



Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien – höhere Netzentgelte wahrscheinlich

15. November 2024

Autor

Eric Heymann
+49 69 910-31730
eric.heymann@db.com

Editor

Robin Winkler

Deutsche Bank AG
Deutsche Bank Research
Frankfurt am Main
Deutschland
E-Mail: marketing.dbr@db.com
Fax: +49 69 910-31877

www.dbresearch.de

DB Research Management
Robin Winkler

Original in engl. Sprache: 13. November

In diesem Bericht (Energy Transition Monitor #6) führen wir aus, dass das Tempo beim Ausbau der erneuerbaren Energie auch 2024 sehr unterschiedlich ist. Während bei der Fotovoltaik weiterhin eine hohe Dynamik zu verzeichnen ist, sind die Fortschritte bei der Windkraft deutlich geringer. Immerhin gibt es deutlich mehr Genehmigungen für neue Windkraftanlagen an Land.

Der Ausbau der Fotovoltaik geht immer häufiger Hand in Hand mit einem Zubau von Batteriespeichern. Während dies bei kleinteiligen PV-Anlagen bereits die Regel ist, ist bei Groß-Batteriespeichern in den kommenden Jahren mit einer besonders hohen Dynamik zu rechnen. Der Ausbau der Batteriespeicher ist zwar ein Teil der Systemkosten der Energiewende. Er kann jedoch an anderer Stelle zu geringeren Systemkosten führen (z.B. Netzsteuerung).

Wir zeigen in diesem Bericht ferner, dass Zubau bei der Ladeinfrastruktur für Elektroautos oder beim Absatz von Wärmepumpen hinter den ambitionierten Zielen der scheidenden Bundesregierung zurückbleibt.

Bezüglich der Wasserstoffwirtschaft wurden zwar einige regulatorische Weichenstellungen vorgenommen. Für Investoren bestehen jedoch weiterhin viele Ungewissheiten. So ist unklar, welche Mengen an Wasserstoff in den kommenden Jahren zur Verfügung stehen werden, wo dieser hergestellt wird und wie hoch die Kosten ausfallen werden.

Die künftige Entwicklung der Netzentgelte bereitet vielen Industrieunternehmen große Sorgen. Pläne der Bundesnetzagentur sehen vor, dass stromintensive Betriebe künftig einen Anreiz erhalten sollen, ihren Stromverbrauch stärker an Schwankungen bei der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien anzupassen. Detailfragen müssen hier noch geklärt werden. Allerdings befürchten die betroffenen Branchen, nach einer Reform weniger stark bei den Netzentgelten entlastet zu werden und höhere Netzentgelte zahlen zu müssen.

In Summe zeigt sich, dass der Einfluss des Staates im Energiemarkt weiterhin sehr groß ist. Nach dem Ende der Ampel-Regierung und den anstehenden Neuwahlen dürften sich die energiepolitischen Prioritäten sowie der eingesetzte Instrumentenmix jedoch verschieben. So dürfte die Union im Falle eines Wahlsieges stärker auf eine CO₂-Bepreisung sowie auf Technologieoffenheit setzen statt auf Ordnungsrecht und technologiespezifische Subventionen.



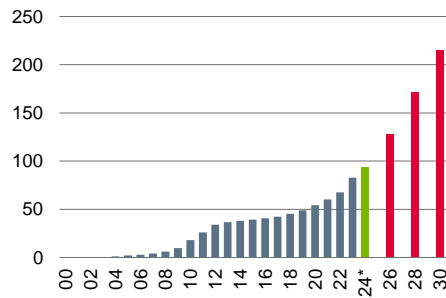
Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien

Fotovoltaik: Ein weiteres Boom-Jahr

Fotovoltaik aktuell recht gut im Zeitplan

1

Installierte Leistung Fotovoltaik und Ausbauziele bis 2030 in Deutschland, GW



* Bis September

Quellen: BMWK, Bundesnetzagentur

Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland schreitet weiter mit unterschiedlichem Tempo voran. Wie schon 2023 erfolgt der Zubau im Bereich der Fotovoltaik mit Abstand am schnellsten. In den ersten neun Monaten von 2024 wurden hier in Summe etwa 11,4 Gigawatt (GW) an neuer Kapazität installiert. Damit könnte das Rekordergebnis von 2023, als etwa 15 GW neu installiert wurden, erneut erreicht werden. Ende 2024 dürfte die installierte Kapazität bei Fotovoltaik bei etwa 98 GW liegen und damit die Spitzenlast in Deutschland (etwa 80 GW) deutlich überschreiten.

