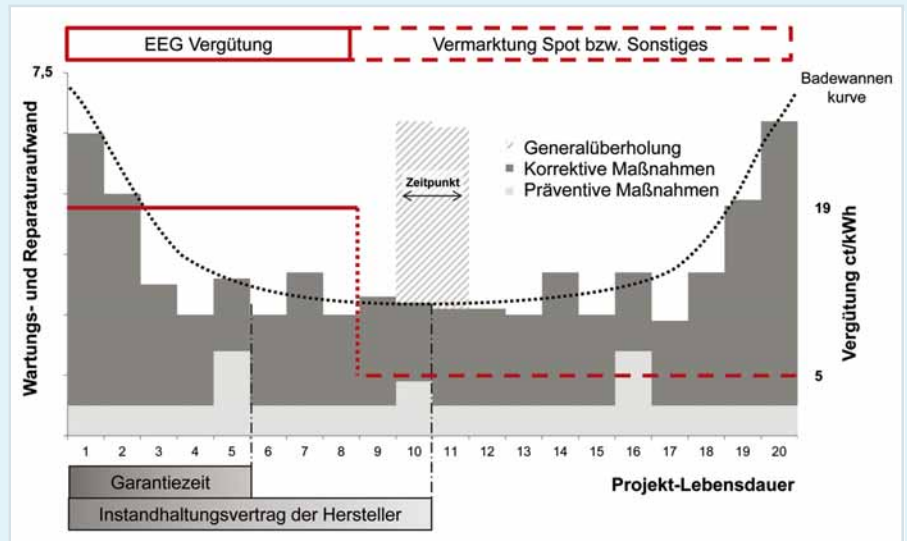


Abb. 4 Einflussfaktoren auf Wartungskosten von Offshore-Windkraftwerken

Instandhaltungs- oder Wartungsverträge können verschiedene Ausprägungen haben: Ein einfacher Wartungsvertrag schreibt regelmäßige Tätigkeiten vor, die vom Dienst-

leister für ein bestimmtes Entgelt abgearbeitet werden. Eine Risikoteilung über seitens des Dienstleisters garantierte Leistungen findet nicht statt; ggf. kann der Dienstleister

Wir versorgen unsere Kunden mit Erdgas und Strom und greifen dabei auf einen breiten Mix konventioneller und erneuerbarer Energieträger zurück. Unsere Produkte kombinieren wir mit intelligenten, praxisnahen Dienstleistungen und schaffen so integrierte und nachhaltige Energielösungen.

Unser Anspruch:
Energie für heute. Mit Verantwortung für morgen.

zu einer besseren Erfüllung angereizt werden, indem Boni gewährt werden.

Eine Stufe weiter geht der mittlerweile übliche Voll-Instandhaltungsvertrag der Hersteller, der ab Inbetriebnahme mehrere Jahre läuft, eine technische Verfügbarkeit der Anlagen garantiert und so dem Eigentümer der Anlagen entgegenkommt. Die technische Verfügbarkeit lässt sich zwar leicht messen und ist daher ein einfach zu handhabender Vertragsparameter. Sie ist jedoch nur aus der Perspektive des Dienstleisters, keineswegs aber aus der Perspektive des Eigentümers zufriedenstellend.

So können Anlagen, die eine hohe technische Verfügbarkeit aufweisen, dennoch zu wenig Strom in das Netz einspeisen. Neben Ausfällen anderer Bestandteile des Windparks (wie der Umpannstation) und Netzrestriktionen (wenn kein Strom eingespeist werden kann) sind es vor allem die Alterungseffekte und Ausschlüsse in den Verträgen, mit denen eine hohe rechnerische Verfügbarkeit ermittelt wird, obwohl weniger Energie erzeugt werden konnte bzw. eingespeist worden ist. Die konsequente Weiterentwicklung dieser Verträge besteht darin, statt der technischen oder Zeitverfügbarkeit die energetische Verfügbarkeit zum Vertragsbestandteil zu machen und die Ausschlüsse zu minimieren. Wird diese vom Hersteller bzw. Dienstleister garantiert, dann sind die Anreize zur Erfüllung des Wartungsvertrags und die Interessen des Eigentümers wesentlich besser im Einklang.

Wie Abb. 4 aber andeutet, muss dies in Zukunft nicht unbedingt ausreichend sein, insbesondere dann, wenn der durch die Windkraftanlagen erzeugte Strom direkt vermarktet wird. Neben der eingespeisten Menge spielt dann vor allem der – variierende – Preis der eingespeisten Strommenge eine Rolle. Eine zukünftige Wartungs- und Instandhaltungsstrategie muss darauf abzielen, Wartung und ggf. Reparaturen nach Möglichkeit in die Zeiten zu verlegen, in denen das Produkt aus eingespeister Energie

und sein jeweiliger Preis – also der Gesamtwert – am geringsten ist.

Umgekehrt, wenn der Wert des eingespeisten Stroms hoch ist, müssen Wartungsmaßnahmen zurückgestellt oder Reparaturen mit besonderen Maßnahmen beschleunigt durchgeführt werden. Dies kann selbst dann wirtschaftlich sein, wenn letztere Maßnahmen teurer sind als Reparaturen nach Standardverfahren. Voraussetzung für diese Art der „risikobasierten“ Wartungsstrategie ist eine sehr gute Kenntnis des jeweils aktuellen Zustands der Anlage mitsamt ihren Fehlern und den Restlebenszeiten der Bauteile, die i. d. R. nur mit einem CMS erlangt werden kann.

Wirtschaftlichkeit genauer kalkulieren

Bei konventionellen Kraftwerken spielen zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit aufgrund von sinkenden Auslastungen die Betriebskosten derzeit eine wichtige Rolle. Bei Windkraftanlagen sind die Wartungskosten von besonderer Bedeutung, da sie der Hauptbestandteil der Betriebskosten sind und damit auf die Profitabilität wie auch den Wert der Anlage besonders stark wirken.

