



Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor sinkt stetig

5. Juni 2019

Autoren

Eric Heymann
+49(69)910-31730
eric.heyman@db.com

Josef Auer
+49(69)910-31878
josef.auer@db.com

www.dbresearch.de

Deutsche Bank Research Management
Stefan Schneider

Die Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor ist in den letzten Jahren stetig gesunken und lag 2017 nur noch bei 34%. Hierfür ist vor allem der Ausbau der erneuerbaren Energien maßgeblich. Gerade Windkraft und Fotovoltaik haben wegen ihrer Wetterabhängigkeit systembedingt eine sehr geringe Auslastung. Gleichzeitig verdrängen sie durch ihre extrem niedrigen Grenzkosten und den Einspeisevorrang (temporär) die Stromproduktion durch andere Energieträger, weshalb auch dort die Auslastung gesunken ist. Die Politik präferiert für die kommenden Jahre Gas als Übergangsenergie für die Kompensation von Kernenergie- und Kohleausstieg. Für die Betreiber bzw. aus Investorensicht existieren gleichwohl Risiken.

Kapazitätsauslastung im dt. Stromsektor sinkt

Verhältnis Volllaststunden* zu Jahresstunden im dt. Stromsektor, %



* Verhältnis der Bruttostromerzeugung eines Jahres im Verhältnis zur installierten Leistung am Jahresende

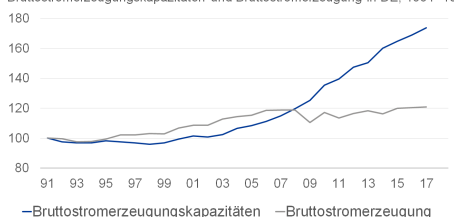
Quellen: BMWi, Deutsche Bank Research

Die Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor, gemessen am Verhältnis der Volllaststunden zur gesamten Jahresstundenzahl, ist in den letzten Jahren stetig gesunken. Im Durchschnitt der Jahre 1991 bis 1999 – also vor Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) – lag sie bei gut 50% und stieg in diesem Zeitraum tendenziell an. Ihren Höhepunkt erreichte die Kapazitätsauslastung 2003 mit einem Wert von 53,9%. Seither hat sie um rd. 20%-Punkte auf 34% im Jahr 2017 nachgegeben.

Der wesentliche Grund für die sinkende Kapazitätsauslastung ist der massive Zubau bei den Stromerzeugungskapazitäten. In Summe expandierte die installierte Leistung zwischen 2003 und 2017 um rd. 70% und lag Ende 2017 bei 219 Gigawatt (GW). Damit übersteigt die installierte Leistung in Deutschland die Spitzenlast (gut 80 GW) bereits um etwa 170%. Die Bruttostromerzeugung nahm im gleichen Zeitraum dagegen lediglich um etwa 7% zu.

Stromerzeugungskapazitäten wachsen rasant

Bruttostromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung in DE, 1991=100



Quellen: BMWi, Deutsche Bank Research

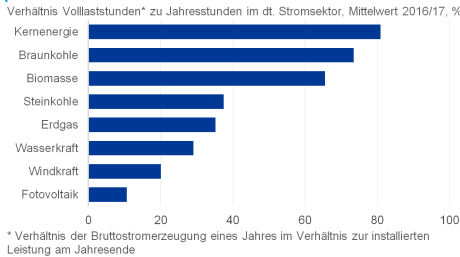
Den größten Zuwachs der Stromerzeugungskapazitäten verzeichneten wenig überraschend die erneuerbaren Energien. Bei der Windkraft stieg die installierte Leistung von 2003 bis Ende 2017 um mehr als 280%, bei Biomassekraftwerken sogar um 460%. Die Stromerzeugungskapazitäten im Bereich der Fotovoltaik haben sich in diesem Zeitraum sogar fast ver Hundertfacht.

