

BayernLB Research

Grundlastsicherung: Die Zeit drängt

Megatrend Energie und Klimawandel

Kurz & klar

- Mit den verschärften Klimaschutzzielen der EU und Deutschlands steigt der CO₂-Preis bis 2030 voraussichtlich deutlich schneller als bislang erwartet.
- Nach dem Ausstieg aus der Atomkraft bis Ende 2022 zeichnet sich mittlerweile ein Ende der Kohleverstromung schon bis zum Jahr 2030 ab. Kommt der CO₂-Preisanstieg wie erwartet, werden auch Gaskraftwerke immer weniger rentabel.
- Zur Sicherung der Stromgrundlast braucht es neben Gaskraftwerken deshalb dringend weitere Optionen. Stromspeicher, dezentrale Energielösungen und Flexibilitätsoptionen könnten das Problem entschärfen.

Im Jahr 2035 soll die Stromerzeugung in Deutschland laut dem Netzentwicklungsplan (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu vier Fünfteln aus Erneuerbaren Energien kommen. Weniger als 5% der Erneuerbare-Energien-Anlagen sind aber regelbar und damit grundlastfähig. Mit dem Aus der letzten Atomkraftwerke Ende 2022 und dem wahrscheinlichen Aus für die Kohle bereits deutlich vor 2038 lastet die Absicherung der Stromgrundlast vor allem auf Gaskraftwerken und bis dahin verfügbaren Stromspeichern. Auch regional verschärft sich wegen fehlender Stromtrassen bereits mit dem Aus der Atomkraft die Diskrepanz zwischen Stromüberschuss im Norden und zu geringem grundlastfähigen Stromangebot im Süden der Republik.

Wird der „Green Deal“ der EU-Kommission wie geplant umgesetzt, erwartet das Potsdamer Institut für Klimafolgenforschung (PIK) einen Anstieg des CO₂-Preises (EUA-Preis) bis 2030 auf rund 130 Euro pro Tonne CO₂.¹ Grund dafür ist die weitere Reduzierung der CO₂-Zertifikate. Neben dem Aus für die Kohle bereits 2030 erwartet das PIK dann auch das Aus für zahlreiche Gaskraftwerke, da sie mit höherem CO₂-Preis immer weniger rentabel werden. Laut Bundesnetzagentur (BNetzA) gehen bis Ende 2022 Atomkraft-Grundlastkapazitäten von 8,1 GW vom Netz. Als Ersatz dafür kommen bis 2023 aber nur knapp 2,5 GW an regelbaren neuen Kraftwerken ans Netz. Das Problem der Grundlastsicherung wird damit für Deutschland bereits sehr kurzfristig relevant und bedarf einer schnellen Lösung.

Fossile Kraftwerke bleiben bis auf Weiteres das Rückgrat der Grundlastsicherung

- ▶ Deutsche Klimaschutzziele 2030 liegen deutlich über EU-Anforderung

Die Bundesregierung hat das Urteil des Bundesverfassungsgerichts Ende April 2021 zum Anlass genommen, die nationalen Klimaschutzziele über das EU-Klimaziel anzuheben, und plant nun Treibhausgas-Einsparungen über alle Sektoren hinweg von 65% bis 2030. Nach aktueller Gesetzgebung muss allein der Energiesektor seine CO₂-Emissionen bis 2030 um 60% gegenüber 2020 reduzieren. Um dies zu erreichen, führt an einem noch schnelleren Ausbau von Windkraft und Photovoltaik kein Weg vorbei.

Durch den Einspeisevorrang für Grünstromanlagen gehen die Betriebszeiten klassischer Kraftwerke wie Kohle- und Gaskraftwerke immer weiter zurück. Diese werden immer weniger rentabel. Was dem Klimaschutz zuträglich ist, sorgt andererseits für Engpässe bei der Grundlast. Denn es sind vor allem Energieerzeugungsanlagen wie Kernkraft-, Kohle- und Laufwasserkraftwerke, die wetterunabhängig Strom erzeugen und wegen ihrer Trägheit beim Rauf- und Runterfahren durchlaufen. Damit sind es vor allem diese Kraftwerksanlagen, die im Tagesverlauf weitgehend konstante Grundlast liefern.