Die inzwischen wieder gesunkenen Strompreise für Endkunden sowie die höheren Zinsen haben sich zwar dämpfend auf die Nachfrage nach PV-Anlagen ausgewirkt, gerade bei privaten Haushalten. Dies wurde jedoch durch den anhaltenden Preisverfall bei PV-Modulen kompensiert. In den letzten zwölf Monaten hat sich der PV-Preisindex gemäß der Online-Plattform pxchange fast halbiert. Hier machen sich die die gewaltigen Produktionskapazitäten in China sowie die hohen Lagerbestände im Großhandel bemerkbar.

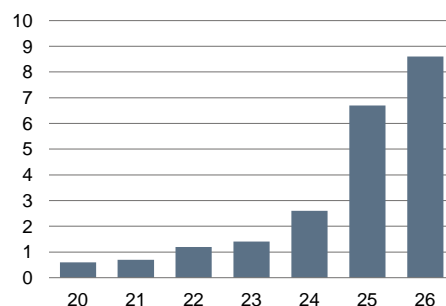
Bis 2030 strebt die scheidende Bundesregierung an, die installierte Kapazität bei Fotovoltaik auf 215 GW zu erhöhen. Dazu müsste der jährliche Zubau durchschnittlich sogar auf mehr als 19 GW steigen. Ein solches Ausbautempo ist sehr ambitioniert, wenngleich nicht utopisch. Aus unserer Sicht könnten vor allem zwei Engpässe das Tempo in den kommenden Jahren dämpfen. Zum einen ist die Verfügbarkeit von Fachkräften für die Installation von PV-Anlagen zu nennen. Zum anderen könnte die unzureichende Leistungsfähigkeit der Stromverteilnetze in einzelnen Gebieten zu einem Hemmschuh werden. Es mehren sich Meldungen, dass Anträge zum Bau von PV-Anlagen nicht genehmigt werden, weil die lokalen Netze an die Belastungsgrenzen stoßen. Hinzu kommt, dass es bei großen PV-Anlagen regional bereits einen Stau bei der Prüfung des Netzanschlusses durch die Netzbetreiber gibt. Dass der Ausbau der Verteilnetze eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung von Solarstrom ist, rückt inzwischen stärker in den Fokus.

Batteriespeicher gewinnen massiv an Bedeutung

Erheblicher Zuwachs bei Groß-Batteriespeichern erwartet

2

Installierte Kapazität bei Groß-Batteriespeichern, GWh



* Ab 2024 Prognose BSW

Quelle: BSW

Mit dem Ausbau der wetterabhängigen erneuerbaren Energien und insbesondere wegen der hohen Dynamik beim Zuwachs der Fotovoltaik mehren sich die Zeiten, in denen die Stromproduktion über der Nachfrage liegt und es zu negativen Strompreisen im Großhandel kommt. Im Jahr 2023 kam es laut Bundesnetzagentur in 301 von 8.760 Stunden zu negativen Strompreisen (Day-ahead-Großhandelsstrompreis). Dies war ein deutlicher Anstieg gegenüber 2022 mit nur 69 Stunden. Der Aufwärtstrend hielt im bisherigen Jahresverlauf von 2024 an, denn bereits im Juli wurde die Marke von 300 Stunden mit negativen Strompreisen überschritten.

Solange keine ausreichenden Speichermöglichkeiten vorhanden sind (oder die Nachfrage kurzfristig auf ein deutlich höheres Stromangebot reagieren kann), werden die Zeiten mit negativen Strompreisen weiter zunehmen. Daher ist es nicht verwunderlich, dass der Absatz von Batteriespeichern in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat. Laut Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) werden bereits 80% der kleineren PV-Anlagen auf Dächern zusammen mit einem Batteriespeicher installiert. So waren Mitte 2024 bereits 1,5 Mio. Heimspeicher installiert, deren Kapazität sich auf 13 Gigawattstunden (GWh) beläuft. Zudem erwartet der BSW, dass die Kapazität bei Groß-Batteriespeichern von 1,4 GWh im Jahr 2023 auf 8,6 GWh bis 2026 stark expandieren wird. Zum Vergleich: Die



Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien

rechnerische Kapazität aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland beläuft sich auf knapp 40 GWh.