Für das Management bestehender Windparks und beim Einstieg in neue Projekte sind daher folgende Punkte besonders zu beachten:

- Neben den Instandhaltungsverträgen müssen auch die Punkte Versicherung, Betriebsführung und ggf. auch Pachten regelmäßig betrachtet und neu bewertet werden.
- Die Wartungskosten sind über die Projektlaufzeit nicht konstant – steigende Wartungskosten sind die Regel und sollten daher auch so im Plan berücksichtigt werden. Dies kann sich im Kaufpreis oder bei einer Neubewertung negativ niederschlagen.
- Darüber hinaus sollten für verschiedene Projektsituationen unterschiedliche optimale Wartungsstrategien entwickelt und ggf. in den Verträgen abgebildet werden.

■ Die Wartungs- und Serviceverträge sollten allgemein eine wirkliche Risikoteilung vorsehen: Die Basis der Teilhabe am Erfolg des Windparks durch die Servicepartner sollte dessen tatsächliche Wirtschaftlichkeit sein und damit die richtigen Anreize zur Vertragserfüllung schaffen. So wird das Interesse des Eigentümers gewahrt.

■ Wenn die Verträge Mindestbeträge zur Absicherung des Dienstleisters oder Verpächters vorsehen, dann sollte sich die jeweilige Höhe an realistischen Produktions- bzw. Vergütungshöhen orientieren; idealerweise sollten die endgültigen Beträge erst nach einer bestimmten Betriebszeit festgelegt werden. So können Chancen und Risiken gleichmäßiger auf die Partner verteilt werden.

Anmerkungen

[1] „On the basis of an exhaustive industry survey, Wind Energy Update finds that wind farm return on investment is around -21 percent...“ In WindEnergyUpdate.com: „Wind farm O&M: Best practice on cost containment elusive“, Jon Harman, Dezember 2011.

[2] Wartungs-, Instandhaltungs- (Instandsetzungs-) und Reparaturkosten, sowie Kosten für Ersatzteilhaltung, Werkzeuge und Ausrüstung müssen dabei als Gesamtes betrachtet werden.

[3] Quelle: BWE-Meldung in neue energie 1/2013, vgl. auch „et“-Redaktion: „Der Unterschied zwischen Kapazität und Erzeugung“, in: „et“, 62. Jg. (2012) Heft 7, S. 25.

[4] Vgl. SSB Wind Systems: „Die wettbewerbsfähige Energieerzeugung im Blick“, in: Energiespektrum 9/2012.

[5] Seit gut fünf Jahren werden für windschwache Standorte optimierte Windanlagen entwickelt und gebaut; neben verbesserten Profilen waren es vor allem Steigerungen im Verhältnis Rotorfläche/Leistung und Nabenhöhe, die die Auslastung verbessert haben.

[6] Auch bekannt unter „Long Term Service Agreement“, „Service and Availability Agreement“ oder „Partnerkonzept“.

*Dr. P. Svoboda, Projektmanager im Team Großkraftwerke & Speicher, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen
petr.svoboda@bet-aachen.de*

„Bei Energiespeichern mehr ins Denken statt in Hardware investieren“

Die Energiespeicherung spielt im Konzert verschiedener Flexibilitätsoptionen für den Umbau der Stromversorgung zu einer mehrheitlich erneuerbaren Basis mittel- bis langfristig eine bedeutsame Rolle. Hierzu liegen mehrere Optionen auf dem Tisch, die Umsetzung erscheint jedoch aus Gründen mangelnder technischer Reife, exorbitanter Kosten bis hin zu fehlender politischer und Bürgerakzeptanz außerordentlich schwierig. „et“ machte sich im Gespräch mit Prof. Dr. Olav Hohmeyer von der Universität Flensburg und Mitglied des Sachverständigenrates für Umweltfragen der Bundesregierung auf die Suche nach dem optimalen Speichermix der Zukunft.

„et“: Herr Prof. Hohmeyer, Stromspeicher sollen in Zukunft unsere Systemstabilität sichern. In welchem Umfang und zu welchen Kosten ließen sich in Deutschland beispielsweise Pumpspeicher ausbauen?

Hohmeyer: In Deutschland sind heute diesbezüglich 40 GWh Speicherinhalt vorhanden, wobei man dieses Volumen ins Verhältnis zur angeschlossenen Turbinierungsleistung setzen muss. Es sind alles Kurzzeitspeicher, die mit voller Last im Schnitt nur vier bis maximal acht Stunden laufen, dann ist der Speichersee leer. Über die Kosten von Aus- und Neubauten lässt sich vorab freilich kaum etwas sagen, weil sie von den lokalen Gegebenheiten abhängen. Realistisch gesehen dürften wir unsere Kapazitäten um höchstens 10 GWh erweitern können. Das Standortpotenzial in Deutschland wäre zwar viel größer, aber vor allem Pläne für neue Speicherseen stoßen bei der lokalen Bevölkerung zum Teil auf heftige Widerstände, wie man etwa beim Kraftwerk Atdorf im Südschwarzwald sieht.

„et“: Warum, weil die Akzeptanz dafür fehlt?

Hohmeyer: Ja, man müsste bei jedem Projekt vor Ort sinnvoll begründen, warum man diese Speicher braucht, wenn man zu 100 % auf regenerative Stromerzeugung setzen will und welche Vorteile ein Standort in Deutschland hätte. Dazu fehlt

jedoch ein glaubhafter Plan der Bundesregierung. Allerdings haben wir für die Stromspeicherung in Deutschland auch andere Optionen.

Speicheroptionen auf dem Prüfstand

„et“: An welche Optionen denken Sie hauptsächlich dabei?