- ▶ Stromverbrauch steigt bis 2035 um bis zu einem Fünftel

2019 waren in Deutschland folgende wetterunabhängige Kraftwerkskapazitäten installiert: 43,5 GW Kohlekraft, 30 GW Erdgas, 8 GW Atomkraft sowie 10 GW Pumpspeicherkapazität.

¹ [\(PIK-Umsetzung-EU-Pläne-erhöht-CO2-Preis-deutlich\)](#)

tät und 13 GW Biomasse- und Wasserkraftkapazität (s. Grafik unten). Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sowie die Bundesnetzagentur unterstellen in ihrem Szenario bis 2035 (das Ende der Kohleverstromung ist zu diesem Zeitpunkt bereits umgesetzt) einen Anstieg des Nettostromverbrauchs um knapp ein Fünftel gegenüber dem Referenzjahr 2019. Grund dafür ist die zunehmende Elektrifizierung und Digitalisierung in allen Sektoren.

- ▶ Gaskraftwerkskapazität soll deutlich ausgebaut werden

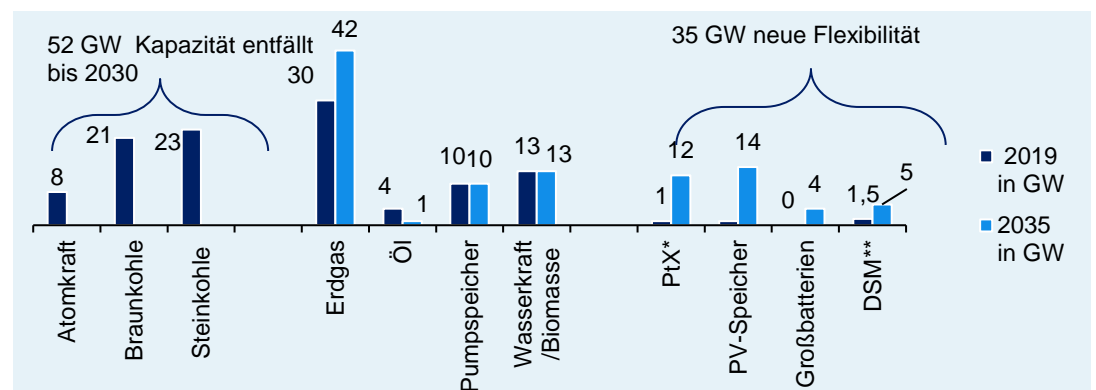
Neben dem Zubau von knapp 12 GW an Gaskraftwerkskapazität – teils auch durch den Umbau von Kohlekraftwerken - wird eine deutlich größere Flexibilität der Stromnachfrage von in der Spitze bis zu 35 GW unterstellt. Bei einer flexiblen Stromnachfrage erfolgt diese netzdienlich und damit netzstabilisierend. Zusammen mit den Gaskraftwerken soll so künftig die Deckung der Stromgrundlast und eine stabile Stromversorgung sichergestellt werden.

- ▶ Vor allem PV-Speicher und PtX sollen Flexibilität fürs Stromnetz bringen

Im Fokus der flexiblen Nachfrage steht neben den mit dem Stromnetz gekoppelten Stromspeichern die Lastverschiebung großer Stromverbraucher auf netzlastschwache Zeiten („demand side management“) und damit eine Stärkung der netzlastorientierten Stromnachfrage. Der Aufbau der wasserstoffbasierten „Power-to-X“-Technologien sollen helfen, Grünstrom grundlastfähig zu machen. Zudem soll eine netzlastorientierte Betriebsweise der PtX-Anlagen zur Netzstabilisierung und Grundlastabsenkung beitragen. Kommt der Kohleausstieg mit der neuen Bundesregierung bereits bis 2030, müssten der Zubau neuer Kraftwerke und die Stärkung der nachfrageseitigen Flexibilität fünf Jahre früher als im beschriebenen NEP-Szenario realisiert werden.