Es ist also zu erkennen, dass Batteriespeicher als Puffer für die schwankende Stromproduktion durch Erneuerbare immer relevanter werden. Während kleine Batteriespeicher im Bereich der privaten Haushalte vor allem dazu beitragen, die Nutzung des für den Eigenverbrauch erzeugten Stroms gleichmäßiger über den Tag zu verteilen, rechnen sich Groß-Batteriespeicher vor allem dann, wenn sie bei niedrigen Strompreisen geladen und bei hohen Strompreisen entladen werden können. Vorteilhaft ist, dass die spezifischen Kosten für Stromspeicher (pro Einheit Speicherkapazität) in den letzten rd. 15 Jahren laut Branchenberichten um mehr als 80% gesunken sind. Eine aktuelle [Fraunhofer-Studie](#) beziffert die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen plus Batteriespeicher in Deutschland je nach Standort auf 6 bis knapp 11 Cent pro Kilowattstunde (kWh). Damit sind sie hinsichtlich der Stromgestehungskosten günstiger als neue konventionelle Kraftwerke.

Auch Regulierung begünstigt Investitionen in Batterien

Auch aus regulatorischer Sicht gibt es Gründe, die für höhere Investitionen in Batterien sprechen. Zum einen ist im EEG vorgesehen, dass bei größeren Anlagen die Marktprämie (die erstattete Differenz zwischen Börsenstrompreis und vereinbarter EEG-Vergütung) schneller auf null fällt. In den Jahren 2024 und 2025 ist dies der Fall, wenn der Spotmarktpreis für mindestens drei aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Ab 2026 soll dies ab zwei aufeinanderfolgenden Stunden und ab 2027 bereits ab einer Stunde gelten. Dies ist ein starker Anreiz, überschüssigen Strom in Batterien zu speichern. Aktuell sorgen die großen Differenzen zwischen Marktpreisen und vereinbarter EEG-Vergütung dafür, dass die EEG-Zahlungen aus dem Haushalt an die Anlagenbetreiber höher ausfallen als geplant.

Zudem ist es nicht unwahrscheinlich, dass es den Netzbetreibern künftig ermöglicht wird, die Stromeinspeisung von neuen (größeren) PV-Anlagen ins Netz temporär zu unterbrechen, wenn die Stromproduktion die Nachfrage deutlich übersteigt. Der Präsident der Bundesnetzagentur, Klaus Müller, hatte in einem Interview im Spätsommer 2024 ausgeführt: „Es führt kein Weg daran vorbei, neue PV-Anlagen steuerbar zu machen. Sie müssen auf den Markt reagieren, also die Einspeisung stoppen, wenn niemand für den Strom bezahlen will. Zudem müssen die Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, bei kritischen Netzsituationen Solaranlagen zu steuern, um die Netze stabil zu halten.“ Eine solche Regelung wäre ein Anreiz, in Stromspeicher zu investieren.

Speicherausbau kann Anstieg der Systemkosten dämpfen

Während die Grenzkosten von wetterabhängigen erneuerbaren Energien bei null liegen und die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren in den letzten Jahren recht stetig gesunken sind, führt eine Energieversorgung, die in zunehmendem Maße auf wetterabhängigen Erneuerbaren basiert, zu steigenden Systemkosten, die die volkswirtschaftlich relevante Größe darstellen ([siehe unseren Bericht von 2023](#)). Sie entstehen z.B. durch das Bereithalten von Back-up-Kraftwerken, durch die sinkende Kapazitätsauslastung des konventionellen Kraftwerkparks, mehr Maßnahmen im Bereich Netzengpassmanagement, aber auch durch die Notwendigkeit zum Bau von Stromspeichern oder Power-to-X-Technologien.

Der Ausbau der Batteriespeicher ist also ein Teil der Systemkosten, der allerdings zu geringeren Systemkosten an anderer Stelle führen kann (z.B. Netzsteuerung). Volkswirtschaftlich ist vorteilhaft, dass mit Speichern die volatile



Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien

Stromerzeugung durch Erneuerbare besser an die Nachfrage angepasst werden kann. In Summe dürfte der Speicherausbau den Anstieg der Systemkosten der Energiewende dämpfen. Gleichwohl ist zu berücksichtigen, dass die Speicherkapazität um Faktoren ausgebaut werden müsste, wenn man die Stromversorgung in Deutschland für längere Phasen von Dunkelflauten allein mit Stromspeichern sicherstellen wollte. Folgende Zahl verdeutlicht das: Die zuvor erwähnte rechnerische Kapazität aller Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland von knapp 40 GWh entspricht weniger als 0,01% des Bruttostromverbrauchs des Jahres 2023.

