

Was kommt nach der Kraftwerksstrategie des Bundes?

Die Kraftwerksstrategie des Bundes

Versorgungssicherheit in der Stromversorgung ist ein extrem hohes Gut für ein Industrieland. Im Energiewirtschaftsgesetz Deutschlands ist sie, gleich in Paragraph 1, der zuerst genannte Eckpfeiler der Ziele, die in diesem Gesetz für die Versorgung mit Strom, Gas und Wasserstoff genannt werden. Und tatsächlich ist es um die Versorgungssicherheit in Deutschland sehr gut bestellt: die durchschnittliche Dauer von Stromunterbrechungen lag 2022 bei 12,2 Minuten pro Letztverbraucher im Jahr. Im internationalen Vergleich nimmt Deutschland damit seit Jahren einen Spitzenplatz ein.

Gleichzeitig haben wir uns auf den Weg gemacht, die bisherige Stromversorgung mittels Kohle, Kernenergie und Gas auf Erneuerbare Energiequellen umzustellen. Im letzten Jahr betrug der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung schon stolze 56 % - auch wenn das Ergebnis aufgrund von Sondereffekten (um 5,4 % geringerer Stromverbrauch vor allem aufgrund geringerer Wirtschaftsleistung) beeinflusst sein wird. Der Weg aber ist vorgezeichnet, denn auch in absoluten Produktionszahlen nimmt die Stromerzeugung von Sonne und Wind zu.

Aber ist künftig die Stromversorgung noch sicher, wenn bis zum Jahr 2030 das Ziel eines Anteils der Erneuerbaren an der Stromproduktion von mindestens 80 % erreicht werden soll? Immerhin ist klar, dass Strom aus Wind und Sonne nur sehr witterungs- und tageszeitabhängig zur Verfügung steht. Nicht nur die Produktion lässt sich mittlerweile gut im Voraus vorhersagen, sondern auch die Nicht-Produktion. Also muss ein Backup-System zur Verfügung stehen, das in Zeiten der sogenannten „Dunkelflaute“ einspringt.

Die Bundesregierung hat lange um ihre Kraftwerksstrategie gerungen, die dieses Backup-System bereitstellen soll. Das Backup-System muss zukünftig sehr flexibel sein, um schnell die Schwankungen aus der volatilen Stromerzeugung aus Sonne und Wind auszugleichen. Dafür kommen zukünftig nur Gaskraftwerke in Frage. Und spätestens Ende der dreißiger Jahre sollen diese Backup-Kraftwerke mit Wasserstoff betrieben werden, damit wir die Stromerzeugung vollständig klimaneutral organisieren können. Aber: neue Kraftwerke können im heutigen Energiemarktdesign nicht gebaut werden, weil ihre Kapitalkosten aus den Erlösen des Stromverkaufs nicht gedeckt werden können. Denn wenn die Kraftwerke ihre Stromerzeugung im Markt anbieten, verdient das Kraftwerk mit dem höchsten noch angenommenen Gebot – das ist in der Regel ein Gaskraftwerk – gerade mal die Brennstoffkosten, jedoch keine Kapitalkosten. Und: je kürzer die Backup-Kraftwerke laufen, desto größer wird das Finanzierungsrisiko im heutigen Marktdesign.

Um aus diesem Dilemma herauszukommen, hat die Bundesregierung geplant, die Investition in neue Kraftwerke zu bezuschussen. Ursprünglich war ein Bedarf an neuen Gaskraftwerken mit einer Erzeugungleistung von rund 25 GW im Gespräch.

Freilich war dies gerade in der Branche der Erneuerbaren durchaus umstritten. Simone Peter, die Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energien, hat die geplante Kraftwerksstrategie des Bundes deutlich kritisiert. In einer Presseerklärung vom 24. Januar 2024 betonte sie, das Festhalten an der Systematik zentraler Kraftwerksstrukturen sei „völlig kontraproduktiv. Auch kann der Bau neuer Kraftwerke an alten Standorten in eine Sackgasse führen und erhebliche Redispatchprobleme implizieren, wenn diese nicht zur neuen Erzeugungssystematik passen“. Damit formulierte sie das

Risiko, dass auch zukünftig mit den neuen Kraftwerken die Netzbetreiber in den Markt eingreifen müssen, weil alte, ungünstige Kraftwerksstandorte und ein dazu nicht passender Netzausbau dies erforderlich machen könnten. Sie forderte stattdessen, sich auf Erzeugungstechnologien bei den Erneuerbaren zu konzentrieren, um die notwendige gesicherte Leistung bereitzustellen, zum Beispiel durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands. Simone Peter versprach, das Backup für die volatile Erzeugung aus Sonne und Wind „günstiger, schneller und sauberer als die konventionelle Kraftwerksbranche“ zu schaffen.