Veränderung des Kraftwerksparks zur Grundlastsicherung bis 2035 laut NEP

Nominelle installierte Kapazität in Gigawatt (GW)



Quelle: BNetzA, NEP 2035, 2 Entwurf Version 2021 *PtX: „power-to-X-Technologien“ ** DSM: Demand Side Management

Um Stromangebot und –nachfrage flexibler in Einklang zu bringen, gibt es verschiedene Möglichkeiten. Neben der Weiterentwicklung sowie dem notwendigen starken Ausbau von Speichertechnologien gehören dazu innovative Stromerzeugungsverfahren wie „virtuelle Großbatterien“ ebenso wie mehr Stromimporte aus dem Ausland.

Bau von Langfristspeichern vorantreiben

- ▶ Batteriespeicher effizient aber für „Dunkelflauten“ ungeeignet

Energiespeicher entkoppeln die Erzeugung von Wärme- und Strom vom Verbrauch. In einem immer stärker von volatilen wetterabhängigen Erzeugungsanlagen bestimmten Energiesystem sind Energiespeicher daher für eine sichere Stromversorgung unerlässlich (vgl. BayernLB-Megatrend-Publikation [Stromspeicher-und-Flexoptionen - unabdingbar für ein sicheres Stromnetz](#)). Elektro-Chemische Speicher (Batterien und Akkus) sind im Vergleich zu anderen Speicherlösungen im Hinblick auf Strom die wohl effizienteste Lösung, da bei der Rückumwandlung in Strom nur geringe Umwandlungsverluste anfallen. Klassische Batteriespeicher sind aber als Langfristspeicher zur Abdeckung von „Dunkelflauten“, in denen weder die Sonne scheint noch der Wind weht, ungeeignet, da ihre Ausspeicherdauer –

Ausnahme ist die Redox-Flow-Batterie - im Normalfall selten mehr als 4 Stunden überschreiten kann und zudem nicht beliebig skalierbar sind. Zudem entstehen bei der Produktion sowie beim Recycling von Batterien immer Umweltschäden und die Lebenszeit von Batterien ist im Vergleich zu anderen Speicherlösungen relativ gering.

Deshalb braucht es andere Speicherlösungen. Hierbei bieten sich vor allem thermische Speicher (Feststoffe, Salzschnmelzen), mechanische Speicher (Pumpspeicher) bzw. chemische Speicherlösungen (Wasserstoff, synthetisches Methan) an.

Innovative Pumpspeicherlösungen und thermische Großspeicher ausbauen

Im Netzentwicklungsplan 2035 der Übertragungsnetzbetreiber wird in Deutschland kein weiterer Ausbau der für Stromspeicherung bewährten klassischen Pumpspeicherkraftwerke erwartet (s. Graphik S.3). Zu groß wäre dabei wohl der Widerstand der davon betroffenen Anwohner, zudem fehlen auch geographische Voraussetzungen für einen weiteren deutlichen Ausbau im Inland. Innovative Pumpspeicherkraftwerke, die im Wasser versenkt werden, eröffnen dagegen Chancen auf neue Pumpspeicherkapazitäten.

- ▶ Betonhohlkugel könnte Windstromüberschüsse aufnehmen

In einem Pilotversuch haben Forscher des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik im Bodensee eine große Betonkugel mit drei Meter Durchmesser des Hohlraumes versenkt. Überschüssiger Grünstrom wurde dazu genutzt, Wasser aus dem Hohlraum gegen den Wasserdruck herauszupumpen. Wird die Energie wieder benötigt, wird ein Ventil geöffnet. Das Wasser strömt durch eine Turbine in den Hohlraum zurück. Je größer dabei die Hohlraumkugel ausfällt, umso mehr Energie lässt sich so gewinnen. Für eine kommerzielle Nutzung als Überschussstromspeicher ist laut Fraunhofer eine Betonkugel mit 30 Metern Durchmesser notwendig. Ohne öffentliche Fördermittel ist eine Hochskalierung des erfolgreich abgeschlossenen Pilotprojekts wenig wahrscheinlich.