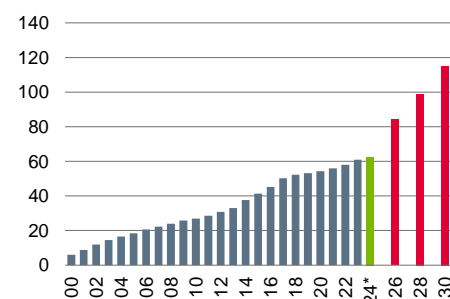
Windenergie: Wenig Zubau, viele Genehmigungen

Die Dynamik beim Zubau von Windenergie fällt im bisherigen Jahresverlauf deutlich geringer aus als bei der Fotovoltaik, wie schon 2023. In den ersten neun Monaten von 2024 lag der Netto-Zubau bei Windenergie an Land nur bei gut 1,5 GW. Im gesamten Jahr 2023 waren es etwas mehr als 3 GW. Dieses Ergebnis dürfte im Rest von 2024 wohl nicht mehr erreicht werden. Ende 2024 könnte die installierte Kapazität bei Windkraft an Land bei etwa 63 GW liegen. Bis 2030 strebt die Bundesregierung eine Kapazität von 115 GW an. Dafür müsste der durchschnittliche Netto-Zubau pro Jahr auf knapp 9 GW steigen, was aus heutiger Sicht unrealistisch erscheint. Erfreulich ist jedoch, dass die Genehmigungen von neuen Windkraftkapazitäten an Land weiter steigen. Sie lagen im Jahr 2023 bei gut 7 GW und in den ersten neun Monaten von 2024 sogar über 10 GW. Es ist also abzusehen, dass die Dynamik beim Zubau in den kommenden Jahren zunehmen wird. Investoren dürften künftig auch Windkraftanlagen vermehrt mit Groß-Batteriespeichern kombinieren.

Bei Windenergie auf See lag der Netto-Zubau im bisherigen Jahresverlauf von 2024 bei gut 0,7 GW. Damit wurde zwar das enttäuschende Ergebnis von 2023 (knapp 0,3 GW Netto-Zubau) bereits übertroffen. Die aktuelle Dynamik reicht aber bei Weitem nicht aus, um das Ziel von 30 GW bis 2030 zu erreichen. Dafür müsste der jährliche Zubau bei deutlich über 3 GW liegen. Selbst bei einem wahrscheinlich höheren Ausbautempo gegen Ende des Jahrzehnts dürfte dieses Ziel kaum zu erreichen sein.

Windkraft an Land: Installierte Leistung soll auf 115 GW bis 2030 steigen

Installierte Leistung Windkraft an Land und Ausbauziele bis 2030 in Deutschland, GW

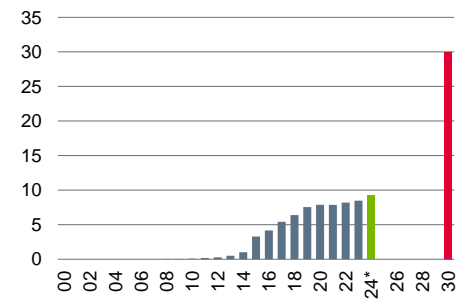


* Bis September

Quellen: BMWK, Bundesnetzagentur

Windkraft auf See: Ausbautempo muss deutlich zulegen

Installierte Leistung Windkraft auf See und Ausbauziel bis 2030 in Deutschland, GW



* Bis September

Quellen: BMWK, Bundesnetzagentur, Bundesverband Windenergie

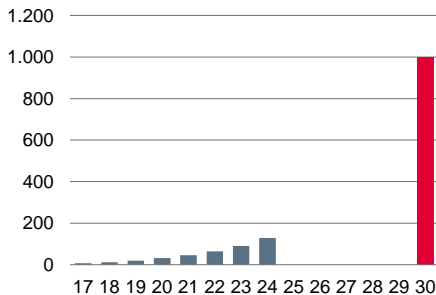


Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien

Deutlich mehr Ladepunkte für E-Mobilität angestrebt

5

Öffentliche Ladepunkte* in Deutschland und Ziel für 2030, '000



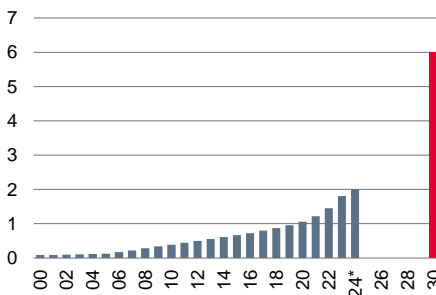
* Jeweils zum Jahresanfang

Quelle: Bundesnetzagentur

Mehr als 650.000 Wärmepumpen pro Jahr notwendig

6

Zahl der Heizungswärmepumpen im Bestand und Ziel bis 2030 in Deutschland, Mio.