Dass die jetzt veröffentlichten Eckpunkte für die Kraftwerksstrategie des Bundes einen deutlich geringeren Umfang an neu zu errichtenden Gaskraftwerken vorsieht, kann man sicher nicht darauf zurückführen, dass sich die Bundesregierung diese Kritik zu eigen gemacht hat. Insbesondere die Haushaltszwänge im Bund waren der Auslöser für den geringeren als ursprünglich geplanten Umfang.

Es soll – als „no regret-Maßnahme“ bezeichnet – der Bau von Gaskraftwerken mit einer Leistung von 10 GW angereizt werden, die Ausschreibung soll „kurzfristig“ erfolgen. Diese neuen Kraftwerke sollen ab einem 2032 festzulegenden Umstiegsdatum zwischen 2035 und 2040 vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden und für diesen Umstieg bereits heute vorbereitet sein. Bestehende Hemmnisse für die Errichtung und den Betrieb von Elektrolyseuren sollen „ohne Einschränkung abgebaut“ werden. Das ausdrückliche Ziel der Kraftwerksstrategie ist es, Versorgungssicherheit zu „möglichst geringen Kosten“ zu gewährleisten. Eingebettet wird der Bau von neuen Kraftwerken in Arbeiten an einem künftigen Strommarktdesign, in dem „insbesondere Konzepte für einen marktlichen, technologie-neutralen Kapazitätsmechanismus erarbeitet werden“ sollen.

Mit 10 GW neuen Gaskraftwerken, die später mit Wasserstoff betrieben werden, wird man auf längere Sicht auf dem Weg in die klimaneutrale Stromversorgung nicht auskommen, wenn das Ziel des hohen Maßes an Versorgungssicherheit, so wie wir sie heute gewohnt sind und wie sie auch ein wichtiger Standortfaktor ist, nicht aufgegeben werden soll. Aber auch wenn jetzt im Bundeskabinett geeint ist, dass das Strommarktdesign neu gefasst werden soll und dass ein Kapazitätsmechanismus entwickelt werden soll, ist nicht mit raschen Erfolgen zu rechnen. Die Debatte um die Einführung von Kapazitätsmechanismen wird schon lange geführt, sie wurde schon einige Male ad acta gelegt und die Gegner dieser Idee haben sich schon längst wieder in Stellung gebracht.

Kapazitätsmechanismus oder Versorgungssicherheitszertifikate?

Sven Becker, der Chef des Aachener Stadtwerkeverbands Trianel GmbH, hat beim Handelsblatt-Energiegipfel am 25. Januar 2024 in einer Diskussionsrunde aus Energiewirtschaft und Energiepolitik den Vorschlag gemacht, einen marktbasieren Zertifikatehandel von „gesicherter Leistung“ einzuführen. So solle ein „Versorgungssicherheitsmarkt“ geschaffen werden. Damit könne auch der vielfach als „verbrannt“ angesehene Begriff eines „Kapazitätsmarkts“ überwunden werden.

Zur Begründung seines Vorschlags wählte Becker ein Bild, das erstmal aufhorchen lässt: Windkraft und Sonnenenergie, die Säulen der künftigen Energieversorgung, würden Strom zwar CO₂-frei produzieren, könnten aber keine gesicherte Leistung bereitstellen, sondern erfordern für Zeiten ohne Wind und Sonne anderen Erzeugungstechnologien, um die Lücke zu füllen. Konventionelle Kraftwerke hingegen würden zwar CO₂ ausstoßen, aber dafür gesicherte elektrische Leistung bereitstellen. Als Beitrag zum Klimaschutz müssten fossil befeuerte Kraftwerke CO₂-Zertifikate erwerben, was den Strom aus fossilen Kraftwerken zunehmend teurer machte und ihn jetzt in ein Preisgleichgewicht mit Strom aus erneuerbaren Energien gebracht hätte. Sein Vorschlag: „Was wäre, wenn die Erneuerbaren Zertifikate für gesicherte Leistung kaufen müssten, womit sie gesicherte Leistung in den Markt stellen? Dann wären erneuerbare und konventionelle Energien wieder vergleichbar.“

Zwar atmet dieser Vorschlag, und das irritiert, den Hauch des „Wie du mir, so ich dir“, der schon im Alten Testament gegeißelt wurde. Wenn man diesen Vorschlag als reinen Finanzierungsmechanismus begreift, könnte man ihn rasch beiseitelegen. Es gibt keinen fundamentalen Bedarf, die Kosten der CO₂-Zertifikate „künstlich“ auf CO₂-freie Erzeugungstechnologien umzuverteilen. Die Kosten der CO₂-Zertifikate werden in der Energiewirtschaft in jedem Fall auf die Endkunden aus Privathaushalten, Gewerbe und Industrie weitergegeben und sind damit gedeckt. Steigende Zertifikatskosten führen zur beschleunigten Suche nach kostengünstigeren Alternativen. Steuerungsimpulse löst eine rein finanzielle Umverteilung der Lasten der fossilen Welt auf die Erneuerbaren Energieträger nicht aus.