- ▶ Grünstromüberschüsse als Wärme speichern

Es gibt zudem eine **Vielzahl von zukunftssträchtigen thermischen Großspeichern auf Laborbasis**. Die Grundidee thermischer Großspeicher besteht darin, überschüssigen Grünstrom in Wärme umzuwandeln. Während Wärmespeicher für die Industrie effizient Hochtemperatur-Prozesswärme liefern, können sie im Strom-Wärme-Strom-Prozess zur Grundlastsicherung beitragen, indem sie bedarfsgerecht Wärme in Strom zurückwandeln.

Thermische Speicher haben wegen den höheren Umwandlungsverlusten im Vergleich zu Batterie- und Pumpspeichern – die einen Wirkungsgrad von bis zu 80% aufweisen - zwar einen geringeren Wirkungsgrad, punkten aber mit günstigen Rohstoffen (Wasser, Vulkansteine, Salze, Beton) sowie ihrer beliebigen Skalierbarkeit. So können etwa Flüssigsalzspeicher Überschussstrom in einer speziellen Salzlösung als Wärme speichern, die bei Bedarf wieder in Strom zurückverwandelt wird. Siemens-Gamesa erprobt in Hamburg-Altenwerder einen mit einer dicken Isolierschicht ausgekleideten Vulkansteinspeicher, der überschüssigen Windstrom als Wärme vorhält. Bei Bedarf lässt sich die in den Vulkansteinen eingespeicherte Wärme über eine Dampfturbine wieder in Strom zurückverwandeln.

Power-to-Gas-Technologie schnell hochskalieren

- ▶ PtG macht Grünstrom grundlastfähig

Durch die Umwandlung von Grünstrom in gasförmige Energieträger über die „Power-to-Gas“- (PtG)-Technologie – hierbei wird Wasserstoff durch Zugabe von Kohlendioxid zu künstlichem Methangas weiterverarbeitet – wird volatiler Grünstrom speicherbar und damit grundlastfähig. Das mit der Wasserelektrolyse erzeugte synthetische Methangas lässt sich wie normales Erdgas für eine spätere Verwendung in Gaskavernenspeichern speichern (s. dazu unsere Megatrend-Publikation [Power-to-Gas - "Gamechanger für den Strom- und Wärmesektor"](#)).

- ▶ Zahlreiche H₂-Strategien sollten PtG-Hochskalierung befördern

Die Wasserstoffstrategien der EU, Deutschlands sowie diverser Bundesländer haben die Chancen auf einen schnellen Hochlauf von PtG deutlich erhöht. Wegen der für Infrastrukturprojekte in Deutschland sehr langen Planungs- und Realisierungszeiten ist aber schnelles Handeln geboten. Da sich das mit PtG erzeugte synthetische Methangas wie natürliches Erdgas handhaben lässt, kann es in beliebiger Menge im rund 500.000 km langem deutschen Erdgasnetz transportiert werden. Mangels Skaleneffekten – bislang gibt es nur knapp 40 Pilotanlagen – ist PtG bisher noch sehr teuer, was vor allem an den teuren Strompreisen und den damit hohen Kosten von inländisch erzeugtem „grünem“ Wasserstoff liegt. Auch der Wirkungsgrad von PtG ist alles andere als optimal, da Grünstrom erst in Gas und dann wieder zurück in Strom verwandelt wird.

- ▶ PtG-Wirkungsgrad bei Nutzung der Reaktionswärme deutlich höher

Ohne Nutzung der Reaktionswärme der Methanisierung wird aus 100% Strom nach den Umwandlungsprozessen ein Langfristspeicher mit einem Wirkungsgrad von gerade einmal 40%. Im EU-Pilotprojekt Helmeth konnte aber gezeigt werden, dass bei optimaler Nutzung der anfallenden Prozesswärme Wirkungsgrade von bis zu 80% möglich sind. Damit bewegen sich PtG-Anlagen einen großen Schritt hin zur Wirtschaftlichkeit.

Dank der starken politischen Unterstützung für das Thema Wasserstoff (s. BayernLB Megatrend-Publikation [„Wasserstoff: Sektorkopplung bringt Klimaziel 2050 in Reichweite“](#)), stehen die Chancen für eine Hochskalierung von PtG-Anlagen und damit einhergehender positiver Skaleneffekte gut. Dies dürfte die Gesamtkosten der PtG-Technologie künftig deutlich reduzieren.

