

PERSPEKTIVEN ZUR ENERGIEWIRTSCHAFT

Zukunft des deutschen Strommarktes

Auswirkungen eines dekarbonisierten Stromsystems auf Versorgungssicherheit, Investitionserfordernisse und Marktdesign



Zukunft des deutschen Strommarktes

Die deutsche Regierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2035 den Strombedarf eines Jahres bilanziell aus Erneuerbaren Stromquellen zu decken und bis spätestens 2038 das Stromsystem zu dekarbonisieren. Das wirft aber auch Fragen auf.

Langfristig steigender Strombedarf durch Elektrifizierung, stark schwankende Strompreise, Abhängigkeit von Gas in der Stromproduktion und Zweifel am Energy-Only-Markt auf Basis der Merit Order für die Preisfindung beschäftigen die Energiewirtschaft, wie auch die Politik. Es scheint, dass für die Stromkunden ein bisher absolutes „Low-Interest-Product“ eine völlig andere Bedeutung bekommt.

Wie kann etwa in Zeiten fehlender Erneuerbarer Stromproduktion der Bedarf gedeckt werden? Welche Investitionen in das Stromsystem sind erforderlich, um

die Versorgungssicherheit bei steigendem Stromverbrauch zu sichern? Welches Marktdesign ist optimal, um die notwendigen Investitionen anzureizen?

Die vorliegende Analyse bildet die neue Marktrealität ab. Grundlage für die erarbeiteten Ergebnisse ist eine modellierte Residuallastkurve für 2040 mit Annahmen zu Stromverbrauch, Erzeugungsstruktur und Flexibilitätspotenzialen. Im Unterschied zu anderen Analysen wird dabei zunächst der Bruttobedarf an flexibler Last, der sich aus einer bilanziell ausgeglichenen Erzeugung von Wind- und PV-Strom ergibt, berechnet und dann den unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen gegenübergestellt. Aus der verbleibenden Defizitlast wird dann der Bedarf an zusätzlich zu schaffender flexibler Erzeugung abgeleitet.

Der Strombedarf wie auch die Erneuerbare Stromproduktion steigen stark an

Der Strombedarf in Deutschland wird von 564 TWh in 2021 auf etwa 940 TWh in 2040 steigen. Treiber dafür sind die Elektrifizierung in der Industrie, in der Wärme und in der Mobilität sowie die Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseuren. Wärmepumpen, Elektromobilität und Elektrolyseure stehen mit rund 310 TWh für 80% des zusätzlichen Energiebedarfs (s. Abb. 1). Wir gehen dabei von 35 Mio. Elektrofahrzeugen und über 10 Mio. Wärmepumpen sowie einer Elektrolysekapazität von rund 70 GW im Jahr 2040 aus.

Die Jahreshöchstlast steigt von heute 86 GW auf 146 GW. Um bilanziell den Jahresstrombedarf in 2040 zu decken, muss die installierte Kapazität der Erneuerbaren von heute 130 GW auf 570 GW mehr als vervierfacht werden. Damit ist allein bei Erneuerbaren Stromerzeugungsquellen die vierfache Leistung der Jahreshöchstlast erforderlich.