Systemintegration tut not

Diese Steuerungsimpulse braucht es aber. Denn hinter der scheinbaren „Gerechtigkeitslücke“, die Becker ausgemacht hat, steckt ein grundsätzliches Problem, das er allerdings nur implizit adressiert. Denn seit der Energiemarktliberalisierung 1998 mit der Zerschlagung der „horizontal integrierten Versorgungsunternehmen“, die in ihrem Monopolbereich für Versorgungssicherheit gesorgt haben und das Gesamtsystem in ihrem regionalen Ökotope im Blick hatten, gibt es jetzt keinen Akteur mehr, der die Aufgabe der Systemintegration marktbasierend vornimmt. Um Netzstabilität zu gewährleisten, greifen die Übertragungsnetzbetreiber bei Bedarf in den Energiemarkt ein und fordern den Erzeuger diesseits eines Netzengpasses auf, seine Anlage herunterzufahren (gegen Entschädigung selbstverständlich) und fordern einen Erzeuger jenseits eines Netzengpasses auf, seine eigentlich nicht marktfähige Anlage doch einzuschalten (gegen Kostenerstattung selbstverständlich). Dieser Mechanismus, neudeutsch „Redispatch“, stellt Netzstabilität und damit Versorgungssicherheit zuverlässig her und dies noch für viele weitere Jahre – zu immer stärker steigenden Kosten freilich, wenn der Netzausbau nicht nachkommt, und wenn jeder Akteur seine Investition und seinen Anlagenbetrieb nach den eigenen rein betriebswirtschaftlichen Zielen steuert. Egal ob das Energiesystem quietscht oder nicht. „Produce and forget“ heißt dieses Prinzip der eigenwirtschaftlichen Optimierung, im Zweifel auch auf Kosten eines volkswirtschaftlichen Optimums.

Deswegen verdient die Idee der Versorgungssicherheitszertifikate einen frischen Blick über Ressentiments hinaus. Dazu muss man die Idee aber weiter entwickeln.

Mögliche Grundzüge von Versorgungssicherheitszertifikaten

Was sollen Versorgungssicherheitszertifikate leisten? Sie sollen die kostengünstigsten Technologien zum Einsatz bringen, die erforderlich sind, um die witterungs- und tageszeitabhängigen Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie mit dem Strombedarf abzugleichen. Sie müssen daher auch technologieneutral ausgestaltet sein. Jenseits der jetzt beschlossenen Ausschreibung von 10 GW Gaskraftwerken könnte der weitere Bedarf an Systembackup gerade unter das Motto der Systemintegration gestellt werden. Dann wird man sehen, ob tatsächlich weitere Gaskraftwerke, mit Wasserstoff betrieben und an den „richtigen“ Standorten geplant, die kostengünstigste Lösung sind oder vielleicht doch die Stromerzeugung aus Biogasanlagen, wenn diese denn dann tatsächlich flexibel gefahren werden (was heute überwiegend nicht der Fall ist), oder ob man kostengünstiger die Nachfrage flexibilisieren oder Batterien einsetzen kann.

Dazu müssen im Detail eine Reihe von Fragen geklärt werden, um ein solches System auszugestalten. Dazu gehört zuerst, dass das Backup-System Regelleistung dort bereitstellt, wo sie am dringendsten benötigt wird, nämlich vor allem in Süddeutschland. Wenn das erfolgreich gelingt, wird dies am Ende auch zu etwas geringeren Anforderungen an den Netzausbau führen, Kosten einsparen und zumindest auf der Zeitschiene für eine gewisse Entspannung sorgen können.