Regulatorische Hemmnisse für Stromspeicher abbauen

- ▶ „Unbundling-Regel“ dämpft Nachfrage nach Stromspeichern

Bislang sind nur wenige Speicherlösungen in das deutsche Stromnetz eingebunden. Grund dafür ist vor allem die geringe Inanspruchnahme von Speicherlösungsanbietern durch die für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität verantwortlichen Netzbetreiber. Für die Netzbetreiber ist es zeitlich und organisatorisch einfacher, Windenergieanlagen (WEA) abzuregeln. Die den WEA-Betreibern entgangenen Gewinne können die Netzbetreiber kostenneutral auf die Stromkunden überwälzen. Nachfragehemmend für Stromspeicher wirkt auch das regulatorische Verbot für Netzbetreiber eigenständige Stromspeicher zur Netzstabilisierung zu betreiben („Unbundling Regel“)

- ▶ EEG-Regelung bremst Stromspeicher aus

Würden WEA-Betreiber bei drohender Netzüberlastung („Redispatch“) und damit erfolgter Abregelung ihrer WEA-Anlage nicht zu Lasten der Stromendverbraucher für den damit einhergehenden Ertragsausfall nach §15 EEG 2021 entschädigt, hätten sie zur Gewinnoptimierung einen Anreiz in Stromspeicherlösungen zu investieren. Gegenüber anderen Flex-Optionen sind netzgekoppelte Stromspeicherlösungen kostenmäßig auch dadurch benachteiligt, dass die EEG-Umlage und die Stromsteuer wegen einer unklaren Speicherdefinition sowohl beim Ein- als auch beim Ausspeichern anfällt.

Mit dem erwarteten Anstieg der CO₂-Preise durch die Verschärfung der europäischen und nationalen Klimaschutzziele steigt die Attraktivität der Nutzung CO₂-armer Flexibilitätsoptionen für die Stromgrundlastversorgung als Alternative zu fossilen Kraftwerken (Kohle und Gas).

Ausbau „virtueller Großbatterien“ beschleunigen

Ende 2020 waren in Deutschland 175.000 Photovoltaik-Batteriespeichersysteme mit einer kumulierten Kapazität von 1,95 GW im Marktstammdatenregister der BnetzA gelistet. Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten bis 2030 mehr als eine Verdreifachung der installierten Kapazitäten auf 6,5 GW, bis 2035 sollen es mindestens 14 GW sein.

- ▶ Stromeigenverbrauchsoptimierung senkt Grundlastbedarf

Der Fokus der Betreiber von PV-Speichern liegt auf der Optimierung des Stromeigenverbrauchs, da inzwischen die PV-Einspeisevergütung nur noch knapp ein Drittel des Preises erbringt, den der Netzstrom kostet. Daher rechnet sich nur noch der Eigenverbrauch. Über eine netzgekoppelte Solar-Cloud, die inzwischen von den meisten Speicherbetreibern angeboten wird, erhalten die Kunden digitalen Zugriff auf freie Speicherkapazitäten anderer Cloud-Teilnehmer. So lässt sich der Stromeigenverbrauch noch weiter erhöhen. Je mehr Stromeigenversorgung mittels PV-Stromspeicher erfolgt, umso weniger Strom wird aus dem Stromnetz benötigt, was wiederum den Grundlastbedarf senkt. Durch Bündelung überschüssiger Speicherkapazitäten kann die Solar-Cloud am Strommarkt auch als „virtuelle“ Strombatterie fungieren und zur Glättung des Stromangebotes beitragen.
- ▶ Wärmepumpen und E-Autos als „virtuelle Großspeicher“ nutzen