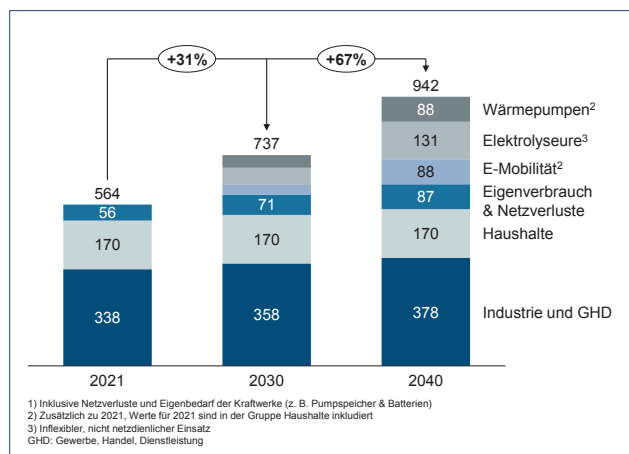


Abb. 1: Entwicklung Brutto-Strombedarf in TWh

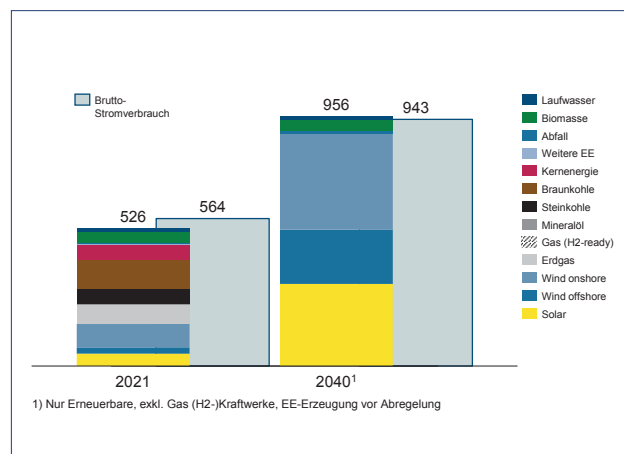


Abb. 2: Stromerzeugung und -verbrauch in TWh

Die Erneuerbaren allein können die Stromversorgung nicht gewährleisten

Trotz des starken Ausbaus der Erneuerbaren und der bilanziellen Deckung des Jahresstromverbrauchs durch die Erneuerbaren, ist eine bedarfsgerechte, sichere Stromversorgung ausschließlich durch PV und Wind nicht gewährleistet.

In einem von wetterabhängigen Erzeugungskapazitäten geprägten Stromsystem ist zu keiner Stunde eine genaue Deckung des Bedarfes durch die Erneuerbaren gegeben. Entweder fallen Überschüsse an oder es besteht ein Defizit (s. Abb. 3). Als Basis für die Modellierung der Erneuerbaren Stromerzeugung wurde das Wetterjahr 2021 angewandt. Für die Lastkurven wurden zusätzlich sektor-spezifische Annahmen für die auf dem Basisjahr aufbauenden Profile getroffen.

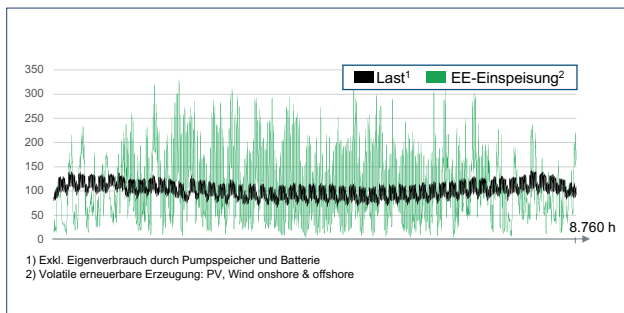


Abb. 3: EE-Produktion und Last 2040 in GW

Die durch die volatile Erzeugung geprägte Unter- bzw. Überdeckung wird noch deutlicher, wenn man die sogenannte Residuallast betrachtet. Die Residuallast stellt die Last dar, die nach Einspeisung von PV und Wind zu jedem Zeitpunkt eines Jahres nicht gedeckt ist. Geordnet nach der Größe ergibt sich die folgende Residuallastkurve (s. Abb. 4):

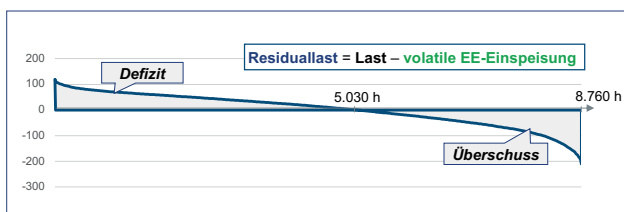


Abb. 4: Residuallastkurve (absteigend) 2040 in GW

Das kumulierte Defizit beträgt im Jahr 2040 mit 233 TWh fast ein Viertel des Bedarfs. Der Überschuss summiert sich auf 219 TWh. In 5.030 Stunden des Jahres besteht ein Defizit, in 3.730 Stunden ein Überschuss aus der Stromerzeugung der Erneuerbaren Quellen.

Durch die Nutzung von Flexibilitäten auf der Verbrauchs- wie auch der Erzeugungsseite sowie durch den Einsatz von Speichern kann die Residuallastkurve abgeflacht werden, was die Defizit- und Überschussstunden bzw. -mengen reduziert. Durch flexible und grundlastfähige Erneuerbare Erzeugungskapazitäten wie Laufwasser, Biomasse und Abfallverwertung kann die Defizitmenge um 38 TWh und die Defizitstunden können um 360 Stunden reduziert werden. Die Verbrauchsstruktur wird durch den Einsatz steuerbarer Lasten flexibler.