* 2024: Prognose

Quellen: Bundesverband Wärmepumpe, BDH

Ausbau der Ladeinfrastruktur verlangsamt sich

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien gibt es auch ein konkretes Ausbauziel für die Zahl der öffentlichen Ladepunkte für Elektroautos. Bis 2030 sollen hiervon 1 Mio. installiert sein. Im bisherigen Jahresverlauf von 2024 hat sich das Ausbautempo gegenüber 2023 jedoch verlangsamt. Während die Zahl der Ladepunkte im Jahr 2023 um knapp 39.000 stieg, waren es im 1. Halbjahr 2024 nur gut 13.000. Zum Jahreswechsel könnte die Zahl der Ladepunkte auf 155.000 gestiegen sein. Die Lücke zum Zielwert ist also enorm. Der langsame Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur dürfte zwar nicht der Hauptgrund für den derzeit schleppenden Absatz von Elektroautos in Deutschland sein. Aber eine verringerte Dynamik ist sicherlich nicht förderlich für die Akzeptanz der Elektromobilität.

Absatz von Wärmepumpen sinkt 2024 nach Rekordjahr

Deutlich rückläufig ist auch der Absatz von Wärmepumpen im deutschen Heizungsmarkt. Nach dem Rekordjahr 2023 mit einem Absatz von 356.000 Geräten dürften 2024 nach Branchenschätzungen maximal 200.000 neue Wärmepumpen verkauft werden. Damit würde der Bestand an Wärmepumpen in privaten Haushalten Ende 2024 bei 2 Mio. liegen. Die Bundesregierung strebt an, die Zahl der Wärmepumpen bis 2030 auf 6 Mio. zu steigern, was bis dahin mehr als 650.000 Einheiten pro Jahr entspräche.

Regulatorische Weichenstellungen bei Wasserstoff, aber Ungewissheiten bleiben bestehen

In den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist zuletzt etwas Bewegung gekommen. So hat die Bundesnetzagentur kürzlich das Wasserstoffkernnetz genehmigt. Es soll aus gut 9.000 Kilometern Wasserstoffleitungen bestehen, die bis 2032 schrittweise in Betrieb genommen werden sollen. Davon sollen etwa 60% aus bestehenden Erdgasleitungen umgerüstet und etwa 40% neu gebaut werden. Die Investitionskosten belaufen sich auf etwa EUR 19 Mrd. Allerdings umfasst das Kernnetz nur einen (kleinen) Teil des gesamten Investitionsbedarfs, denn letztlich müsste Wasserstoff auch dezentral in viele Industriegebiete geleitet werden können.

Im Sommer 2024 hatte die Bundesregierung ihre Importstrategie für Wasserstoff beschlossen. Die Bundesregierung formuliert darin Ziele bzw. Potenziale sowie mögliche Instrumente, um die Nachfrage nach Wasserstoff in Deutschland zu fördern, die Transport- und Importinfrastruktur auszubauen sowie die Wasserstoffproduktion in Partnerländern auf den Weg zu bringen und stetig zu erhöhen. Die Bundesregierung schätzt, dass der Bedarf an Wasserstoff in Deutschland bis 2030 bei 90 bis 130 Terawattstunden (TWh) liegen wird (entspricht grob gerechnet gut einem Fünftel des heutigen Stromverbrauchs in Deutschland). Laut Importstrategie müssen davon etwa 50 bis 70% importiert werden. Unter dem Strich umfasst die Strategie wichtige Stellschrauben für eine internationale Kooperation in der Wasserstoffwirtschaft. Jedoch ist sie zu vage, als dass sich konkrete Investitionen ableiten ließen. In Summe ist es also weiter ungewiss, welche Mengen an Wasserstoff in den kommenden Jahren zur Verfügung stehen werden, wo diese hergestellt und wie hoch die Kosten ausfallen werden.

In Deutschland selbst sollen laut Ziel der scheidenden Bundesregierung bis 2030 Elektrolysekapazitäten von 10 GW erreicht sein. Die aktuellen Kapazitäten liegen noch deutlich unter 0,5 GW. Einige kleinere Anlagen befinden sich bereits im Bau. Und laut Elektrolyse-Monitor sind bis 2030 sogar Projekte mit insgesamt 13,4 GW angekündigt. Wie viele dieser Projekte tatsächlich realisiert



Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien

werden, ist angesichts offener Fragen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit jedoch offen. Auch auf der potenziellen Anwendungsseite von Wasserstoff läuft nicht alles reibungslos. So deuten [Presseberichte](#) darauf hin, dass die Umrüstung von Stahlwerken von ThyssenKrupp auf die Nutzung von Wasserstoff trotz bereits gewährter Subventionen noch gestoppt werden könnte.