Auch über eine Cloud verknüpfte Wärmepumpen können helfen, das Stromnetz zu stabilisieren. So werden die Wärmespeicher netzlastorientiert mit preisgünstigen grünen Überschussstrom befüllt und so das Stromnetz entlastet. Der Heizungshersteller Viessmann und der Übertragungsnetzbetreiber Tennet erproben in einem Pilotprojekt den Nutzen von Wärmepumpen für das Engpassmanagement im Stromnetz. Laut dem NEP der Übertragungsnetzbetreiber soll sich die Anzahl der installierten Wärmepumpen bis 2035 mindestens vervierfachen. Zusammen mit dem erwarteten schnellen Hochlauf der Anzahl an E-Autos bis 2035 auf knapp zehn Millionen, ergibt sich ein großes Stromspeicherpotenzial, das sich mittels Cloud zu einer „virtuellen Großbatterie“ bündeln lässt.
- ▶ KWK-Anlagen als netzlastorientierter Grundlastversorger

Netzlastorientierte Flexibilität in der Stromerzeugung stärken

Kraft-Wärme-Koppelungsanlagen haben wegen der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme einen besonders hohen Wirkungsgrad. KWK-Anlagen sind eine optimale Ergänzung für einen immer volatileren Kraftwerkspark der Stromerzeugung. In Zeiten von Grünstromüberschüssen nutzen KWK günstigen Grünstrom zur Wärmeerzeugung und speichern diese in den gekoppelten Wärmespeichern. In Zeiten fehlender Grundlast wird dann die eingespeicherte Wärme netzlastorientiert wieder zurückverstromt.

Beim „**Demand Side Management**“, kurz DSM, werden Stromgroßverbraucher preislich durch direkte individuelle Strompreisangebote zur Verschiebung ihrer Produktion auf netzlastschwache Zeiten animiert. Betreiber von netzorientiert betriebenen KWK-Anlagen oder Wasserstoff-Hersteller nutzen günstige Strompreise an der Strombörse in Zeiten von Stromüberschüssen, um preisgünstig Wärme oder Wasserstoff zu erzeugen.
- ▶ Flexibilitätsdienstleister helfen bei der Netzstabilisierung

Inzwischen gibt es Unternehmen, die für Großverbraucher Grünstrom bei Stromüberschuss an der Strombörse einkaufen. Die Unternehmen übersenden dazu dem Dienstleister ihre Produktionspläne für den Folgetag und der Flexibilitätsdienstleister kauft die dafür notwendigen Grünstrommengen an der Strombörse ein. Netzlastspitzen lassen sich so vermeiden.

Stromimporte aus dem Ausland forcieren
- ▶ Synchroner EE-Ausbau in der EU mindert Stromimportkapazitäten

Alle EU-Länder bauen Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung aus. Gleichzeitig sorgen die verschärften EU-Klimaziele für einen in den nächsten Jahren deutlich steigenden EUA-Preis. Dieser wiederum wird dafür sorgen, dass aus Rentabilitätsgründen vor allem Kohlekraftwerke, aber wahrscheinlich auch einige Gaskraftwerke in den meisten EU-Ländern vom Netz gehen werden. In Zeiten von Dunkelflauten sinkt damit aber die Bereitschaft der EU-Nachbarländer, Deutschland mit Stromexporten auszuheilen.
- ▶ Stromimporte 2020 vor allem aus Frankreich

Laut der Bundesnetzagentur war Deutschland 2020 erneut Netto-Stromexporteur. So wurden insgesamt mit 53 TWh (2019: 59 TWh) Strom ins Ausland exportiert. Gleichzeitig wur-

den zur Netzstabilisierung bei drohender Unterversorgung 34 TWh aus dem Ausland importiert. Laut Statista war Frankreich (14 TWh) vor den Niederlanden (8,7 TWh), der Schweiz (7,4 TWh), Dänemark (6 TWh) und Österreich (5 TWh) der größte Stromlieferant für das deutsche Netz.

- ▶ Verstärkte Alpenstromimporte könnten regionalen Strom-Mismatch verringern

Während ein erhöhter Stromimport aus Österreich sinnvoll erscheint – Österreich erzeugt seinen Strom vor allem über Wasserkraftwerke – gilt dies nicht für französischen Atomstrom, da das Problem der Atomabfälle weltweit ungelöst ist. Verstärkte Stromimporte von Wasserkraftwerken aus den Alpenstaaten (Österreich, Schweiz, Italien, Slowenien) könnten auch helfen, den regionalen Mismatch von Stromüberschuss im Norden Deutschlands und drohender Stromunterversorgung im Süden Deutschlands zu lösen.