Bei den konventionellen Kraftwerken legte die installierte Leistung von Gaskraftwerken um mehr als 40% zu. Bei der Kernenergie halbierte sie sich dagegen. 2011 wurden nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima die ersten Kernkraftwerke vorzeitig vom Netz genommen. Die Stromerzeugungskapazitäten im Bereich der Braunkohle sowie der Steinkohle erwiesen sich zwischen 2003 und 2017 als relativ stabil.



Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor sinkt stetig

Deutliche Unterschiede bei Kapazitätsauslastung



Quellen: BMWi, Deutsche Bank Research

Zwei Effekte drücken auf Kapazitätsauslastung

Die sinkende Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor lässt sich durch zwei Faktoren erklären. Zum einen haben Windkraft und Fotovoltaik durch ihre Wetterabhängigkeit systembedingt eine sehr geringe Auslastung. Die Windkraft kommt auf gut 20% Auslastung, die Fotovoltaik erreicht sogar nur 11%. Der Beitrag der Fotovoltaik ist z.B. in den Wintermonaten, also in der „dunklen Jahreszeit“, verschwindend gering. Steigt der Anteil dieser Energieträger am Strommix, sinkt die durchschnittliche Kapazitätsauslastung zwangsläufig.

Zum anderen weisen die „neuen“ erneuerbaren Energien (Windkraft und Fotovoltaik) extrem niedrige Grenzkosten auf, weshalb sie nach ihrer Installation konkurrenzlos günstig Strom produzieren können. Diese niedrigen Grenzkosten, gepaart mit dem durch das EEG garantierten Einspeisevorrang, führen dazu, dass die Stromproduktion durch andere Energieträger (temporär) verdrängt wird. Davon waren in den letzten Jahren vor allem Steinkohle- und Gaskraftwerke betroffen, die relativ hohe Grenzkosten aufweisen. Hier sank in den letzten Jahren die Kapazitätsauslastung tendenziell durch die Konkurrenz zu den Erneuerbaren (Merit-Order-Effekt).

Gegenüber den neuen Erneuerbaren sticht Biomasse dank ihrer relativ hohen Kapazitätsauslastung positiv hervor. Dabei ist Biomasse grundsätzlich auch für andere energetische Erfordernisse wie Wärmeerzeugung oder Mobilität nutzbar. Allerdings lässt sich die energetische Nutzung – auch global – nicht beliebig ausweiten. Immerhin steht sie teilweise in Konkurrenz zur Erzeugung von Nahrungsmitteln.

Letztlich verursacht die sinkende Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor volks- und betriebswirtschaftliche Kosten. Überkapazitäten kosten nun mal Geld. Bei den konventionellen Kraftwerksbetreibern fallen zudem Kosten für die höhere Regelungsintensität an. Sie resultiert daraus, dass die Kraftwerke in Abhängigkeit von der Höhe des jeweils eingespeisten Stroms aus Erneuerbaren häufiger hoch- und runtergefahren werden müssen.

Änderungen im Strommix bringen viele Herausforderungen

Unabhängig von der sinkenden Kapazitätsauslastung bringt der von der deutschen Bundesregierung beabsichtigte Umbau der heimischen Stromerzeugung in den beiden kommenden Dekaden viele Herausforderungen mit sich. Der bis Ende 2022 geplante Ausstieg aus der Kernenergieerzeugung und der bis 2038 vereinbarte Kohleausstieg erfordern einen signifikanten Ersatz von Kapazitäten. Einfach nur mit höheren Stromimporten zu planen, wäre – abgesehen von Transporterfordernissen – eine sehr riskante Lösung. Denn Deutschland ist beim Kohleausstieg in Europa keineswegs alleine; bis spätestens 2030 planen nämlich auch benachbarte Länder wie Dänemark, die Niederlande und Österreich sowie Irland, Italien, das Vereinigte Königreich, Finnland und Portugal den Ausstieg.