Hohmeyer: Druckluftspeicher in Salzkavernen dürften im gleichen Kostenbereich liegen, hätten im Unterschied zu Pumpspeichern bei uns aber ein mögliches Speichervolumen von zwei bis drei Terawattstunden. Kombiniert man sie mit Abwärmenutzung, erreichen sie einen Wirkungsgrad von bis zu 60 %. Im norddeutschen Huntorf läuft eine solche Anlage seit 40 Jahren als schlichte Spitzenlastanlage, wenn auch ohne Wärmespeicher. Die Abwärmenutzung ist nur eine Frage von bestimmten Materialien, damit ein Kompressor noch bei 600 °C vernünftig arbeiten und diese Hochtemperaturwärme gespeichert werden kann.

„et“: Wären denn geeignete Standorte und Technologien für solche Druckluftspeicher in Deutschland in nennenswertem Umfang vorhanden?

Hohmeyer: Im Untergrund Norddeutschlands liegen Salzformationen, die man mit Stichleitun-

gen in die Nordsee solen könnte, ohne Flüsse zu belasten. Laut Berechnungen des DLR für den Sachverständigenrat für Umweltfragen wäre das ein wesentliches Element für eine Kurzfristspeicherung. Man könnte Druckluftspeicher wahrscheinlich auch schneller bauen als ein komplett neues Pumpspeicherkraftwerk. Und sobald der Markt das Signal bekommt, wäre auch eine Reihe großer Hersteller in der Lage, solche Hochtemperaturwärmespeicher zu realisieren.

„et“: Wie viel Speichervolumen würde Deutschland in einem komplett erneuerbaren Stromversorgungssystem überhaupt brauchen, um saisonale Schwankungen auszugleichen?

Hohmeyer: Im Wesentlichen geht es in der Speicherfrage um die Füllung des Sommerlochs, was die Produktionsbedingungen bei Windenergie im Herbst und Frühjahr auch hergeben. Verschoben werden müssten etwa 20 bis 25 TWh, also deutlich mehr, als Pump- und Druckluftspeicher bei uns alleine bewältigen könnten. Will man die Speicher nur in Deutschland, bräuchten wir demnach Technologien mit einer höheren Energiedichte, und da landet man beim Gas. Das kann reiner Wasserstoff sein, mit nicht ganz so hoher Energiedichte, oder durch Zugabe von CO₂ aus Wasserstoff erzeugtes Methan, das wie Erdgas gespeichert wird. Insbesondere in ausgeförderten Gasfeldern in Norddeutschland hätten wir da-

„Will man die Speicher nur in Deutschland, bräuchten wir Technologien mit einer höheren Energiedichte, und da landet man beim Gas. Der Pferdefuß ist die Umwandlungskette von Strom über Methan zu Strom, denn der Gesamtwirkungsgrad dieser Kette liegt nur bei 20 bis 25 %. Mit dem Wasserstoff allein und allenfalls Brennstoffzellen zur Wiederverstromung könnten wir etwa 20 bis 30 TWh abdecken, doch solche Lösungen sind immer noch teurer als die Kombination von deutschen Druckluftspeichern und Wasserkraft in Norwegen.“

Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Professur für Energie- und Ressourcenwirtschaft an der Universität Flensburg; Mitglied des Sachverständigenrates für Umweltfragen der Bundesregierung



für Speicher in der Größenordnung von 200 bis 250 TWh im System. Das ist die gute Nachricht.

„et“: Und die weniger gute?

Hohmeyer: Der Pferdefuß ist die Umwandlungskette von Strom über Methan zu Strom, denn der Gesamtwirkungsgrad dieser Kette liegt nur bei 20 bis 25 %. Für jede Kilowattstunde, die man aus diesem System zurückbekommt, müssen vier bis fünf aufgewendet werden. Zudem sind allein schon die technischen Anlagen für die Umwandlung teuer und es braucht die Versorgung mit halbwegs konzentriertem CO₂. Mit dem Wasserstoff allein und allenfalls Brennstoffzellen zur Wiederverstromung könnten wir etwa 20 bis 30 TWh abdecken, doch solche Lösungen sind immer noch teurer als die Kombination von deutschen Druckluftspeichern und Wasserkraft in Norwegen. Das zeigen klar die Optimierungsrechnungen des DLR, die für den Sachverständigenrat für Umweltfragen angefertigt worden sind.

„et“: Haben Sie solche Szenarien ebenfalls durchgerechnet?

Hohmeyer: Ja, und das Ergebnis hat uns sehr überrascht. Blendet man Norwegen beispielsweise komplett aus, wären in einem zu 100 % regenerativen Stromsystem Deutschlands die Schaffung von großen Überkapazitäten kombiniert mit der Abregelung von etwa 50 TWh immer noch billiger als eine Wasserstoffspeicherung. Die Integration von Power-to-Gas in unser Stromsystem rechnet sich schlicht nicht. Sehr viel günstiger ist es, den Strom nach Norwegen zu bringen und zurück zu holen.

„et“: Das würde bedeuten, dass Deutschland für die Sicherung der Netzstabilität auf einen Mix aus heimischen Druckluft- und Pumpspeichern sowie norwegische Wasserkraft setzen sollte?

Hohmeyer: Aus ökonomischer Sicht dürfte man bei diesem Szenario landen. Die Norweger erzeugen fast ausschließlich Strom durch Wasserkraft und verfügen über ein nutzbares Speichervolumen von 84 TWh. Ihre Speicherseen sind in Kaskaden gestaffelt und derart groß angelegt, weil der Wasserzulauf nur in den kurzen, frostfreien Zeiten garantiert ist. Wenn ich die Bedingungen in Mitteleuropa richtig verstehe, verfügen wir in den Alpen in der Regel über Systeme mit nur einem Speichersee. In Norwegen müssten keine zusätzlichen Speicherseen gebaut werden, allerdings Stromleitungen bis nach Deutschland.

Norwegische Wasserkraftspeicher als Hoffnungsträger?