- ▶ Skandinavien mit großem Wasserkraftpotenzial

Auch Skandinavien mit seinen geographisch guten Eigenschaften für Pumpspeicherkraftwerke soll künftig helfen, deutschen Windstrom grundlastfähig zu machen. Das im Mai 2021 eröffnete 1,4 GW leistungsstarke Unterseestromkabel zwischen Deutschland und Norwegen könnte der Auftakt für weitere Interkonnektoren werden, um Windstrom durch Speicherung in skandinavischen Wasserkraftwerken für eine spätere Nutzung zu speichern. So müssen dann deutsche Windstromüberschüsse nicht mehr abgeregelt werden, sondern stehen in Form von Wasserkraft für den nachfrageorientierten späteren Abruf zur Verfügung.

Fazit: Nur ein multipler Lösungsansatz verspricht einen stabilen Netzbetrieb

Bislang ist unklar, ob angesichts langer Planungsvorlaufzeiten sowie dem Einspeisevorrang für Grünstromanlagen und der damit verbundenen geringeren Rentabilität von Gaskraftwerken kurzfristig ausreichende Gaskraftkapazitäten in Deutschland realisiert werden. Die Netzbetreiber sollten sich daher rechtzeitig ausreichende Importkapazitäten von Nachbarländern sichern. Vorübergehende Stromknappheiten im Süden Deutschlands ließen sich dann vielleicht auch ohne Rückgriff auf französischen Atomstrom vermeiden.

Gleichzeitig sind die Möglichkeiten, den deutschen Strommarkt dezentraler, flexibler und damit widerstandsfähiger zu machen, umfassend zu nutzen. Dafür sind Speichertechnologien besser zu fördern und der Regulierungsrahmen ist so zu gestalten, das Stromspeicher gefördert und nicht behindert werden.

Profiteure der Stärkung nachfrageseitiger Flexibilität im Energiesektor sind neben den Anbietern von Strom- und Wärmespeicherlösungen vor allem die Anlagen- und Komponentenhersteller der Gasinfrastruktur. Neben dem Zubau neuer Gaskraftwerke sowie dem Umbau bestehender Gaskraftwerke wird die bereits vorhandene Gasinfrastruktur in den nächsten Jahren immer mehr auf die verstärkte Nutzung von Wasserstoff hin um- und ausgebaut („H₂ ready“) werden.

Um bei steigendem Gasanteil an der Stromerzeugung die strengen CO₂-Einsparziele nicht aus den Augen zu verlieren, sollte sich Deutschland einer Neubewertung der „Carbon Capture Storage“-Technologie nicht verschließen. Über die Erdgas-Dampfreformierung sind große Mengen von „blauem“ Wasserstoff (H₂) schnell kostengünstig erzeugbar. Das anfallende CO₂ wird bei der Erzeugung von „blauem“ H₂ abgespalten und in aufgelassenen Öl-/Gaskavernen sicher eingelagert. Der „blaue“ H₂ könnte durch Methanisierung über PtG zu synthetischem Methangas umgewandelt werden. So wäre dann bereits kurzfristig eine weitgehend klimaneutrale Grundlaststromerzeugung in Deutschland möglich. Wenn dann ausreichende Mengen „grüner“ H₂ verfügbar sind, kann dann relativ problemlos von „blau“ auf „grün“ umgestellt werden, da die notwendige Infrastruktur dann schon aufgebaut ist.

thomas.peiss@bayernlb.de

Ihre Ansprechpartner in der BayernLB

Das Research-Team der BayernLB

BayernLB Research

Dr. Jürgen Michels, Chefvolkswirt und Leiter Research, -21750

Anna Maria Frank, -21751; Sekretariat

Ingo Bothner, -21787; Medienfachwirt, Business Management

Christoph Gmeinwieser, -27053; CIA, Business Management

Dr. Ulrich Horstmann, -21873; CEFA, Business Management

Länderrisiko- und Branchenanalyse

Hubert Siplý, -21307

Manuel Schimm, - 26845

Asien

Gebhard Stadler, CFA, -28891

Euro-Raum, DE, EZB, Nord/Osteuropa

Roland Gnan, -26658

USA, Fed, Kanada, GUS

Verena Strobel, -21320

Südeuropa, Naher und Mittlerer Osten, Afrika

Dr. Alexander Kalb, -22858

Maschinen-/Anlagenbau, Westeuropa, Südamerika

Wolfgang Linder, -21321

Mobilität

Thomas Peiß, -28487

Energie

Asja Hossain, CFA, -27065

Bau und Grundstoffe

Miraji Othman, -25888

Technologie

Dr. Sebastian Schnejdar, -26386

Immobilien

Investment Research

Emanuel Teuber, -27070

Green Finance, Covered Bonds, Banken

Manuel Andersch, -27448

USA, Fed, UK, Schweiz, FX, Gold

Wolfgang Kiener, -27058

FX, Rohstoffe

Manfred Bucher, CFA, -21713

Zins- & Aktienstrategie, Asset Allokation

Dieter Münchow, -23384

Value Investing & Behavioral Finance

Georg Meßner, CFA, -26396

Banken

Pia Ahrens, -25727

Corporate Bonds & SSD, Strategie

Matthias Gmeinwieser, CIA, -26323

Corporate Bonds & SSD

Christian Strätz, CEFA, CIA, -27068

Corporate Bonds & SSD, Green Finance

E-mail: vorname.nachname@bayernlb.de

Telefon: 089 2171 + angegebene Durchwahl

Disclaimer

Diese Publikation ist lediglich eine unverbindliche Stellungnahme zu den Marktverhältnissen und den angesprochenen Anlageinstrumenten zum Zeitpunkt der Herausgabe der vorliegenden Information am 17.11.2021. Die vorliegende Publikation beruht unserer Auffassung nach auf als zuverlässig und genau geltenden allgemein zugänglichen Quellen, ohne dass wir jedoch eine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der herangezogenen Quellen übernehmen können. **Dieser Research-Bericht ist eine rein ökonomische Analyse, und kein Teil davon ist als Wertpapieranalyse oder Empfehlung zu verstehen.** Insbesondere sind die dieser Publikation zugrunde liegenden Informationen weder auf ihre Richtigkeit noch auf ihre Vollständigkeit (und Aktualität) überprüft worden. Eine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit können wir daher nicht übernehmen. Die vorliegende Veröffentlichung dient ferner lediglich einer allgemeinen Information und ersetzt keinesfalls die persönliche anleger- und objektgerechte Beratung. Für weitere zeitnähere Informationen stehen Ihnen die jeweiligen Anlageberater zur Verfügung.

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben (Wertpapierhandelsgesetz bzw. MiFID II) dürfen Wertpapierdienstleistungsunternehmen im Zusammenhang mit einer von ihnen erbrachten Finanzportfolioverwaltung oder unabhängigen Honorar-Anlageberatung grundsätzlich keine Zuwendungen von Dritten annehmen oder behalten. **Eine Weitergabe dieser Unterlage an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist daher nur gestattet, wenn mit der BayernLB hierfür eine Vergütung vereinbart wurde.**

Die im Text genannten Finanzmarktinformationen stammen von Bloomberg und Refinitiv, soweit nicht anders vermerkt.

Impressum

Megatrend Energie und Klimawandel
abgeschlossen am: 17. November 2021

BayernLB Research
Bayerische Landesbank
80277 München (Briefadresse)
E-Mail: research@bayernlb.de

Leitung:
Dr. Jürgen Michels, Telefon 089 2171-21750

Redaktion:
Hubert Siply, Telefon 089 2171-21307

Layout & Grafik:
Ingo Bothner, Telefon 089 2171-21305



Thomas Peiß
Senior Sector Analyst
Telefon: 089 2171-28487
Email: thomas.peiss@bayernlb.de

Redaktion:
Bayerische Landesbank
Unternehmensbereich 5700
80277 München (=Briefadresse)
research@bayernlb.de

Geschäftsgebäude:
Bayerische Landesbank
Brienner Straße 18
80333 München (=Paketadresse)
www.bayernlb.de