Es gibt verschiedene Flexibilitätspotenziale, sowohl auf Erzeugungs- wie auch auf Verbrauchsseite. Die Ladung von E-Fahrzeugen und der Einsatz von Wärmepumpen können im Stundenbereich verschoben werden. Nimmt man bei 50% der Ladevorgänge eine mögliche Verschiebung von 5 Stunden und bei 60% der Wärmepumpen eine Verschiebung von bis zu 12 Stunden in Defizitstunden an, dann kann die Defizitmenge um 15 TWh und die Defizitstunden können um 290 Stunden verringert werden. Es ist auch davon auszugehen, dass der Anteil von Batterien im Stromsystem auf 200 GWh Kapazität

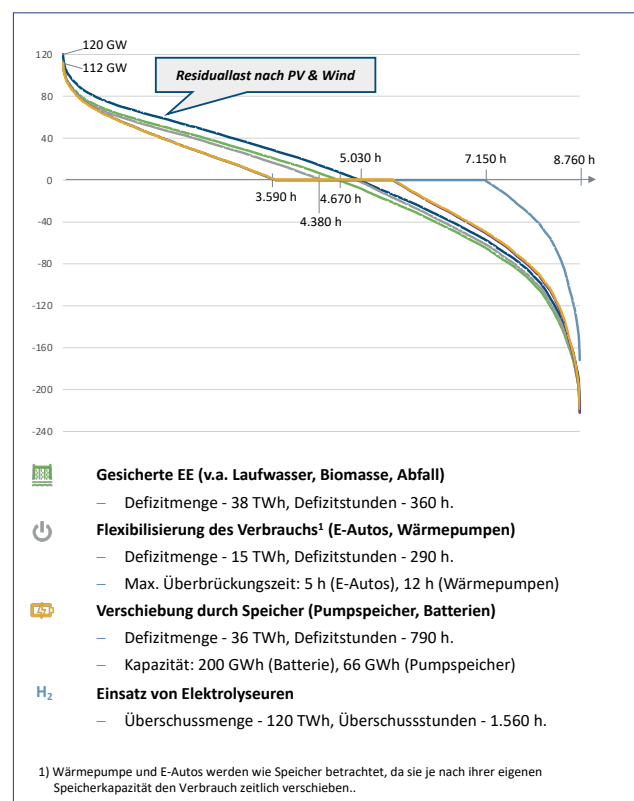


Abb. 5: Residuallastkurve 2040 unter Berücksichtigung von Flexibilitäten in GW

ansteigt, während sich die Pumpspeicherkapazität mit 66 GWh kaum verändern wird. Durch den Einsatz der Stromspeicher kann die Defizitmenge um 36 TWh und die Defizitstunden um 790 Stunden reduziert werden. Entsprechend der politischen Ziele in Bezug auf Wasserstoff ist bis 2040 mit einer signifikanten Elektrolysekapazität in Deutschland zu rechnen, die aus Erneuerbaren Stromquellen versorgt werden soll. Wir erwarten

eine installierte Elektrolysekapazität von 70 GW, von der rund 50 GW flexibel mit Überschussstrom betrieben werden. Damit ließe sich die Überschussmenge um 120 TWh und die Überschussstunden um fast 1.600 Stunden reduzieren.

Flexible Stromerzeugungskapazitäten sind erforderlich

Wenn es gelingt, alle aufgezeigten Flexibilitätspotenziale zu nutzen, dann lässt sich die Defizitmenge um 90 TWh, d.h. um ca. ein Drittel, und die Defizitstunden von ca. 5.000 auf 3.600 Stunden reduzieren. Demnach müssen nach Nutzung aller Flexibilitäten und Speicher immer noch ca. 140 TWh und eine Spitzenlast von 120 GW abgedeckt werden. Wir gehen davon aus, dass 2040 in der Industrie ein Lastabschaltungspotenzial von 13 GW und ein Leistungspotenzial bei Stromimporten von 25 GW besteht.

Strom knapp ist, dann wird er es auch in Frankreich, Polen und Tschechien sein. Unter Berücksichtigung der abschaltbaren Lasten sowie der Importe könnte die Spitzen-Defizitlast von 120 GW auf 75 GW reduziert werden. Das würde in 360 Stunden einer Strommenge von 4 TWh entsprechen (s. Abb. 6).

Die e.venture Studie weicht dabei hinsichtlich der Annahme zu den Leistungspotenzialen aus abschaltbaren Lasten (13 GW) und Stromimporten (25 GW) von gängigen Prognosen, die höhere Potenziale sehen, ab. Abschaltbare Lasten sind unserer Ansicht nach in den stromintensiven Industrien, wie Chemie, Stahl und Aluminium technisch nur bedingt möglich. Die Importmärkte stehen ebenfalls vor einem Umbau in Richtung Erneuerbare Energien und werden in den Herkunftsmärkten ähnliche Lastprofile in der Erzeugung aufweisen. Mit anderen Worten: Wenn in Deutschland der

Somit bleibt nach Nutzung aller beschriebenen Potenziale eine abzudeckende Defizit-Strommenge von 140 TWh. Nach dem heutigen Stand der Technik können nur flexible Gaskraftwerke dieses Defizit abdecken. Deshalb gehen wir davon aus, dass in 2040 75 GW Gaskraftwerke erforderlich sind, die durchschnittlich auf über 1.800 Betriebsstunden pro Jahr kommen. In einem vollständig dekarbonisierten Stromsystem würden dies wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke oder Erdgaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung sein.