„et“: Prognos schätzt in seiner im Vorjahr für den Weltenergieat - Deutschland erstellten Studie zur Bedeutung der internationalen Wasserkraftspeicherung für die Energiewende die wirtschaftlich nutzbaren Potenziale für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Skandinavien auf 7 bis 12 GW. Was halten Sie von diesen Werten?

Hohmeyer: Diese Studie untersucht den einfachsten Fall möglicher Verbindungen nach Norwegen, eine Art indirekte Speicherung. Die Grundüberlegung lautet: Man ersetzt den in Norwegen produzierten Wasserkraftstrom durch regenerativen deutschen, wenn bei uns Überschussstrom anfällt. Das Wasservolumen, das zur Erzeugung dieses Stroms gebraucht worden wäre, verbleibt in den norwegischen Stauseen. Ein solcher erster Baustein trägt ein Stück weit, allerdings verfügen die Norweger über höchstens 27 GW Produktionsleistung und brauchen als Spitzenleistung selbst etwa 22 GW. Für allfällige Wartungen von Turbinen bleiben ihnen somit nur 5 GW Reserve. Es bräuchte demnach neue Tunnelquerschnitte zwischen den Speicherseen, um zusätzliche Turbinenleistung verfügbar zu machen. Hat man diese Infrastruktur, könnte man sie aber auch zum Pumpen nutzen und wäre so nicht mehr limitiert durch die norwegische Nachfrage.

„et“: Damit müssten die Norweger aber einverstanden sein.

Hohmeyer: Genau, Norwegen müsste solche Erweiterungen als Geschäftsmodell sehen. Bei einem der prominenteren Kraftwerke in Sira-Kvina in Südnorwegen gibt es konkrete Pläne, die Kapazität von 1,76 GW um 0,96 GW Pump- und Erzeugungsleistung auszubauen, doch es gibt im Moment aber noch keine Leitung. Eine erste Leitung zwischen Deutschland und Norwegen wird erst mit erheblicher zeitlicher Verzögerung gebaut. Blockiert wurde in Norwegen auch das Projekt für ein zweites internationales 1,4-GW-Kabel eines privaten Konsortiums. Man will kein Arbitrage-Kabel, sondern allenfalls Mitbeteiligung an einem Infrastrukturkabel unter norwegischer Regie erlauben, und gleichzeitig das Netz zwischen Oslo und den eigenen Erzeugerregionen verstärken.

„et“: An norwegischer Wasserkraft sind neben Deutschland auch Großbritannien, die Benelux-Länder und Dänemark interessiert. Wie beurteilen Sie diese Konkurrenzsituation?

Hohmeyer: Zurzeit wird gerade das Skagerak-4-Kabel zwischen Norwegen und Dänemark gebaut. Es gibt eine 500-MW-Verbindung zu den Niederlanden, die bereits funktioniert, sowie Verhandlungen über eine Leitung nach Großbritannien, die von Statnett ähnlich priorisiert wird wie die Verbindung nach Deutschland. Es werden also gleichzeitig immer mehrere Leitungen aktiv sein, doch Simulationen des DLR haben ergeben, dass Deutschland davon nicht tangiert sein dürfte. Da in dieser Simulation noch weitere Komponenten berücksichtigt sind, die das System ausgleichen, müssen die Berechnungen freilich noch weiter erhärtet werden.

„et“: Zwischen Deutschland und Norwegen ist immerhin bereits der Bau von einer 1,4-GW-Leitung vereinbart. Wie viele Stunden wird in diesem Kabel Strom nach Norwegen und wieder zurückfließen?

Hohmeyer: Soweit ich Statnett verstanden habe, soll dieses erste Kabel 2018 in Betrieb gehen. Es wird voraussichtlich eine gute Auslastung von 7 000 bis 8 000 Stunden im Jahr haben. Das 500-MW-Kabel in die Niederlande läuft praktisch ununterbrochen, je nach Marktconstellation in die eine oder die andere Richtung. Auch das 1,4-GW-Kabel wird andere Dienstleistungen erbringen und voraussichtlich sehr gut ausgelastet sein. Die wichtigere Frage ist jedoch, wie viele unserer Leitungen nach Norwegen sich als reine Arbitrage-Kabel rentieren würden. Private Investoren dürften aufgrund einer relativ hohen Renditeerwartung ungefähr 25 GW realisieren. Der Bau von Leitungen mit geringerer Auslastung würde davon abhängen, ob ein Netzentgelt entrichtet wird, das der durchschnittlichen Netzauslastung entspricht, denn die Infrastrukturkosten für zusätzliche Kabel bleiben gleich hoch.

„et“: Mit welchen Kosten rechnen Sie für die Stromtransporte?

Hohmeyer: Bereits 2030, wenn der Ausbaustand noch nicht sehr groß sein wird, wir aber mehr Kapazität anschließen, liegt die Auslastung der Kabel gemäß aller Simulationen zwischen 6 000 und 8 000 Stunden im Jahr. Das ergibt Kosten in der Höhe von 1 bis 3 ct/kWh, eher sogar von 1-1,5 ct/kWh. Diese Lösung hat demnach Zukunft. Den Preis wird neben den Kosten auch die Konkurrenz am Markt mitbestimmen. Mit Kurzzeit-Speichern vor Ort können wir für bestimmte Stunden immer dagegenhalten. Ebenso mit unseren Pumpspeichern, allerdings nur solange, wie sie Wasser im Speicher haben. Deshalb macht es Sinn, unse-

„Wenn man sich für die Richtung klimafreundliche, regenerative Energieerzeugung entscheidet, muss man sich genau überlegen, welches die robusten Pfade sind, die zum Ziel führen. Wie man am Beispiel der EEG-Umlage oder von Power-to-Gas sieht, kann sich Politik begeistern, wenn eine Lobby für eine Sache oder eine bestimmte Technologie heftig genug agiert. Anstatt schnell und sehr viel Geld in Hardware zu stecken, bei deren Einweihung dann Bändchen durchschnitten werden dürfen, sollte man bei Energiespeichern mehr ins Denken investieren.“

Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Professur für Energie- und Ressourcenwirtschaft an der Universität Flensburg; Mitglied des Sachverständigenrates für Umweltfragen der Bundesregierung



re Kapazitäten so rasch wie möglich zu erhöhen und Druckluftspeicher zu realisieren.