Hinzu kommt, dass Elektrizität künftig immer mehr auch für ehrgeizige neue und wachsende Einsatzfelder bereitgestellt werden muss. So ist ein größerer Strombedarf infolge des Umbaus der Mobilität hin zu mehr Elektroautos pro-



Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor sinkt stetig

grammiert. Auch die Transformation von (Öko-)Strom in Wärme (Power-to-Heat) dürfte zulegen. Das Tempo wird – wie so oft im Energiemarkt – von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen (z.B. Preis für CO₂, etwaige Subventionen oder ordnungspolitische Vorgaben).

Erdgas als Übergangsenergie aus Investorensicht nicht risikolos

Der von der Bundesregierung bis 2030 angestrebte Anteil erneuerbarer Energie in Höhe von 65% ist ehrgeizig. Für die von der Politik bevorzugten Windenergie und Fotovoltaik sind bereits heute Grenzen/Konflikte erkennbar. Die Akzeptanzprobleme für den Windkraftausbau an Land sind mancherorts schon heute unübersehbar. Ferner wird der weitere Zubau bestehende Kraftwerkskapazitäten verdrängen und deren Rentabilität schmälern, die gleichwohl für Zeiten der sogenannten „Dunkelflaute“ benötigt werden. Beides bringt weitere Herausforderungen mit sich:

- Braunkohle und Kernenergie sind dank relativ niedriger Grenzkosten heute noch die Hauptlieferanten für die Grundlast im Stromsektor; sie weisen daher auch die höchsten Kapazitätsauslastungen auf. Beider Wegfall macht Ersatz nötig. Neue Erneuerbare sind dafür bis dato für die Grundlast unzureichend geeignet.
- Die Politik präferiert für die kommenden Jahre Gas als Übergangsenergie für die Kompensation von Kernenergie- und Kohleausstieg. Für die Betreiber bzw. aus Investorensicht existieren gleichwohl Risiken: Einerseits dürfte die Kapazitätsauslastung von Gaskraftwerken und damit deren Rentabilität wieder steigen, wenn Kapazitäten bei der Kernenergie und bei Kohlekraftwerken stillgelegt werden. Andererseits wird ein weiterer Zubau bei den Erneuerbaren stets zulasten der Auslastung bei Gaskraftwerken gehen. Es ist fraglich, ob diese sinkende Auslastung durch höhere (temporäre) Strompreise kompensiert werden kann oder ob die Betreiber staatliche Zuschüsse für das Bereitstellen von gesicherten Kapazitäten erhalten werden. Ein etwaiger Gas-Boom in der kommenden Dekade könnte zudem einen Dämpfer erfahren, wenn die Preise für CO₂ stark steigen sollten. Trotzdem wären hier Gaskraftwerke wegen ihrer geringeren CO₂-Intensität gegenüber Kohlekraftwerken begünstigt, solange diese noch am Netz sind.

Künftig ist überall weiterer Fortschritt nötig: Offshore-Wind ist noch relativ jung und weist deutlich höhere Auslastungsgrade auf als Windkraft an Land; der technische Fortschritt dürfte weitere Neubauten rentabel machen. Onshore-Wind-Kleinanlagen könnten künftig für Privathaushalte/-anlagen nützliche Alternativen werden. Die PV-Auslastungsgrade dürften – schon sonnenzeitbedingt – dagegen weniger steigen. Doch es wird an immer neuen Materialien/Technologien und Stromspeichern für private Haushalte geforscht, die Fortschritt bringen könnten. Solche Lösungen für private Haushalte sind – gemessen am gesamten Vorhaben der Energiewende – allerdings nur von geringer Bedeutung. So entfallen auf den Stromverbrauch der privaten Haushalte lediglich 5% des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland. Künftig sollten neben den Fernstromleitungen auch örtliche Stromnetze besser verzahnt und optimiert werden, um Stromtransporte über weite Strecken zu reduzieren; zum Nulltarif wird je-

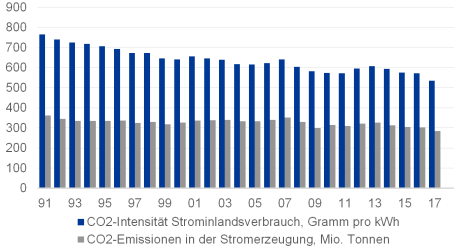


Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor sinkt stetig

doch auch das nicht zu haben sein. Strom einzusparen wird bis dato noch viel zu wenig praktiziert. Stellschrauben gibt es auf allen Nutzungsebenen. Der billigste Strom wird auch künftig der sein, der gar nicht benötigt wird.