Es besteht die berechtigte Frage, ob mit einem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten der Bedarf an flexiblen Kapazitäten reduziert werden kann. Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass das nicht der Fall ist - jedenfalls nicht in signifikantem Umfang. Selbst wenn man die Erneuerbare Erzeugungskapazität um 50% erhöht, lässt sich die Spitzendefizitlast nur von 120 auf 117 GW reduzieren. Die Defizitstunden würden sich dann von 5.000 auf 3.300 Stunden und die Defizitstrommenge um 95 TWh reduzieren lassen. Das wäre allerdings mit enormen Überschussmengen und hohen zusätzlichen Ausbaubedarfen des Stromnetzes verbunden. Die Notwendigkeit von flexiblen Kraftwerkskapazitäten würde sich nicht nennenswert reduzieren. Die Betriebsstunden der flexiblen Kraftwerke würden sich jedoch von über 1.800 auf 600 Stunden pro Jahr reduzieren. D.h. bei einer weiteren Erhöhung der Erneuerbaren Erzeugungskapazität über 100% bilanzieller Bedarfsdeckung hinaus, nimmt der Grenznutzen rasch ab und es ist volkswirtschaftlich sinnvoller, in flexible Kapazitäten, Langfrist-Speicher und Flexibilisierung des Verbrauchs zu investieren.

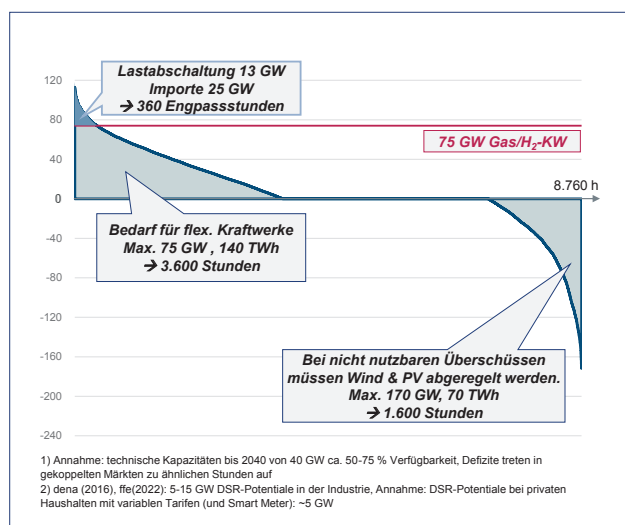


Abb. 6: Verbleibende Defizite und Überschüsse nach Berücksichtigung der Flexibilitäten in GW

Dekarbonisierung des Stromsystems erfordert hohe Investitionen

Um den Strombedarf in Deutschland bilanziell aus Erneuerbaren Stromquellen zu decken, sind Investitionen von über 800 Mrd. EUR erforderlich (s. Abb. 7). Den größten Anteil nehmen dabei mit über 400 Mrd. EUR Wind- und Photovoltaik-Anlagen ein. 135 Mrd. EUR betreffen die Gaskraftwerke und Speicher. In die Netzinfrastruktur sind ca. 250 Mrd. EUR an Investitionen erforderlich.

Die Gaskraftwerkskapazität muss von heute 32 GW auf zukünftig 75 GW steigen (s. Abb. 8). 7 GW der heutigen Kapazität sind jünger als 10 Jahre. Hier gehen wir davon aus, dass diese Kraftwerke auf Wasserstoff umgerüstet werden können. Demnach müssen 68 GW neu dazukommen.

Neben den für die Abdeckung des Leistungs- und Erzeugungsdefizits notwendigen Gaskraftwerke können für die Netzstützung zusätzliche Kapazitäten erforderlich sein. Es ist unseres Erachtens nach wahrscheinlich, dass langfristig, trotz des Ausbaus der Netzinfrastruktur, Engpässe im deutschen Höchstspannungsnetz bestehen bleiben. Heute sind rund 8 GW durch die Transportnetzbetreiber kontrahierte Kraftwerkskapazitäten notwendig, um das Netz stabil zu halten. Es ist davon auszugehen, dass dieser Bedarf nicht sinkt, sondern im Gegenteil noch steigt. Wir gehen davon aus, dass 2040 12 bis 15 GW notwendig sind, um die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. Diese Kraftwerkskapazitäten werden, so wie heute auch, durch vertragliche Absicherung für die Investoren eine risikominimierte Investition darstellen. Die Kraftwerke sollten, so wie heute auch, nicht am EOM teilnehmen dürfen, um die Marktpreisbildung im EOM nicht zu verzerren.