Neue Regulierung bei Industrienetzengelteln

Bezüglich der Regulierung der Stromnetze bzw. Netzentgelte hatte die Bundesnetzagentur im Sommer dieses Jahres ein „Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich“ vorgelegt. Im Grundsatz sollen künftig stromintensive Betriebe einen Anreiz erhalten, ihren Stromverbrauch stärker an Schwankungen bei der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien anzupassen. So sollen die Netzentgelte für solche Industriekunden sinken, wenn sie ihre Stromnachfrage bei einer hohen Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien steigern. Zudem sollen die Netzentgelte sinken, wenn die Unternehmen ihre Stromnachfrage nach unten anpassen, sobald weniger erneuerbarer Strom eingespeist wird. Da der Börsenstrompreis in der Regel niedrig ist, wenn viel Strom aus erneuerbaren Energien verfügbar ist (und umgekehrt), würde eine solche Regulierung das Preissignal von der Strombörse noch verstärken. Die Regelung soll ab Anfang 2026 in Kraft treten. Die genaue Ausgestaltung dieses Anreizmechanismus soll u.a. davon abhängig sein, welche technologischen Voraussetzungen die Stromkunden haben, mit ihrer Nachfrage flexibel auf Mengen- und Preisänderungen zu reagieren. Auch bezüglich etwaiger Übergangsfristen besteht noch Klärungsbedarf.

Die neue Regelung soll die beiden bisherigen Privilegierungstatbestände bei den Netzentgelten ablösen. Diese betreffen zum einen die sogenannte „atypische Netznutzung“ und zum anderen die „stromintensive Netznutzung“. Bei ersterer werden Großverbraucher dafür belohnt, dass sie ihre Jahreshöchstlast, also ihren höchsten Stromverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt, außerhalb von Zeiten legen, in denen die Last aller gleichzeitigen Entnahmen typischerweise am höchsten ist. Damit soll die maximal notwendige Dimensionierung des Netzes begrenzt werden. Bei der stromintensiven Nutzung geht es darum, bei stromintensiven Verbrauchern eine möglichst gleichbleibende Grundlast anzureizen. Dadurch wird eine kontinuierliche Abnahme für Strom aus Grundlastkraftwerke ermöglicht und das Netz stabilisiert.

Der Präsident der Bundesnetzagentur, Klaus Müller, führte zu diesen Tatbeständen aus: „Die alten Netzentgeltrabatte entsprechen nicht mehr den Anforderungen eines Stromsystems, das von hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung geprägt ist“. Die beiden Privilegierungstatbestände führen im Jahr 2024 dazu, dass die Netzentgelte für die begünstigten Unternehmen um mehr als EUR 1 Mrd. niedriger ausfallen; die fehlenden Einnahmen der Netzbetreiber, die aus den bisherigen Privilegierungstatbeständen resultieren, werden auf alle Netznutzer umgelegt.

Skepsis bei den Unternehmen – Entwicklung der Netzentgelte bereitet Sorgen

Grundsätzlich ist die Idee nachvollziehbar, in Zeiten einer flexibleren Stromspeisung durch wetterabhängige erneuerbare Energien auch die Stromnachfrage stärker zu flexibilisieren. Die Reaktionen der energieintensiven Industrien auf das Eckpunktepapier fielen jedoch zurückhaltend aus. Schon heute ist die Höhe der Netzentgelte ein wichtiger Kostenfaktor im internationalen Standortwettbewerb. Es ist daher verständlich, dass betroffene Branchen befürchten, nach einer Reform weniger stark bei den Netzentgelten entlastet zu werden und höhere Netzentgelte zahlen zu müssen.



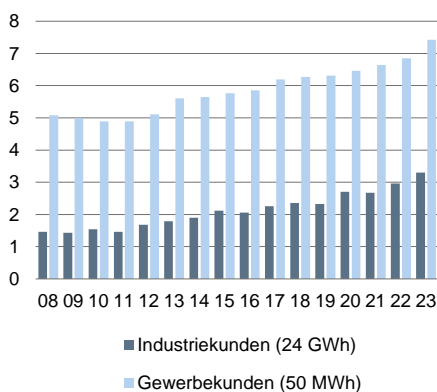
Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien

Es stellt sich also die Frage, ob eine Anpassung der jeweiligen Stromnachfrage (Demand Side Management) an das Angebot für ausreichend viele Industriebetriebe (in nennenswertem Umfang) technisch und organisatorisch möglich ist. Das betrifft die eigenen Produktionsprozesse, aber auch die Frage, ob die industriellen Letztverbraucher, die technische Flexibilitätsoptionen haben, bislang überhaupt am Spotmarkt tätig sind. Sollte die Anpassung der Stromnachfrage möglich sein, muss immer noch geklärt werden, ob sich dies wirtschaftlich lohnt. Es ist nämlich zu erwarten, dass mehr Flexibilität beim Einsatz von Energie auch mehr Flexibilität beim Einsatz von Arbeit und Kapital erfordert. Dies führt jedoch zu höheren Kosten. Es ist zudem möglich, dass eine variabelere Stromnachfrage zu einer insgesamt geringeren Energieeffizienz der Produktionsprozesse führt, was weder betriebs- noch volkswirtschaftlich wünschenswert ist. Sollten Unternehmen durch eine künftige Regulierung bei den Netzentgelten schlechter gestellt werden als bislang, würde dies die Investitionsneigung am Standort Deutschland weiter schmälern.