„et“: Welche Gesamtkosten je Kilowattstunde Strom, der aus Speichern stammt, sind zu erwarten?

Hohmeyer: Hier beziehe ich mich auf die Berechnungen des Sachverständigenrates für Umweltfragen, weil man dort am ehesten Anhaltspunkte hat. Die reinen Transport-Speicher-Kosten liegen bei vorsichtiger Schätzung im Bereich von 4-6 ct/kWh. Rechnet man die durchschnittlichen Erzeugungskosten für die Regenerativen mit ein, obwohl sie über die EEG-Umlage bezahlt sind, erhalten wir in Deutschland den Pumpstrom für 10-11 ct/kWh zurück.

„et“: Eine keineswegs unerhebliche Frage ist sicherlich auch, welchen Gesamtwirkungsgrad das System aufweist?

Hohmeyer: Der Gesamtwirkungsgrad des Systems einschließlich der Speicher und Leitungsverluste liegt voraussichtlich zwischen 60 und

70 %. Die Verluste auf dem Gleichspannungskabel sind sehr gering, aber hinzu kommen Verluste aus den Umwandlungen in Wechselstrom und wieder zurück, sowie Verluste aufgrund der lokalen Gegebenheiten der involvierten Pumpspeicher.

Optimierung des Gesamtsystems

„et“: Laut Netzentwicklungsplan werden konventionelle Kraftwerke noch 2032 eine bedeutende Rolle spielen. Sollten wir in den kommenden Jahrzehnten nicht ein höheres Augenmerk auf die Optimierung des Gesamtsystems richten?

Hohmeyer: Das ist überfällig. Wenn man sich für die Richtung klimafreundliche, regenerative Energieerzeugung entscheidet, muss man sich genau überlegen, welches die robusten Pfade sind, die zum Ziel führen. Im Szenario für 2032 werden die kapitalintensiven konventionellen Kraftwerke deutlich weniger Betriebsstunden haben als heute und sich über den Markt nicht mehr finanzieren können. Da stellen sich Fragen wie: Braucht es kleinere und dadurch flexiblere thermische Einheiten? Wann wird es günstiger,

die konventionellen Kapazitäten langsam durch Speicher zu ersetzen, und wie sehen die Übergänge im System aus? Doch Speicher beispielsweise sind im Netzentwicklungsplan systematisch nicht mitgedacht.

„et“: Weil die Pläne der Bundesregierung noch aus der Zeit der Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken stammen?

Hohmeyer: Ja, und wie man am Beispiel der EEG-Umlage oder von Power-to-Gas sieht, kann sich Politik begeistern, wenn eine Lobby für eine Sache oder eine bestimmte Technologie heftig genug agiert. Anstatt schnell und sehr viel Geld in Hardware zu stecken, bei deren Einweihung dann Bändchen durchschnitten werden dürfen, sollte man bei Energiespeichern mehr ins Denken investieren.

„et“: Herr Prof. Hohmeyer, vielen Dank für das Interview.

Die Fragen stellte André Behr, Wissenschaftsjournalist, Zürich, im Auftrag der „et“

5. Branchentag Windenergie NRW

Vier Themenbereiche in drei Parallelveranstaltungen stehen im Mittelpunkt des 5. Branchentags Windenergie NRW, der am 18. und 19.6.2013 unter der Schirmherrschaft des nordrhein-westfälischen Umweltministers Johannes Remmel in Köln stattfindet. Erwartet werden wieder bis zu 400 Besucher und Besucherinnen.

„Operations und Maintenance“, „Logistik und Supply Chain Management“, „Kommunen und Windenergie“ sowie Themenfelder der Aus- und Weiterbildung in der Windindustrie und damit verbundene energiepolitische Fragestellungen prägen in diesem Jahr einen der wichtigsten regionalen Windbranchentreffs mit bundesweiter Ausstrahlung.

Dabei steht erstens die Frage im Mittelpunkt, wie die Verfügungs-, Ertrags- und damit die Investitionssicherheit über eine zukunftsorientierte Instandhaltung gesichert werden kann, und zweitens, wie die logistischen Prozesse von der Entwicklung der Anlage bis zum Rückbau, onshore oder offshore, kostengünstig zu gestalten sind, um die sensible Frage der Finanzierung von insbesondere Offshore-Projekten zufriedenstellend beantworten zu können.

Weitere Informationen:
www.nrw-windenergie.com

Braunkohle in einem schwierigen Umfeld?

Hubertus Bardt

Der Plan einer Umgestaltung der Erzeugungsstrukturen im Zuge der Energiewende ist eine Herausforderung für alle bisher zu großen Anteilen genutzten etablierten Energieträger. Da die Kernkraft als bisher wesentlicher Grundlastproduzent von Strom gänzlich aus dem Markt verbannt wird, ergeben sich damit für die Erzeugung von Strom aus Braunkohle in den kommenden Jahren neue Marktchancen. Längerfristig schrumpfen jedoch die Marktpotenziale für Strom aus fossilen Quellen in Deutschland, da der marktgesteuerte Anteil durch die finanzielle Förderung und bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen kleiner wird. In diesem zurückgehenden Segment konkurriert die Braunkohle mit Steinkohle, Erdgas und Stromimporten. Damit die Braunkohle in diesem Umfeld bestehen kann, wird die Möglichkeit, schnell und günstig Backup-Angebote für die schwankenden erneuerbaren Energien zur Verfügung zu stellen, von besonderer Bedeutung sein.