CO₂-Intensität im deutschen Stromsektor sinkt

Gramm CO₂ pro Kilowattstunde bzw. Mio. Tonnen CO₂



Quelle: Umweltbundesamt

Insgesamt wird deutlich, dass mit der Energiewende Kosten verbunden sind, die in der öffentlichen Diskussion weitestgehend vernachlässigt werden. Es ist zwar richtig, dass die reinen Stromgestehungskosten und damit der relative Förderbedarf pro Kilowattstunde bei den erneuerbaren Energien in den letzten Jahren gesunken sind; das ist ausdrücklich zu begrüßen. Zudem hat der Ausbau der Erneuerbaren maßgeblich dazu beigetragen, dass sich die CO₂-Intensität des deutschen Strommix in den letzten Jahren verringert hat. Gleichwohl führt ihr Ausbau zu höheren Systemkosten, wofür die sinkende Kapazitätsauslastung im Stromsektor ein Beispiel ist.

Englische Übersetzung vom 6. Juni 2019: "Steady decline in capacity utilisation in the German electricity sector"



Kapazitätsauslastung im deutschen Stromsektor sinkt stetig

© Copyright 2019. Deutsche Bank AG, Deutsche Bank Research, 60262 Frankfurt am Main, Deutschland. Alle Rechte vorbehalten. Bei Zitaten wird um Quellenangabe „Deutsche Bank Research“ gebeten.

Die vorstehenden Angaben stellen keine Anlage-, Rechts- oder Steuerberatung dar. Alle Meinungsäußerungen geben die aktuelle Einschätzung des Verfassers wieder, die nicht notwendigerweise der Meinung der Deutsche Bank AG oder ihrer assoziierten Unternehmen entspricht. Alle Meinungen können ohne vorherige Ankündigung geändert werden. Die Meinungen können von Einschätzungen abweichen, die in anderen von der Deutsche Bank veröffentlichten Dokumenten, einschließlich Research-Veröffentlichungen, vertreten werden. Die vorstehenden Angaben werden nur zu Informationszwecken und ohne vertragliche oder sonstige Verpflichtung zur Verfügung gestellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit oder Angemessenheit der vorstehenden Angaben oder Einschätzungen wird keine Gewähr übernommen.

In Deutschland wird dieser Bericht von Deutsche Bank AG Frankfurt genehmigt und/oder verbreitet, die über eine Erlaubnis zur Erbringung von Bankgeschäften und Finanzdienstleistungen verfügt und unter der Aufsicht der Europäischen Zentralbank (EZB) und der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) steht. Im Vereinigten Königreich wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Filiale London, Mitglied der London Stock Exchange, genehmigt und/oder verbreitet, die von der UK Prudential Regulation Authority (PRA) zugelassen wurde und der eingeschränkten Aufsicht der Financial Conduct Authority (FCA) (unter der Nummer 150018) sowie der PRA unterliegt. In Hongkong wird dieser Bericht durch Deutsche Bank AG, Hong Kong Branch, in Korea durch Deutsche Securities Korea Co. und in Singapur durch Deutsche Bank AG, Singapore Branch, verbreitet. In Japan wird dieser Bericht durch Deutsche Securities Inc. genehmigt und/oder verbreitet. In Australien sollten Privatkunden eine Kopie der betreffenden Produktinformation (Product Disclosure Statement oder PDS) zu jeglichem in diesem Bericht erwähnten Finanzinstrument beziehen und dieses PDS berücksichtigen, bevor sie eine Anlageentscheidung treffen.