Netzentgelte steigen

7

Arithmetische Nettonetzentgelte, Cent pro kWh



Quelle: Bundesnetzagentur

Neben diesen Aspekten und weiteren Detailfragen ist der Übergang zu einer angebotsorientierten Stromversorgung, auf die die Kunden mit Demand Side Management reagieren sollen, ein Paradigmenwechsel hinsichtlich des energiepolitischen Ziels der Versorgungssicherheit, die bislang unverhandelbar war. Angesichts des geplanten massiven Ausbaus der Erneuerbaren dürfte Demand Side Management ohnehin nur ein kleiner Baustein sein, der für eine größere Netzstabilität sorgen soll. Ganz unabhängig von der konkreten künftigen Regulierung dürften die Netzentgelte angesichts des Investitionsbedarfs von mindestens EUR 500 Mrd. bis 2045 in den kommenden Jahren tendenziell weiter steigen. Auch in Gesprächen mit Industriekunden hören wir immer wieder, dass die künftige Entwicklung der Netzentgelte den Unternehmen große Sorgen bereitet. Wir haben in einem [früheren Bericht](#) ausgeführt, dass die Strompreise mit zweistelliger Rate wachsen würden, wenn der Ausbau der Stromnetze allein über Netzentgelte finanziert würde.

Regionale Neuverteilung der Netzentgelte

Zum Jahreswechsel 2024/25 werden zudem die Mehrkosten für die Integration von EE-Anlagen in Stromnetz neu verteilt. Bislang fielen die Netzentgelte vor allem in jenen Regionen höher aus, in denen viele Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren installiert sind, da dort auch die für die Integration in das jeweilige Verteilnetz notwendigen Investitionen umfangreicher sind. Die betroffenen Netzbetreiber sollen künftig finanziell entlastet werden und so die Netzentgelte für ihre Stromkunden senken können. Zugleich sollen die Mehrkosten über einen „Aufschlag für besondere Netznutzung“ gleichmäßiger auf alle Stromkunden verteilt werden. Dieser Aufschlag soll im Jahr 2025 bei knapp 1,6 Cent pro kWh liegen. Davon entfallen etwa 60% auf die neue Netzkostenverteilung. Eine derartige gleichmäßigere Verteilung der Netzausbaukosten als Folge der steigenden Bedeutung von erneuerbaren Energien ist ordnungspolitisch zu begrüßen, denn mit der bisherigen Regelung wurden Stromkunden in jenen Regionen finanziell schlechter gestellt, wo besonders viele Erneuerbare installiert wurden. Es ist jedoch ein weiteres Beispiel dafür, dass die Netzkosten als wichtiger Teil der Systemkosten der Energiewende steigen.

Kraftwerkssicherheitsgesetz: Risikoverteilung von entscheidender Bedeutung

Ende Oktober endete die Konsultationsfrist für das Kraftwerkssicherungsgesetz. Im Rahmen dieses Gesetzes sollen insgesamt 12,5 GW an Kraftwerkskapazität sowie 0,5 GW an Langzeitspeichern ausgeschrieben werden. In einer ersten Säule sollen 5 GW an neuen wasserstofffähigen Gaskraftwerken



Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien

ausgeschrieben werden, was ungefähr 10 Kraftwerksblöcken entspricht. Zudem sollen für 2 GW Modernisierungen von bestehenden Kraftwerken ausgeschrieben werden, die spätestens ab dem achten Jahr der Modernisierung bzw. Inbetriebnahme auf den Betrieb mit Wasserstoff umstellen müssen. Schließlich enthält die erste Säule 0,5 GW an reinen Wasserstoffkraftwerken sowie 0,5% GW an Langzeitspeichern. Das Gesetz sieht vor, bei den Kraftwerken zunächst die Investitionskosten zu subventionieren. Ab der Umstellung auf den Betrieb mit Wasserstoff sollen für 800 Volllaststunden die Differenzkosten zwischen Wasserstoff und Erdgas als Einsatzfaktor gefördert werden.

In einer zweiten Säule sollen zusätzlich 5 GW an Gaskraftwerken ausgeschrieben werden, deren Kapazität vor allem für Dunkelflauten vorgehalten werden soll. Die Bundesregierung sieht hierin eine Brücke in den umfassenden Kapazitätsmechanismus, der ab 2028 in Kraft treten soll.

In einer [umfangreichen Stellungnahme](#) hat der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) u.a. auf Aspekte der Risikoallokation hingewiesen. Dies betrifft z.B. den rechtzeitigen Aufbau einer entsprechenden Wasserstoffinfrastruktur und damit die ausreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff oder Regelungen zum bivalenten Betrieb der Kraftwerke (Wechsel zwischen Erdgas und Wasserstoff). Zudem wird angemahnt, die Details des geplanten Kapazitätsmarktes auszuarbeiten. In Summe zeigt sich, dass noch viele Fragen zu klären sind, um die Investitionssicherheit zu erhöhen, zumal bereits Anfang 2025 mit den ersten Ausschreibungen begonnen werden soll. Wir sehen uns durch die Aussage des BDEW bestätigt, dass der Kohleausstieg im deutschen Strommarkt bis 2030 nicht gelingen wird, wenn Anfang 2025 nicht mit den Ausschreibungen begonnen werden kann.

Ausblick

Die Ausführungen haben gezeigt, dass der Einfluss des Staates im Energiemarkt weiterhin sehr groß ist und in den letzten Jahren zugenommen hat. Dies gilt für aktuelle und künftige Regulierungen, Finanzierungsaspekte oder langfristige Ausbauziele bei erneuerbaren Energien und anderen Bausteinen der Energiewende. Einige diese Ausbauziele scheinen aus heutiger Sicht zu ambitioniert zu sein. Grundsätzlich dürfte die Rolle des Staates auch künftig groß bleiben, wenngleich sich nach dem Ende der Ampel-Regierung und den anstehenden Neuwahlen die energiepolitischen Prioritäten sowie der eingesetzte Instrumentenmix verschieben dürften. So hatte die Unionsfraktion im Deutschen Bundestag Anfang November einen Diskussionsentwurf für eine „[Neue Energie-Agenda für Deutschland](#)“ veröffentlicht. Diese setzt vor allem auf das Instrument der CO₂-Bepreisung sowie mehr Technologieoffenheit. Zudem ist eine Skepsis gegenüber konkreten Ausbauzielen für Erneuerbare ohne begleitenden Netzausbau oder Fortschritte bei der Stromspeicherung zu erkennen. Sowohl für Stromkunden als auch Investoren bleibt es also auch künftig wichtig, die regulatorischen Rahmenbedingungen im Energiemarkt im Auge zu behalten.

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



Deutschland-Monitor

In der Reihe „Deutschland-Monitor“ greifen wir politische und strukturelle Themen mit großer Bedeutung für Deutschland auf. Darunter fallen die Kommentierung von Wahlen und politischen Weichenstellungen sowie Technologie- und Branchenthemen, aber auch makroökonomische Themen, die über konjunkturelle Fragestellungen – die im Ausblick Deutschland behandelt werden – hinausgehen.

Unsere Publikationen finden Sie unentgeltlich auf unserer Internetseite www.dbresearch.de. Dort können Sie sich auch als regelmäßiger Empfänger unserer Publikationen per E-Mail eintragen.

Für die Print-Version wenden Sie sich bitte an:
Deutsche Bank Research
Marketing
60262 Frankfurt am Main
Fax: +49 69 910-31877
E-Mail: marketing.dbr@db.com

Schneller via E-Mail:
marketing.dbr@db.com

- ▶ Energie-Update: Zuwachs bei Fotovoltaik + Batterien – höhere Netzentgelte wahrscheinlich 15. November 2024
- ▶ Verzögerter Abflug: Die langsame Erholung des deutschen Luftverkehrsmarktes 28. Oktober 2024
- ▶ Baurezession endet 2025 24. September 2024
- ▶ Lohnerhöhungen voraus 12. Juli 2024
- ▶ Ausblick auf den deutschen Wohnungsmarkt 2024/2025 ... 8. Juli 2024
- ▶ Bevölkerungsprognose und Wohnungsmarkt bis 2040 ... 25. Juni 2024
- ▶ Prognose-Revision: Produktion im Verarbeitenden Gewerbe dürfte nur um 1,5% sinken 22. Mai 2024
- ▶ Auf der Suche nach der verlorenen Zeit 13. Mai 2024
- ▶ Evolution in der Industrie: Klasse statt Masse 2. Mai 2024
- ▶ Preiseinbruch oder Delle am deutschen Wohnungsmarkt? Analyse unterschiedlicher Preisindizes 5. April 2024

© Copyright 2024. 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.