Die Marktbedingungen in der Stromerzeugung haben sich für den Energieträger Braunkohle mit dem Prozess der Energiewende deutlich verändert [1]. Die wesentlichen Herausforderungen stellen sich dabei wie folgt dar:

■ **Wachstum erneuerbarer Energien:** Der Anteil der erneuerbaren Energien wird politisch unterstützt in den nächsten Jahren deutlich wachsen. Damit verkleinert sich das Marktpotenzial für fossile Stromerzeugung wie die aus Braunkohle. Gleichzeitig kann die Braunkohle als Backup für erneuerbare Energien eine wesentliche Rolle spielen.

■ **Grundlast:** Der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien sorgt für stärkere Schwankungen der verbleibenden Stromnachfrage. Der Anteil der klassischen Grundlast, die praktisch rund um die Uhr von nuklearen oder fossilen Kraftwerken bereitgestellt wird, wird immer weiter zurückgehen. Dennoch wird auch in Zukunft ein bestimmter Anteil an flexibel steuerbaren Kraftwerken am Netz sein müssen, um Frequenzschwankungen als Folge der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien auszugleichen. Daraus ergeben sich neue Flexibilitätsanforderungen an die verbleibenden Kraftwerke. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist daher zu klären, ob und wie ein Kraftwerk bei verminderter Zahl der jährlichen Betriebsstunden wirtschaftlich betrieben werden kann.

■ **Stromverbrauch:** Soweit die Stromnachfrage tatsächlich sinkt, verkleinert sich die potenzielle Absatzmenge weiter. Ob es tatsächlich zu einem schnellen und deutlichen Rückgang des Stromverbrauchs kommt, muss angesichts der Verbrauchssteigerungen der letzten Jahre bezweifelt werden.

Zudem werden verschiedene Energiespar-technologien in den Bereichen Wärme und Verkehr (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) eine zusätzliche Stromnachfrage mit sich bringen.

■ **Kosten:** Die Braunkohle sieht sich bei der gesamten Energieversorgung deutlich veränderten Kostenrelationen ausgesetzt. Zum einen sind die überwiegend importierten Primärenergieträger Gas und Steinkohle, die zur Gewinnung von Strom in thermischen Kraftwerken eingesetzt werden, deutlich teurer geworden. Damit verbessert sich die relative Kostenposition der Braunkohle. Zum anderen ist der Emissionshandel als neuer Kostenblock hinzugekommen. Gerade der Emissionshandel stellt eine deutliche Belastung der Braunkohle im Wettbewerb zu anderen fossilen Kraftwerken dar, der durch weniger stark steigende Brennstoffpreise ausgeglichen werden kann.

■ **Akzeptanz:** Aufgrund der CO₂-Emission und den mit der Gewinnung verbundenen Eingriffen wird die Braunkohle insbesondere aus Umweltsicht kritisiert, auch wenn die europäische Gesamtmenge der Emissionen im europäischen Emissionshandel festgelegt ist und damit unabhängig von den Emissionen eines Energieträgers eingehalten wird. Fragen der Akzeptanz werden insbesondere beim Bau von Kraftwerken oder der Genehmigung des Abbaus von Kohlevorräten virulent.

Diesen Herausforderungen müssen Betreiber von Braunkohlekraftwerken begegnen, um einen wirtschaftlichen Betrieb in den sich verändernden marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erfolgreich gewährleisten zu können. Aufgrund der höheren Baukosten eines Kohlekraftwerks und der höheren Brennstoffkosten eines

Gaskraftwerks werden typischerweise Kohlekraftwerke dann eingesetzt, wenn eine hohe Auslastung zu erwarten ist, während Erdgas für seltener auftretende Spitzen verwendet wird. In Zukunft müssen alle fossilen Kraftwerke, die eine Rolle als komplementäre Stromquelle zu erneuerbaren Energien spielen sollen, flexibel steuerbar sein. Moderne Kohle- und Gaskraftwerke können mit ausreichender Geschwindigkeit ihre Leistung erhöhen oder verringern, um sich der verbleibenden Nachfrage, die nicht durch Strom aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird, anzupassen. Durch Investitionen in Retrofitmaßnahmen kann auch die Flexibilität von älteren bestehenden Anlagen verbessert werden. So kann ein modernes Braunkohlekraftwerk seine Leistung innerhalb einer Minute um 30 MW erhöhen bzw. verringern und ist damit nahezu so flexibel wie Gas- und Dampf-Kraftwerke, die auf Erdgasbasis arbeiten. Damit kann das Stromangebot weitgehend entsprechend der sich absehbar verändernden Bedarfe abzüglich der durch erneuerbare Energien bereitgestellten Mengen angepasst werden.

Hat die Braunkohle Chancen?

Die Chancen der Braunkohle am Strommarkt werden von verschiedenen Beobachtern und Marktteilnehmern sehr unterschiedlich eingeschätzt. Auch die wissenschaftlichen Untersuchungen zeichnen ein auf den ersten Blick sehr unterschiedliches Bild. So gehen Kober u. a. [2] von einer stabilen Nutzung der Braunkohle bis mindestens zum Jahr 2030 aus. Gerbaulet u. a. [3] konstatieren hingegen eine mangelnde Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken und schließen daraus auf eine deutlich abnehmende Nutzung über die nächsten Jahre.