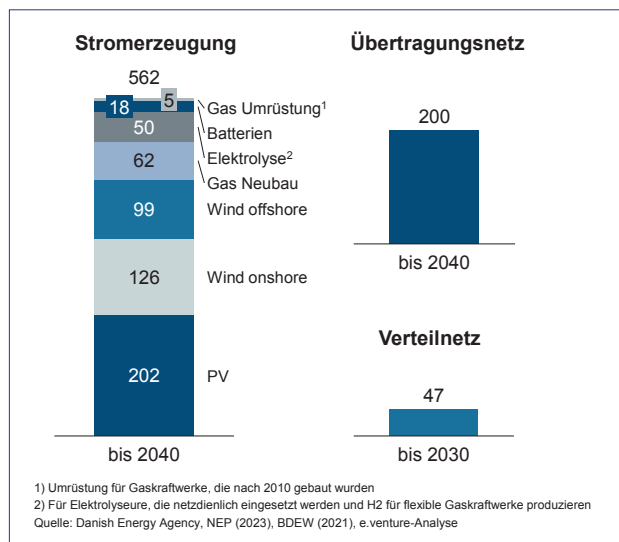


Abb. 7: Investitionen ins deutsche Stromsystem (in Mrd. EUR)

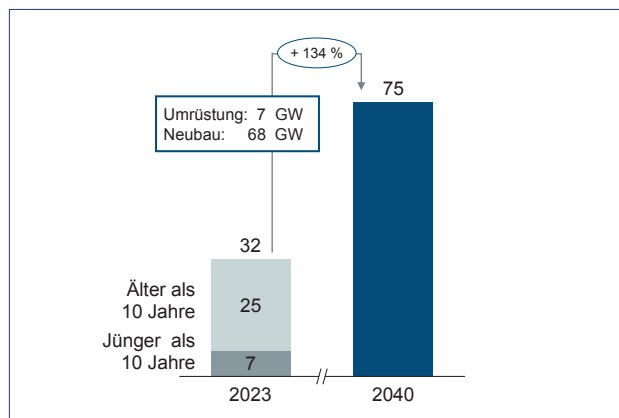


Abb. 8: Entwicklung Gaskraftwerkskapazität (H2-ready, Erdgaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung, o.ä.) in GW

Langfristig stabiles Marktdesign ist notwendig

Eine viel diskutierte Frage ist, ob das heutige Marktdesign, also der Energy-Only-Markt (EOM) auf Basis der Merit Order, auch für den zukünftigen Strommarkt mit einem hohen Anteil volatiler Erneuerbarer Erzeugung den richtigen Rahmen bildet. Für den erforderlichen Ausbau der Stromerzeugung ist ein Marktdesign sinnvoll, das privatwirtschaftliche Investitionen anreizt und staatliche Förderungen zur Anreizlenkung minimiert oder gänzlich verzichtbar macht. Die Nutzung von Flexibilitäten, insbesondere auf der Verbrauchsseite, erfordert ein Marktdesign, das Anreize über Preissignale setzt. Dies wird zukünftig wichtiger, da auf der Verbraucherseite Flexibilitäten entstehen, z. B. Wärmepumpen oder die Ladung von Elektrofahrzeugen. Bestehende

Flexibilitäten in Haushalten sowie in Industrie und Gewerbe können am effizientesten mit Preissignalen genutzt werden. Auch in einem Markt mit einem sehr hohen Anteil Erneuerbarer Stromquellen bleiben nicht vereinzelte Stunden, sondern im Gegenteil sehr viele Stunden im Jahr (bei 100%-iger bilanzieller Deckung des Verbrauchs über 5.000 Stunden), die eine Unterdeckung aufweisen. Für diese Zeiten braucht es Kraftwerke und andere Technologien, mit denen flexibel, gesicherte Leistung bereitgestellt werden kann. Das Marktdesign muss einen langfristigen Anreiz für privatwirtschaftliche Investitionen bieten. Der heutige EOM erfüllt diese Voraussetzungen.

Preisbildung im EOM schafft Investitionsanreize

Bis 2040 fallen Kohle- und Nuklearkraftwerke aus der Merit Order, welche dann nur noch von Photovoltaik-, Wind, sonstigen Erneuerbaren Erzeugungsquellen und flexiblen Gaskraftwerken gebildet wird. In den Engpassstunden, die auch heute schon auftreten, decken Importe und Lastabschaltungen in der Industrie den Bedarf (s. Abb. 9).

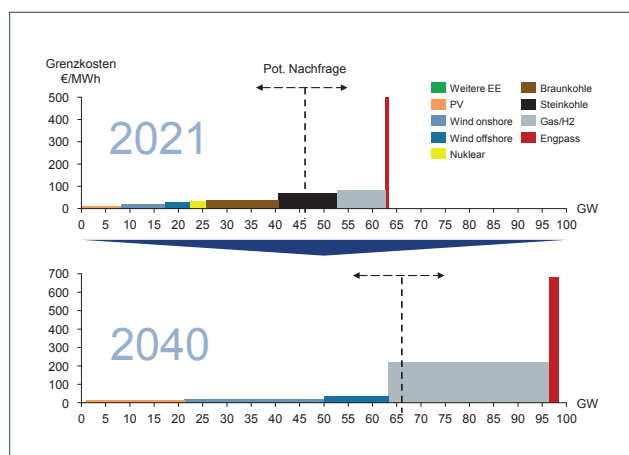


Abb. 9: Merit Order 2021 und 2040

Investitionsanreize für die Erneuerbaren Erzeugungskapazitäten im Jahr 2040 sind gegeben, da die Wasserstoff-befeuerten Gaskraftwerke in jenen Stunden preissetzend sind, in denen die Erneuerbaren nicht ausreichen, um den Bedarf zu decken (s. Abb. 10). In den Engpassstunden ist von einem Preis auszugehen, der höher liegt, als das heute der Fall ist. 2022 wurde in den 400 teuersten Stunden des Jahres ein Durchschnittspreis von 606 EUR/MWh erreicht. Die Gaskraftwerke brauchen zur Abdeckung Ihrer Gesamtkosten einen Engpasspreis von mindestens 680 EUR/MWh über

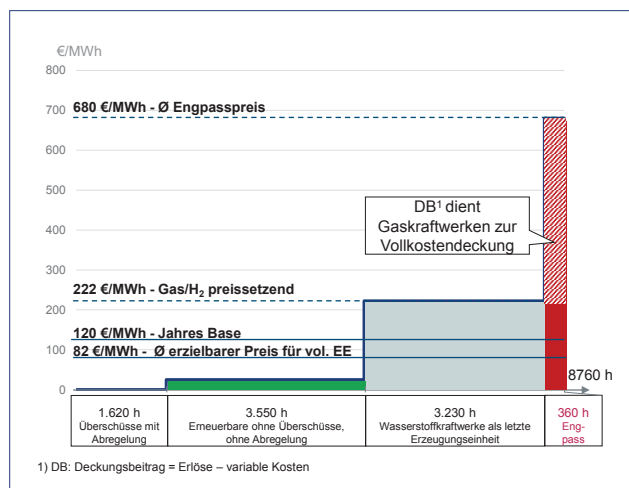


Abb. 10: Strompreisbildung in der Merit Order 2040

360 Stunden. Wir schätzen die Wahrscheinlichkeit für ein entsprechendes Preisniveau als hoch ein und erwarten Engpasspreise, die noch darüberliegen. Dabei ist von zentraler Bedeutung, dass nicht in den Markt in Form von Preis-Caps oder Aussetzen des Handels eingegriffen wird. Solche Eingriffe in den Markt stellen ein gewisses regulatorisches Risiko dar, welches Investitionen in Gaskraftwerke gefährden könnte.

In etwa 1.600 Stunden ist eine Abregelung, bzw. marktgetriebene Abschaltung der Erneuerbaren zu erwarten, weil alle anderen Möglichkeiten, die Strommengen zu verwerten, ausgeschöpft sind. In diesen Stunden ist deshalb ein Preis von 0 EUR/MWh zu erwarten. In 3.550 Stunden setzen die Erneuerbaren den Preis, der mit durchschnittlich 4 EUR/MWh angenommen ist. Die Grenzkosten Wasserstoff-befuenerter Gaskraftwerke sind mit 222 EUR/MWh angesetzt. Die angenommenen Wasserstoffkosten liegen bei 4 EUR/kg im Jahr 2040. Die volatilen Erneuerbaren erzielen aufgrund des Gleichzeitigkeitsfaktors einen Durchschnittserlös von 82 EUR/MWh und damit einen Deckungsbeitrag von 78 EUR/MWh, womit die Vollkosten gedeckt sind und somit ein Investitionsanreiz gegeben ist.