Es müssen aber auch unerwünschte Nebenwirkungen vermieden werden. So sollte eine Bagatellgrenze für kleinere Einspeiser eingeführt werden, um den gegenwärtig starken Ausbau von PV-Dachanlagen nicht abzuwürgen. Und der ohnehin schwächelnde Markt für Power Purchase Agreements, kurz PPA (Direktverträge mit Solar- und Windparks) würde vollends abgewürgt, wenn allein die Erzeuger von Grünstrom gezwungen werden, Versorgungssicherheitszertifikate zu beschaffen. Auch hier müssten gleiche Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden, indem zum Beispiel jegliche geplante Stromvermarktung, auch die aus den noch laufenden fossil befeuerten Kraftwerken, sich einer konkreten Versorgungsaufgabe anpassen muss und gemäß eines konkreten Lastprofils liefern muss, so wie Vermarkter von Grünstrom auch.

Aber dann wäre der Weg einer Systemintegration geebnet, die die verschiedenen erneuerbaren Erzeugungstechnologien so zu integrieren vermag, dass sich ein Kostenminimum einstellt.

Wer also einen neuen, großen Solarpark bauen will, wird gut daran tun, Ausschau nach einem Windpark in der Nähe zu halten oder diesen gleich mit zu planen, damit ein großer Teil des zu vermarktenden Vermarktungsprofils aus diesem Kombipark gedeckt werden kann und damit zusätzliche Versorgungssicherheitszertifikate in geringerem Umfang anfallen als bei einer singulären Lösung. Wenn dann noch eine – tatsächlich flexibel betriebene – Biogasanlage dazu kommt, wird ein noch größerer Teil der Versorgungsaufgabe aus Erneuerbaren abgedeckt werden können und der Bedarf an Versorgungssicherheitszertifikaten weiter abnehmen. Die Allokation der Versorgungssicherheit kann auf diesem Weg kostenoptimiert erfolgen: Eine Kombination von erneuerbaren Energien dann, soweit dies die kostengünstigste Lösung wäre. Batterien, Elektrolyse, Nachfragesteuerung dann, soweit dies zum Kostenoptimum führt. Gaskraftwerke, anfänglich mit (wegen steigender CO₂-Preise mit immer teurerem) Erdgas und später mit Wasserstoff betrieben, soweit sich daraus ein Kostenoptimum des gesamten System ergibt.

Systemintegration findet bereits statt - ansatzweise

Auf der anderen Seite gibt es bereits etliche Ansatzpunkte, die heute schon erprobt werden und die den Weg zur Systemintegration bereits heute weisen: Hersteller von Schnellladesäulen für die Beladung von Elektroautos, die ihre Ladeinfrastruktur mit einer großen Batterie (200 kWh) ausstatten, verspüren großes Interesse von großen Discountern, die ihre Dach- (und künftig gar Parkplatz-)Flächen mit einer großen PV-Anlage ausstatten und den Strom nicht ins Netz einspeisen, sondern in die Batterie ihrer Schnellladesäulen. Dann vermarkten sie nicht nur den Ladestrom, sondern liefern bei voller Batterie und hungrigen Stromnetzen den Batteriestrom in den Spotmarkt – außerhalb der etablierten Versorgungswirtschaft. Dort findet bereits Systemintegration statt, und der Weg zur Ausgabe von Versorgungssicherheitszertifikaten ist dann nicht mehr weit.

Oder das Beispiel der Stadtwerke Schwäbisch Hall, die interessierten Kommunen anbieten, ihren künftigen Windpark mit ein oder zwei PV-Freiflächenanlagen zu kombinieren und die beiden am Ort ansässigen Betreiber einer Biogasanlage ebenfalls zu integrieren und dafür ein lokales Bilanzkreismanagement implementieren. Damit können die Kommunen ihrer Bürgerschaft und ihren Unternehmen lokal erzeugten Grünstrom mit einem verlässlichen Strompreis anbieten, der nur noch in untergeordnetem Umfang von schwankenden Marktpreisen abhängt. Viele Bürgermeister begreifen dies als Standortvorteil, weil die Erzeugungsanlagen vor Ort zuerst der Region zugutekommen – auch wenn der größte Teil der Erzeugung, vor allem im ländlichen Raum, außerhalb der Standortgemeinde vermarktet werden wird. So führen Systemintegration und lokales Bilanzkreismanagement zu größerer Akzeptanz von Stromerzeugung aus Sonne und Wind. Und: der Weg zu Versorgungssicherheitszertifikaten ist dann nicht mehr weit.

Die „unfertige“ Kraftwerksstrategie des Bundes setzt mit der geeinten raschen Ausschreibung eines Teils einer Backup-Lösung einen wichtigen Anfang. Jetzt ist die Zeit, darüber hinaus zu denken und die bisher fehlende Marktintegration im Energiesystem mitzudenken. Versorgungssicherheitszertifikate können hierfür eine Chance sein.