Dabei unterscheiden sich die Erklärungsansätze grundlegend. Kober u. a. bauen auf den niedrigeren variablen Kosten der Braunkohle auf und schließen aus dem Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Energieträgern auf die tatsächliche Nutzung der Kohle. Dabei wird von einer hohen und sogar steigenden Stundenzahl ausgegangen, in denen die Kraftwerke tatsächlich genutzt werden. In einem europäischen Strommarkt, in dem sich die eingesetzten Kraftwerke anhand der europäischen Preise ermitteln, dürfte ein Braunkohlekraftwerk mit niedrigen variablen Kosten in der Tat häufig eingesetzt werden. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass ein großer Teil der Braunkohlekraftwerke sich auch im Jahr 2030 aus bestehenden oder modernisierten Kraftwerken zusammensetzt und Neubaumaßnahmen nur einen kleinen Teil ausmachen. Das verringert die Investitionsnotwendigkeiten und erhöht die Chance einer Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Im Gegensatz dazu basieren Gerbaulet u. a. ihre Argumentation auf Investitionsrechnungen für (fiktive) Braunkohlekraftwerke. Sie kommen zu dem Schluss, dass der Bau eines neuen Kohlekraftwerks aus heutiger Sicht nicht rentabel ist. Dies gilt allerdings vor dem Hintergrund der absehbar niedrigen Strompreise an den Spotmärkten auch für Steinkohlen- und Erdgasanlagen. Damit wird die Zukunft der Braunkohlenutzung sehr viel pessimistischer gesehen. Deutlich negativer wird dementsprechend auch die Zahl der Betriebsstunden eingeschätzt. Sie liegt 2032 bei gut 4 900 Stunden, ausgehend von 7 500 Stunden am aktuellen Rand.

Damit wird jedoch eine Annahme getroffen, die derartige Kraftwerke per se unwirtschaftlich macht. Geht man von 6 800 Stunden und einem nicht zu hohen Zertifikatspreis von 31 € aus, können Braunkohlekraftwerke auch weiterhin Geld verdienen. Andere Annahmen wie Kohlepreise, Zinsrelationen oder Strompreise haben ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung und müsse in entsprechenden Kalkulationen und Sensitivitätsanalysen angemessen angesetzt werden. Dies gilt insbesondere auch für die Investitionskosten, die beim Retrofit niedriger anzusetzen sind als beim Neubau.

Auch wenn sich der Neubau eines Kohle- oder auch Gaskraftwerks unter den heutigen Rahmen- und Marktbedingungen nicht rechnet, hängt der Erfolg für die Zukunft von unterschiedlichen Entwicklungen ab. Welche der relevanten Größen sich wie entwickelt, ist ex ante nicht sicher absehbar. Hierin liegt eine schwierige, aber letztlich unternehmerische Entscheidung. Um diese fällen zu können ist zwar keine Sicherheit über Marktpreisentwicklungen nötig oder möglich, wohl aber eine Orientierung hinsichtlich der politisch gesetzten Rahmenbedingungen.

Energiemix muss sich am Markt finden

Eine grundsätzliche Frage ist die, welche Rolle der Staat bei der Gestaltung des Energiemixes spielen und wie weit sein Einfluss reichen sollte. Im Kern ist dabei die Frage zu diskutieren, ob bei der Auswahl der Primärenergieträger für die Stromerzeugung eine Markt- oder eine Staatssteuerung vorzuziehen ist. Die öffentliche Hand definiert Ziele der Energiepolitik. Welcher Mix aus Energieträgern die Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit am besten erfüllen kann, lässt sich zentral nicht festlegen, obwohl es immer wieder Ansätze einer weitgehenden direkten oder indirekten Steuerung gibt. Auch das Energiekonzept der Bundesregierung macht hier zahlreiche Vorgaben.

Bezüglich der Technologieauswahl sollte eine weitgehende staatliche Neutralität herrschen. Dies gilt insbesondere für die nicht nach dem EEG geförderten konventionellen Anlagen. Mit welchen Primärenergieträgern die Ziele erreicht werden können, sollte das Ergebnis von Marktprozessen sein. Dies kann nur durch einen marktmäßigen Prozess aus Versuch und Irrtum herausgefunden werden. Die staatliche Aufgabe besteht in erster Linie in der Setzung eines konsistenten Ordnungsrahmens, der auch die Berücksichtigung umweltrelevanter Ziele sicherstellt.

Der entscheidende Hebel, um Treibhausgas bei der Auswahl von Primärenergieträgern zur Stromerzeugung zu berücksichtigen, ist der europäische Emissionshandel. Er sichert durch die Festlegung einer klaren

Obergrenze für Emissionen das Erreichen der Klimaziele. Der Preismechanismus sorgt dafür, dass die günstigsten Möglichkeiten zur Reduktion von Treibhausgasen genutzt werden, da es sich dann für alle anderen eher rechnet, Emissionsrechte zu kaufen. Der Emissionshandel kann einen möglichst wirtschaftlichen Klimaschutz sicherstellen. Weitere politisch motivierte Einschränkungen für Emissionsquellen führen zu einer aktuell geringeren Effizienz. Damit werden wirtschaftliche Kosten erzeugt, ohne dass heute eine positive Wirkung für das Klima erzielt werden kann. Die Emissionen der einzelnen Anlage werden für den Klimaschutz im Emissionshandel irrelevant, da zusätzliche Emissionen an der einen Stelle durch zusätzliche Einsparungen an anderer Stelle ausgeglichen werden.

Auch höhere Emissionen aus Braunkohlekraftwerken sind mit dem Klimaschutz vereinbar, solange sie unter den Bedingungen des Emissionshandels wirtschaftlich betrieben werden können. Dies ist letztlich abhängig vom Preis der Emissionsrechte und damit von der Obergrenze der gesamten Emissionen. Welche Technologie wann eingesetzt wird, richtet sich letztlich nach den jeweiligen Kostenstrukturen und sollte am Markt ermittelt werden. Die für das nächste Jahrzehnt absehbaren Rahmenbedingungen und Marktgegebenheiten bieten auch weiterhin Marktchancen für die Stromerzeugung aus Braunkohle.

Anmerkungen

- [1] Bardt, H.: Die Bedeutung der Braunkohle in Deutschland. In: IW-Trends 1/2012, S. 3-17.
- [2] Kober, T.; Fahl, U.; Blesl, M.; Voß, A.: Energiewirtschaftliche Bedeutung der Braunkohlenutzung in Deutschland: Szenarioanalysen bis zum Jahr 2030 mit Ausblick auf die kommenden Jahrzehnte. IER: Stuttgart 2012.
- [3] Gerbaulet, C.; Egerer, J.; Oei, P.-Y.; Paeper, J.; Hirschhausen, C. v.: Die Zukunft der Braunkohle in Deutschland im Rahmen der Energiewende. DIW Politikberatung kompakt 69: Berlin 2012.