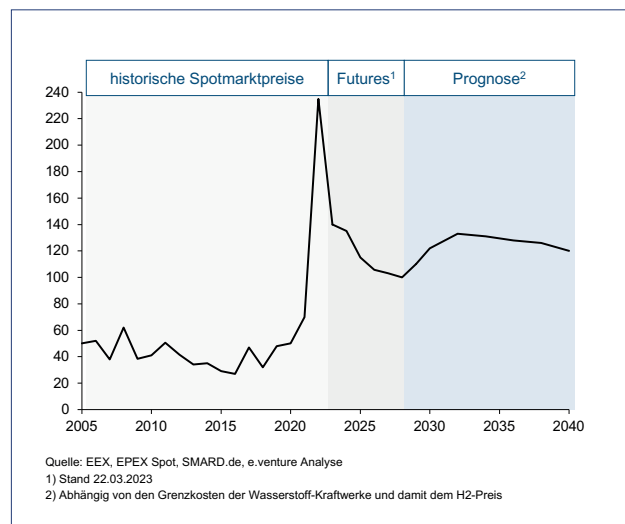


Abb. 11: Strompreisentwicklung (real) in EUR/MWh bis 2040

Die Strompreise sind in den nächsten 15 Jahren etwa auf dem zweieinhalbfachen Niveau dessen zu erwarten, was in den vergangenen 15 Jahren vor der Krise beobachtet wurde. Das spiegelt die Kosten der Dekarbonisierung und der Energiewende wider (s. Abb. 11). Haupttreiber sind die hohen notwendigen installierten Kapazitäten der Erneuerbaren und der Ersatz von billigem russischen Pipeline-Gas durch Erneuerbaren Wasserstoff.

Neben den Strompreisen sollte man die für die Energiewende notwendigen hohen Netzinvestitionen und damit einhergehende steigende Netzentgelte nicht außer Acht lassen.

Chancen und Risiken im EOM

Die gewonnenen Erkenntnisse aus den durchgeführten Analysen lassen den Schluss zu, dass der Energy-Only-Markt auch in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien mit niedrigen Grenzkosten den richtigen Marktrahmen bildet. Langfristige Investitionsanreize für Erneuerbare Erzeugungsanlagen sind gegeben, weil die notwendigen grundlastfähigen, flexiblen Kraftwerke mit zukünftig sehr hohen Grenzkosten für langfristige Marktpreise deutlich über denen des Vorkrisen-Preisniveaus sorgen. Die flexiblen Gaskraftwerke sind in über 3.500 Stunden des Jahres preissetzend. Aufgrund der hohen Volatilität der Erzeugung zu erwartende Knappheitssituationen führen zu Engpasspreisen, die Investitionen in flexible Erzeugungseinheiten wirtschaftlich machen. Für die Gewährleistung der Bedarfsdeckung im zukünftigen Stromsystem ist die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen auf der Verbrauchsseite sehr wichtig. Der EOM bietet die dafür notwendigen kurzfristigen Preissignale. Zudem harmonisiert der EOM mit den kurzfristigen Regelenergiemärkten.

Neben diesen Vorteilen des EOM sind aber auch Risiken zu berücksichtigen. Die hohe Volatilität der Preise wirkt sich dämpfend auf die Investitionsbereitschaft, insbesondere bei den flexiblen wasserstofffähigen Gaskraftwerken, aus und erhöht die Finanzierungskosten (Finanzierungsrisiko). Die Transformation des Energiesystems wird neue Lösungen hervorbringen, die bisher nicht bekannt sind. Diejenigen, die Ihre Investitionen über lange Zeiträume amortisieren müssen, könnten darin einen weiteren Grund sehen, nicht zu investieren (Transformationsrisiko). Die Politik könnte sich bemühen, den hohen Preisen durch regulatorische Eingriffe zu begegnen. Solche politisch motivierten Eingriffe in den Markt, z.B. in der Form von Price Caps, stellen hohe regulatorische Risiken dar, die sich ebenfalls hemmend auf entsprechende Investitionen auswirken können (Regulatorisches Risiko).

Zur Kompensation der genannten finanziellen, transformatorischen und regulatorischen Risiken schlagen wir vor, flexible Kapazitäten zu auktionieren und entsprechende Prämien für die Investitionen in solche Kapazitäten an diejenigen zu zahlen, die die geringsten Zu-

schüsse einfordern. Diese Kapazitätsprämien würden sich entsprechend zu den volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung hinzuaddieren, allerdings keinen Einfluss auf die Preisbildung im EOM haben. Wir gehen davon aus, dass auf diesem Weg die notwendigen flexiblen Kapazitäten von 75 GW in Deutschland bis 2040 anzureizen sind.

Contracts for Difference (CfD's) oder andere Fördermittel für Erneuerbare sehen wir nicht als notwendig an, weil die Preise im EOM einen ausreichenden Anreiz für Investitionen darstellen.

Fazit

Wesentliche, erwartbare Erkenntnis ist, dass die Erzeugung aus Wind und PV der geforderten Nachfrage, bzw. Last nicht entspricht. Es kommt zu Überschüssen und Defiziten. Die Höhe des leistungsseitigen Defizits ist mit brutto 120 GW bei einer Maximallast von 146 GW erheblich. Anders ausgedrückt reicht an 5.000 Stunden im Jahr die Erzeugung aus Wind und PV nicht aus, die Bedarfe zu decken.

Dies entspricht einer fehlenden Erzeugungsmenge von 233 TWh. Trotz starkem Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten und dem Erreichen der hundertprozentigen bilanziellen Abdeckung des Strombedarfs im Jahr 2040 sind weiterhin flexible Kraftwerkskapazitäten in signifikantem Ausmaß erforderlich. Das werden aus heutiger Sicht wasserstoffbetriebene Gaskraftwerke oder Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung sein. Nutzbare Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite und Speicher, wie Batterien, leisten einen Beitrag, die Defizitstunden zu reduzieren, helfen aber nicht, die Spitze in der Defizitlast wesentlich zu reduzieren. Diese beträgt nach Nutzung aller Flexibilitäten 75 GW.

Die entsprechend erforderlichen flexiblen Kraftwerke haben mit deutlich über 1.800 Stunden signifikante Einsatzzeiten und laufen nicht nur in wenigen Stunden. Die Finanzierung der flexiblen Kraftwerke ist unter der Annahme von knapp 400 Engpassstunden mit einem durchschnittlichen Preis von über 680 Euro/MWh gegeben.

Der Umbau des Stromsystems ist nicht umsonst zu haben. Der Ausbau der Wind und PV-Kapazitäten wird etwa 430 Mrd. Euro benötigen. Der Aufbau der flexiblen Erzeugung schlägt mit ca. 70 Mrd. Euro zu Buche und allein der Ausbau der Übertragungsnetze ist mit 200 Mrd. Euro zu veranschlagen.

Der EOM auf Basis der Merit Order ist weiterhin sinnvoll, weil flexible Kraftwerkskapazitäten mit hohen Grenzkosten weiterhin einen signifikanten Teil der Preisbildung darstellen. Damit sind gleichzeitig die Investitionsanreize für Erneuerbare Kapazitäten ohne Förderung gegeben.

Flexible Gaskraftwerke benötigen Engpasszeiten und -preise, um Deckungsbeiträge über die Grenzkosten hinaus zu erzielen. Um daraus resultierende technologische, transformatorische und regulatorische Risiken abzufedern, schlagen wir eine Kapazitätskomponente in der Vergütung dieser Kraftwerke vor, die entsprechende Investitionen unterstützt.

Eine Auktionierung der Kapazitäten würde dabei den EOM in der Preisbildung nicht beeinflussen. Die Diskussion zeigt die sektorübergreifende Bedeutung der Energiewirtschaft für den Standort Deutschland. Die Regulierung muss einen langfristig stabilen Rahmen schaffen, der es den Marktakteuren ermöglicht, Investitionsentscheidungen auf einer verlässlichen Grundlage zu treffen.

Autorinnen und Autoren



Dr. Florian Haslauer
Partner
florian.haslauer@e-vc.org



Martin Selter, WP
Partner
martin.selter@e-vc.org



Lucas Gamer
Manager
lucas.gamer@e-vc.org



Charlotte Schlage
Senior Associate
charlotte.schlage@e-vc.org



Jan Klein
Associate
jan.klein@e-vc.org



Jakob Krug
Junior Associate
jakob.krug@e-vc.org

e.venture consulting

Als Strategieberater in der Energiewirtschaft unterstützen wir unsere Kunden in der Strategieentwicklung sowie der Geschäftsoptimierung und begleiten Transaktionen mit dem Ziel, das Geschäftsportfolio zu optimieren und langfristig auszurichten. Unser Team veröffentlicht regelmäßig unabhängige Studien zu aktuellen Themen der Energiewirtschaft in der DACH-Region und darüber hinaus.

Kontakt

e.venture consulting GmbH
Lennéstraße 3
10785 Berlin
www.e-vc.org