*Dr. H. Bardt, Stellv. Leiter Wissenschaftsbereich Wirtschaftspolitik und Sozialpolitik/
Leiter Kompetenzfeld Umwelt, Energie, Ressourcen, Institut der deutschen Wirtschaft,
Köln
bardt@iwkoeln.de*

Zwei Jahre nach Fukushima – Strukturwandel des deutschen Stromsektors

Die Reaktorkatastrophe in Fukushima 2011 war Auslöser für den Beschluss, die Kernenergienutzung in Deutschland bis zum Jahr 2022 stufenweise zu beenden. Der entfallende Beitrag der Kernenergie zur Elektrizitätsversorgung soll vorrangig durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Zwei Jahre danach sind es im Wesentlichen drei Entwicklungen, die den Strukturwandel der Stromversorgung in Deutschland kennzeichnen: der Abbau der Kernkraftwerkskapazitäten, der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Anstieg der Öl- und Gaspreise.

Im Zeitraum 2010 bis 2012 ging die Stromerzeugung aus Kernenergie um etwa 41 Terawattstunden (TWh) zurück. Der Zuwachs regenerativer Erzeugung lag bei 33 TWh (siehe Tabelle) [1]. Unter den steuerbaren Erzeugungsalternativen kam es zu einem Rückgang der Auslastung von Gaskraftwerken. Die Stromerzeugung auf Basis von Erdgas reduzierte sich um 17 TWh. Die Kohlenverstromung dagegen nahm um insgesamt 14 TWh zu.

Der Zuwachs bei der Braunkohle- und die stabile Situation bei der Steinkohleverstromung lassen sich durch die Energiepreisentwicklung erklären. Im Verlauf des Jahres 2012 waren historisch hohe Öl- und Gaspreise zu verzeichnen. Der deutsche Grenzübergangspreis für Erdgas wird im Jahresdurchschnitt 2012 voraussichtlich bei 260 €/t SKE liegen (2011 lag er bei 230 €/t SKE). Damit hat sich bei leicht sinkenden Importkohlenpreisen – Jahresdurchschnitt 2012: 95 €/t SKE; 2011: 107 €/t SKE – der Preisabstand zwischen Gas und Kohle deutlich erhöht.

Der Marktlogik folgend geht die Stromerzeugung in Gaskraftwerken in Deutschland und anderen Ländern Westeuropas zurück. Der Einsatz von Kohle ist dagegen stabil bis steigend. An dieser Tendenz wird sich erst dann etwas ändern, wenn die Gaspreise erheblich fallen oder die CO₂-Preise sehr deutlich ansteigen.

Es gibt Stimmen, die über eine Verknappung der CO₂-Zertifikate den Marktzugang von Gas im Stromsektor über das stromwirtschaftlich Notwendige hinaus steigern wollen. Erforderlich wären dann jedoch drastische Eingriffe mit dem Ziel, die CO₂-Preise auf eine Größenordnung von 40 bis 60 €/t CO₂ anzuheben. Dies hätte zur Folge, dass die Großhandelspreise für Strom sich annähernd verdoppeln würden. Alle Verbraucher, insbesondere die dem Emissionshandel unterliegenden energie- und stromintensiven Industriesektoren, würden außerordentlich belastet.

Der Anteil regenerativer Stromerzeugung lag im Jahr 2012 bei 22 %. Das Ziel der Bundesregierung, den Anteil der erneuerbaren

Energien bis 2022 auf über 35 % des Bruttostromverbrauchs auszubauen, entspricht etwa jenen 99 TWh, die durch den Kernenergieausstieg entfallen. Demzufolge wird der Wandel im Strommix bis dahin vor allem durch die Substitution der Kernenergie durch Erneuerbare geprägt sein.

Mit Blick auf die energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit besteht die Herausforderung darin, das Strommarktdesign so auszugestalten, dass erneuerbare Energien wirtschaftlich werden und die Verfügbarkeit sowie Wirtschaftlichkeit konventioneller Erzeugung erhalten bleibt.

Anmerkung

[1] Siehe auch Tabelle zur „Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern“ (AGEB); abrufbar unter: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=1>

„et“-Redaktion

Tab.: Vergleich Netto- und Bruttostromerzeugung in den Jahren 2010 und 2012

| Energieträger | Installierte Nettoleistung (IGW) | | | Bruttostromerzeugung ³ (TWh) | | | Anteil Bruttostromerzeugung ³ (%) | |
|--------------------|----------------------------------|-------------------|--------|---|-------|--------|--|------|
| | 2010 ¹ | 2012 ² | Saldo | 2010 | 2012 | Saldo | 2010 | 2012 |
| Kernenergie | 20,3 | 12,1 | - 8,2 | 140,6 | 99,5 | - 41,1 | 16,1 | |
| Braunkohle | 20,2 | 21,5 | + 1,3 | 145,9 | 159 | 13,1 | 25,7 | |
| Steinkohle | 25,0 | 26,7 | + 1,7 | 117,0 | 118 | + 1,0 | 19,1 | |
| Erdgas | 24,0 | 25,6 | + 1,6 | 86,8 | 70,0 | -16,8 | 11,3 | |
| Erneuerbare | 56,3 | 75,4 | + 19,1 | 103,3 | 136,2 | + 32,9 | 22,1 | |
| <i>davon Wind</i> | 27,2 | 31,3 | +4,1 | 37,8 | 46,0 | + 8,2 | | |
| <i>davon PV</i> | 18,0 | 32,4 | + 14,4 | 11,7 | 28,0 | + 16,3 | | |

¹ Quelle: Netzentwicklungsplan Strom 2012

² Netto-Engpassleistung; Quelle: BDEW

³ Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen