



23.10.2023

Transkript

„Kraftwerksstrategie: flexiblere Verbraucher oder mehr Kraftwerke – was hilft bei Dunkelflauten?“

Experten auf dem Podium

- ▶ **PD Dr. Patrick Jochem**
Abteilungsleitung Energiesystemanalyse, Institut für Vernetzte Energiesysteme, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Stuttgart
- ▶ **Prof. Dr. Andreas Löschel**
Professor am Lehrstuhl für Umwelt-/Ressourcenökonomik und Nachhaltigkeit, Ruhr-Universität Bochum
- ▶ **Prof. Dr. Christian Rehtanz**
Institutsleiter, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie3), Technische Universität Dortmund
- ▶ **Sönke Gähke**
Redakteur für Energie und Mobilität, Science Media Center Germany, und Moderator dieser Veranstaltung

Mitschnitt

- ▶ Einen Videomitschnitt finden Sie unter:
<https://www.sciencemediacenter.de/alle-angebote/press-briefing/details/news/kraftwerksstrategie-flexiblere-verbraucher-oder-mehr-kraftwerke-was-hilft-bei-dunkelflauten/>
- ▶ Falls Sie eine Audiodatei oder eine Sprecheransicht des Videomitschnitts benötigen, können Sie sich an redaktion@sciencemediacenter.de wenden.



press briefing

Transkript

Moderator [00:00:00]

Herzlich willkommen, liebe Kolleginnen und Kollegen, zu unserem Pressegespräch zur Frage: „Flexibler Stromverbrauch oder mehr Kraftwerke – was wird 2030 Deutschland sicher durch eine Dunkelflaute führen?“ Traditionell erst einmal ein Wort zur Spielregel vorweg: Bitte stellen Sie Ihre Fragen über den F-&A-Button unten. Meine Kollegen und Kolleginnen werden diese dann sammeln und mir weiterreichen. Ich stelle sie dann hier im Gespräch. Dann können wir uns alle besser auf das Gespräch konzentrieren. Mein Name ist Sönke Gäthke, ich betreue hier im Science Media Center die Themen Energie und Mobilität.

Wir haben dieses Press Briefing angesetzt, nachdem wir uns immer wieder mit dem notwendigen Back-up für die Stunden und Tage im Jahr beschäftigt haben, in denen Wind und Sonne eben nicht genug Strom liefern für den Bedarf. Und um es hier noch mal klar zu sagen: Wind und Sonne werden 80 Prozent des Bedarfs schaffen. Und dass es solche Situationen gibt, in denen sie es nicht schaffen, in denen sie die Leistung nicht erbringen können, um den gesamten Verbrauch zu bedienen, das ist nichts Neues, das weiß man in der Forschung seit mindestens einem Jahrzehnt.

Wir haben uns nun mit der Auswertung von Daten beschäftigt und dabei gesehen, dass ein flexibler Verbrauch, das Aus- und Einschalten von Geräten wie zum Beispiel Wärmepumpen oder Wallboxen eine wichtige Rolle spielen können. Dabei braucht man dann vielleicht auch weniger Kraftwerke, wenn das funktioniert. Die spannende Frage ist nun: Wie kann man solche Situationen kalkulieren und diese beiden Ansätze verzahnen? Was sind hierbei realistische Annahmen? Wie viel Geld darf das kosten? Und muss man wirklich immer aufs Geld schauen? Oder sind zumindest einige Kraftwerke nicht auch dafür da, Notsituationen zu verhindern, wie zum Beispiel die Feuerwehr, bei der man ja jetzt auch nicht unbedingt wirtschaftliche Kosten-Nutzen-Rechnungen anstellt?

Bei uns im Zoom-Call sind dafür heute drei Experten zu Gast. Zunächst einmal Patrick Jochem vom Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt in Stuttgart. Er erstellt Modelle der zukünftigen Stromerzeugung. Herr Jochem, an Sie geht meine Frage: Wie kann man denn einigermaßen sicher abschätzen, wie Strom aus Wind und Sonne, flexibler Verbrauch und Stromerzeugung aus steuerbaren Kraftwerken 2030 zusammenspielen müssen, damit der Strom auch sicher zu den Verbrauchern fließt?

Patrick Jochem [00:02:08]

Ja, sehr gute Frage. Vielen Dank, Herr Gäthke, für die Möglichkeit, hier zu sprechen. Kurzfristig ist die Vorhersage immer sehr einfach, da sind wir schon sehr gut. Wenn Sie aber 2030 ansprechen, haben wir schon Herausforderungen. Wir sehen, dass die Wetterjahre und sowohl Wind als auch Photovoltaik sich ändern. Wir haben im DLR relativ gute Wetterdaten, um diese Prognose sicherzustellen. Aber durch den Klimawandel sehen wir, dass sich da etwas ändern könnte. Das heißt, wir haben auf der Angebotsseite doch Unsicherheiten.

Wichtiger ist aber, wenn wir die Residuallast bestimmen, das heißt, diese Last, die übrigbleibt, wenn wir die solare und Windenergieerzeugung einspeisen und die ja dann noch gedeckt werden muss. Das heißt, wir gehen dann über die Speicher, zum Beispiel, andere flexible Technologien, aber eben auch hin zur Flexibilität der Nachfrage. Und das ist jetzt der entscheidende Punkt, auf den ich noch einmal eingehen wollte, weil da die Unsicherheiten noch viel größer sind.

Flexibilitäten in der Nachfrage haben wir heute kaum, weil einfach der Preisanreiz zu gering ist. Das gilt sowohl für die Industrien, die heute schon daran teilnehmen können. Natürlich sind die Preis-Gaps noch nicht so groß, wie sie sein werden. Das heißt, da wird der Anreiz noch steigen. Bei den privaten Haushalten kommt von diesen Preis-Gaps aber noch gar nichts an. Wir brauchen also



[mehr] Smart Meter, wir brauchen auch flexible Preise. Wir brauchen Home-Energy-Management-Systeme, die dann auch das ganze Controlling übernehmen, über die Last zum Beispiel, der Elektrofahrzeugladung oder auch der Wärmepumpen. Und da fehlt einfach die Erfahrung damit, wir können diese Flexibilität heute noch nicht wirklich abschätzen. Wir haben ein paar Feldversuche, aber dort [ist] in der Regel nicht die gesamte Bevölkerung involviert. Insofern fehlt uns da die Erfahrung. Das heißt, diese Preiselastizitäten zu ermitteln, muss ich als Volkswirt sagen, wäre ganz wichtig. Und an der Stelle haben wir noch die größte Unsicherheit.

Moderator [00:04:17]

Ja, vielen Dank. Unser nächster Gast bei uns im Zoom-Call ist Christian Rehtanz von der Technischen Universität in Dortmund. Er ist Spezialist für die Technik der Stromnetze und er hat auch an der Prüfung des aktuellen Netzentwicklungsplans mitgearbeitet. Herr Rehtanz, wir haben ja nun schon einiges über flexible Verbraucher erzählt. Und auch die Bundesnetzagentur rechnet damit, dass wir künftig sehr viel damit erreichen können. Aber was ist technisch überhaupt realistisch dabei?

Christian Rehtanz [00:04:51]

Erst einmal seien alle herzlich begrüßt, die hier zuhören. Bei Flexibilität hat man immer die Frage: Was ist technisch möglich, was ist praktisch umsetzbar, was ist am Ende akzeptabel? Die Potenziale sind stark unterschiedlich und man muss sich immer auch fragen: Wie kann ich es aktivieren, wie gerade Patrick Jochem schon sagte? Wir brauchen sicherlich Digitalisierung, wir brauchen Automatisierung. Und dann ist die Frage, auf welcher Ebene wir darüber reden, für welchen Anwendungsfall, in welchen Zeitbereichen et cetera. Wir haben heute ja auch Flexibilität im Sinne von abschaltbaren Großverbrauchern, die unter Vertrag stehen, um in Notfallsituationen abgeschaltet zu werden. Das sind dann wirklich einzelne, die über ein Signal mehr oder weniger manuell aktiviert werden.

Wenn wir aber am anderen Ende [von] Endverbrauchern reden – und jetzt stellen wir uns zum Beispiel Elektroautos vor, die abends beim Nachhausekommen eingesteckt werden. Heute würde es sofort laden, und wir gehen ins Haus, machen den Backofen an, Computer, Fernseher, was auch immer. Wir produzieren eine große Abendspitze. Dann ist es natürlich ziemlich einfach zu verstehen, dann sollte dieses Auto vielleicht lieber nachts laden und sollte dann am nächsten Morgen gefüllt zur Verfügung stehen. Und da sind wir genau bei der Digitalisierung. Wir brauchen ein Hausenergie-Managementsystem. Wir brauchen die Informationen, wann es sinnvoll ist, dieses Auto nachts zu laden, welche Zeit das Auto dazu braucht. Wir brauchen viele Informationen, um so etwas zu managen. Und das geht natürlich nur hoch automatisiert, weil keiner von uns nachts aufstehen will, um sein Auto zu laden oder einen Ladevorgang zu beenden.

Das sind dann wirklich die Sachen, um große Potenziale verteilt in der Masse zu erschließen – durchgehende Digitalisierung, Smart-Meter-Infrastruktur, die das ermöglicht. Und das sind natürlich Sachen, da träumen wir alle von und da gibt es Ansätze, das zu tun. Das ist in der Wissenschaft alles wunderbar möglich, in Pilotversuchen auch, aber der Massen-Rollout bedeutet natürlich Standardisierung, die dementsprechenden Marktregeln und so weiter. Und das ist etwas, wo wir im Rahmen der Digitalisierung vielleicht in Deutschland nicht immer die Schnellsten sind.

Und wenn wir dann in Richtung 2030 gucken, dann wird es schwerfallen sich vorzustellen, dass wir das in 2030 alles voll ausgerollt haben. Das wäre die schlechte Nachricht. Aber dazwischen gibt es sicherlich auch gute Nachrichten. Es gibt heute mehr und mehr Firmen, die zum Beispiel auch unter dem aktuellen Strommarktdesign bestimmte Firmen anbinden, steuerbare Lasten von Firmen digital anbinden, hoch automatisiert abrufen und dann auf Viertelstundenbasis, wenn irgendjemandem noch Strom fehlt, dann zum Beispiel eine Maschine abschalten bis fünf Minuten vor der lau-



fenden Viertelstunde. Und da kann man heute schon reichlich Geld mit verdienen. Man sieht, auch heute kann Flexibilität schon beitragen, kann Wertschöpfung bringen. Firmen sind bereit, sich da einzuarbeiten.

Aber dann im großen Stil für Endverbraucher, da fehlt technisch noch einiges und deshalb kann man in der Summe schwer abschätzen, ob das Potenzial für Flexibilität [da ist], weil man muss es aus der Spitze heraus sehen. Irgendwo haben wir eine Spitze: Wie viel könnte diese Spitze, die wir durch Kraftwerke abdecken, wenn keine Erneuerbaren zur Verfügung stehen, reduzieren? Sind es zehn Gigawatt? Sind es 20 Gigawatt oder sind es nur fünf Gigawatt? Und das ist das, was wir hinterher real an Kraftwerkskapazität dadurch einsparen. Aber, wie auch Patrick Jochem gerade gesagt hat: Das ist extrem schwer abzuschätzen, weil es eben von vielen Faktoren abhängt.

Moderator [00:08:49]

Vielen Dank, Herr Rehtanz. Unser dritter Mann im Zoom-Call ist Andreas Löschel von der [Ruhr-]Universität Bochum. Er ist Ökonom und arbeitet auch schon lange an den Rahmenbedingungen der Energiewende. Herr Löschel, wie kann man denn Privatverbraucher oder Unternehmen dazu bewegen, ihren Verbrauch dem Wind- und Sonnenstrom anzupassen? Wie macht man das denn attraktiv für die Menschen, dass die daran teilnehmen, damit wir hinterher vielleicht doch weniger Kraftwerke brauchen?

Andreas Löschel [00:09:18]

Danke, Herr Gäthke, für die Möglichkeit, hier heute mitzudiskutieren. Wir haben uns ja diese Frage auch schon einmal gestellt im Kontext des Monitorings der Energiewende für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem, wo das ja ein ganz wichtiger Teil auch sein wird. Wie schaut das Marktdesign der Zukunft aus in einem Strommarkt, der von Erneuerbaren dominiert wird? Und da spielen zwei Aspekte eine Rolle. Das eine haben Sie gerade schon gesagt: Wie schaffen wir eine gute Koordination der verschiedenen Erzeugungsoptionen und der Nachfrage?

Das andere, was vielleicht auch wichtig ist in dem Kontext, ist: Wie schaffen wir Investitionsanreize in die entsprechenden Kraftwerke und die Erzeugungstechnologien, die dafür auch notwendig sind? Beides ist wichtig. Und wir haben auch gerade gehört, [dass] die technischen Rahmenbedingungen eine ganz große Voraussetzung darstellen, das haben wir etwas ausgeklammert bei unserem Gutachten, auch für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem. *(Anm. der Red: Der folgende, eingeklammerte Satz ist leider durch technische Störung nicht ganz zu transkribieren)* [Aber da, ... wir die Klammer ... ziehen. Wenn der Vertr...uss] nicht da ist, dann klappt das natürlich nicht, das auch zu incentivieren, denn die Anreize müssen über Preise kommen. Und wir sehen, dass wir hier Schritte nach vorne machen in Richtung variable Preise.

Denn was wir brauchen, ist, dass die Preise die Netzsituation besser darstellen, hier zeitlich variabel, räumlich variabel Versorgungsaspekte mit auffangen. Und das gibt es eben augenblicklich noch nicht so, wie wir es uns vorstellen. Wenn, dann eben nur für große Verbraucher, aber eben nicht für die kleineren Verbraucher, die häufig noch feste Tarife zahlen. Das wird sich ändern.

Aber es ist natürlich auch eine Frage der anderen Netzkomponenten oder der anderen Preiskomponenten. Wir haben auf der einen Seite natürlich die Großhandelspreise, die werden viel flexibler und diese Variation muss an die Kunden gehen. Aber es richtet sich dann auch an die anderen Preiskomponenten, insbesondere Netzentgelte. Die müssen dazu auch passen, die passen häufig eben noch nicht dazu, insbesondere für große Verbraucher, die sehr lange Verbrauchszeiten haben und dafür auch entsprechend entlohnt werden.

Das sind dann eben Disincentives für Flexibilität, die man eben auch auf den Prüfstand stellen müsste und nicht nur überlegen müsste, wie man die variablen Preise besser an die Konsumenten



[kriegt], sondern auch, wie die anderen Preiskomponenten im Sinne dynamischer Netzentgelte oder einer veränderten Struktur der Netzentgelte [gestaltet werden können]. Und das letzte wird sein: Wie [kommen wir an] die Investitionen, die wir brauchen, damit auch diese Nachfrage in den Spitzenzeiten in Zukunft gedeckt werden kann?

Moderator [00:12:09]

Danke, sehr schön. Das passt auch gut zu unserer ersten Frage, die wir haben, die nämlich darauf abzielt zu sagen: Ja, wie entscheidend sind für die Flexibilität, die Großverbraucher der Industrie], gerade wenn wir an Dunkelflauten denken. Und die Frage ist dann: Was ist hier möglich, weil man Glas- und Aluschmelzen schwer abschalten kann? Ich habe schon jemanden gehört von Ihnen, der angesetzt hat. Wer war das?

Christian Rehtanz [00:12:36]

Ich weiß nicht. Ich glaube, wir zucken alle ein bisschen. Ich nehme den Ball einfach mal auf, weil wir hatten letztlich Zementwerke analysiert. [...] In bestimmten Studien hieß es, Zementwerke [sind] das Riesenpotenzial. Da muss geheizt werden, gebacken werden, zermahlen werden. Da hat man Riesenflexibilitäten. Und wir hatten die Chance, eine Studentin hier zu haben, deren Großvater mehrere Zementwerke besitzt. Und die wollte den Großvater davon überzeugen, diese Zementwerke grün zu betreiben für einen zukünftigen grünen Strommarkt. Und dann haben sie das analysiert und hatten direkt Zugriff auf alle Daten.

Und am Ende kam heraus: Es ging quasi nichts an Flexibilität, weil ein Zementwerk ist ein durchorchestrierter Prozess, und alles, was ich an Flexibilität aufbaue, bedeutet, ich muss eine größere Maschine hinstellen, um vielleicht bestimmte Dinge schneller zu machen, um in anderen Zeiten abschalten zu können und Puffer dazwischen einzubauen. Und das ist eigentlich genau das Grundsätzliche. Ich brauche einfach Puffer und ich muss dann nacharbeiten können. Und dann müsste man das Zementwerk am Ende fast verdoppeln. Und das ist nicht wirtschaftlich, selbst bei extremen Preisen.

Das ist ein Beispiel, das sehr schön für andere Industrien – Glas-, Aluschmelze et cetera – auch gilt. Viele Prozesse, die einmal angefangen sind, laufen durch. Und große Flexibilität wäre dann, wenn man morgens vielleicht sagt: Wir fangen die Schicht erst gar nicht an und wenn dann dementsprechend in einer Notfallsituation so viel gezahlt würde, dass es sich für eine Firma vielleicht lohnt, die Produktion zu unterbrechen.

Aber das ist noch einmal eine ganz andere Geschichte, dass man sagt: Natürlich haben wir extrem viel Flexibilität, wir können alles abschalten, aber das ist eine extreme Notfallmaßnahme, die man der deutschen Industrie auch nicht regelmäßig antut. Und wenn man dann im Detail guckt, dann sinken diese theoretischen Potenziale sehr stark auf praktische Potenziale zusammen.

Aber andererseits gibt es natürlich doch reichlich Prozesse, alles, was mit Heizen, mit Kühlen häufig zu tun hat. Kühlhäuser haben eine gewisse Zeit, das geht für alle Supermärkte und so weiter. Aber auch da muss man natürlich aufpassen. [...] Ein Kühlhaus, wie Studien gezeigt haben, ob man auf minus 18, minus 20 Grad – also selbst wenn man mehrfach um zwei, drei, vier Grad die Temperatur ändert, hat man auf einmal nicht mehr die Produktqualität, weil sich Eiskristalle bilden und Ähnliches. Auch da muss man wirklich aufpassen, gerade mit dem Herunterregeln, aber natürlich auch die Kopplung – gerade hier im Chat steht schon Wärmeplanung – auch gerade die Kopplung in Richtung Wärmesektor, wo man natürlich [mit einem] Überschuss zu anderen Zeiten einen Mangel abpuffern kann. Das geht schon. Aber wir reden bei all diesen Dingen auch immer nur über wenige Stunden. Wir reden natürlich nicht über mehrere Tage Dunkelflaute und Ähnliches, sondern es sind immer Verschiebungen im Tagesverlauf.



press briefing

Moderator [00:15:50]

Herr Jochem, wovon gehen Sie in der Forschung aus, was machbar ist?

Patrick Jochem [00:15:54]

Ja, ich sehe das relativ ähnlich wie Christian Rehtanz. Ich denke, auch wenn wir jetzt über 2030 sprechen, kann ja [noch] viel passieren. Und Herr Rehtanz hat es ja schon angedeutet, dass vielleicht auch die eine oder andere Industrie abwandert, manche Prozesse zumindest. Auch das würde helfen, weil wenn wir jetzt hier die Frage insbesondere auf Dunkelflauten haben, sehe ich es auch so, dass die Flexibilität doch ein Stück weit reduziert ist.

Mein Hometurf ist in der Regel dann auch die Elektromobilität. Da hätten wir natürlich auch ein großes Flexibilitätspotenzial, wenn wir davon ausgehen, zehn Millionen Elektro-Pkw in Deutschland und 15 [Millionen sind] das Ziel der Bundesregierung für 2030. Wenn wir zehn Millionen Elektrofahrzeuge hätten und sagen: Wir machen alle Batterien um 20 Kilowattstunden weniger voll. Das [ist] etwa ein Drittel der heutigen durchschnittlichen Kapazitätsgröße, [dann] haben wir 200 Gigawattstunden Speicher zur Verfügung. Das ist ungefähr das Fünffache der heutigen Pumpspeicherleistungen, durchaus ein erhebliches Potenzial.

Und ich glaube, so muss man das angehen, dass man sagt: Natürlich, es gibt wie so oft im Leben keinen zentralen Baustein für Dunkelflauten in Sachen Flexibilitäten hinsichtlich der Nachfrage, sondern wir müssen dann die vielen kleinen anschauen. So wie man früher sagte: Kleinvieh macht auch Mist. Das wäre mein Ratschlag an der Stelle, die vielen kleinen Potenziale sich anzuschauen und dann zu gucken, wie kommt man dann aufs Ganze? Wie gesagt, wir brauchen da einfach noch mehr Forschung, um dieses Potenzial hochrechnen zu können.

Moderator [00:17:32]

Herr Löschel, gibt es da wirklich keinen Königsweg, den man gehen kann?

Andreas Löschel [00:17:38]

Den Weg dorthin haben wir jetzt schon ein bisschen gehört. Es geht eben darum, das möglichst breit aufzusetzen. Was eben kein Königsweg ist, [sind] Dinge wie Redispatch 3.0 [...] mit der Einbindung der ganzen neuen Verbraucher. Das wird sehr, sehr schwierig werden, und da wird man sicher drüber reden müssen, ob das so klappen kann. Wir bekommen ganz viele neue Akteure in den Markt. Wir haben das ja gerade gehört: die Elektroautos, die Photovoltaikanlagen, die Elektrolyseure, die Industrie, die auch stärker andere Prozesse aufsetzt, und die Frage ... *(Anm. d. Red: An dieser Stelle brach die Verbindung zusammen).*

Moderator [00:18:21]

Ich fürchte, jetzt haben wir Herrn Löschel kurz verloren. Das tut mir sehr leid, aber er hat uns vorher erklärt, dass es aktuell Probleme bei ihm zu Hause gibt. Wir warten einfach, bis er wieder kommt und machen in der Zwischenzeit weiter mit einer Frage, die Herr Rehtanz schon gesehen hat und die vielleicht auch am besten in seinen Bereich fällt. Die Frage, ob wir nicht eine Verstärkung der Stromnetze brauchen, wenn wir so viele Wärmepumpen und Elektroautos in den Städten bekommen, oder ob uns dabei die Flexibilität, also das Verschieben von Verbrauch, helfen kann.



Christian Rehtanz [00:18:55]

Super Frage. Ja, wir brauchen extrem viel Ausbau der Verteilnetze. Und zwar liegt es einfach daran: Wir haben unterschiedliche Zeiten, Zeitpunkte, die wir betrachten können. Wenn wir uns jetzt anschauen, wir haben Sommer, Photovoltaik steht zur Verfügung, dann würden wir das zwischenspeichern, würden das lokal nutzen. Wenn man das mit einem guten Management macht, wird man die Netze entlasten, weil man wird dann diesen Photovoltaikstrom eben nicht durch die Netze schieben und wird zu den Abendstunden nicht so viel Strom beziehen. Das wird sich im Tagesverlauf ausgleichen.

Aber wenn wir uns plakativ einen Wintertag angucken: Die Sonne hat tagsüber nicht geschienen, das Elektroauto ist leer. Der Batteriespeicher für die Photovoltaikanlage ist abends auch noch leer, und jetzt weht der Wind in der Nordsee ganz kräftig und wir haben einen günstigen Strompreis aufgrund eines sehr hohen Windenergieangebotes. Dann würden über flexible Tarife vielleicht Haushalte sagen: Oh, dann lade ich genau jetzt mein Elektroauto und mache genau jetzt meinen Speicher voll und schmeiße jetzt meine Wärmepumpe an, dann kriegen wir also eine extreme Verbrauchsspitze, theoretisch und vermutlich sogar praktisch. Und das wäre dann ein Auslegungsfall, wo eben der Strom durch alle Netzebenen von der Nordsee bis in die Städte hineinkommt.

Und da ist der Punkt: Wofür legen wir am Ende das Netz aus? Und das ist ein Kriterium, das heute fehlt. Wir haben jetzt diesen Paragraph 14 a, wo man sagt, die Netzbetreiber dürfen Verbraucher abschalten, dürfen die herunterregeln, aber eben auch nicht ganz, sondern Elektroautos dann auf vier Komma irgendwas Kilowatt beim Laden. Die Wärmepumpe läuft vielleicht auch weiter, [die] kann man auch ein Stück herunterregeln. In Summe sind das aber immer noch sehr, sehr große Verbraucher und sehr, sehr große Lasten.

Und selbst trotz Abregelung werden die Netze noch ausgebaut werden müssen. Und für extreme Spitzen muss festgelegt werden, dass man sagt – weil heute ist es in der Gesetzgebung noch so, dass trotz Abregelung übergangsweise trotzdem festgelegt wird: Das Netz muss irgendwann so ausgebaut werden, dass niemals abgeregelt wird. Und das bedeutet natürlich, dass durch solche Zeiten – Wind weht in der Nordsee, lokal kein Strom –, dass das, was in wenigen Stunden des Jahres passiert, wir für wenige Stunden des Jahres das Netz extremst ausbauen müssen. Und das macht einfach keinen Sinn. Und da fehlt eigentlich noch eine Festlegung, dass man sagt: Gut, der Netzbetreiber darf zu soundso viel Stunden des Jahres [...] dann doch einmal eingreifen. Der Komfortverlust sollte dadurch mäßig sein. Die Einschränkungen der Bürger sollten auch mäßig sein. Aber wenn man das zehn Stunden, 20 Stunden, 100 Stunden im Jahr macht, spart man dadurch einfach Milliarden. Das [sind] wirklich Milliardeninvests, die man reduziert. Und das ist dieser Zusammenhang. Die kurze Antwort wäre: Ja, wir brauchen deutlich mehr Netze, aber wir sollten dabei nicht überziehen. Und da fehlt politisch aktuell noch eine Festlegung gesetzgeberisch.

Moderator [00:22:10]

Herr Jochem, haben Sie sich angeschaut, wie viel man einsparen könnte, wahlweise am Netzausbau oder an zusätzlichen Kraftwerken, wenn man die Rahmenbedingungen so ändert, dass man sagen kann: Ja, man darf auch für eine bestimmte Zahl x Stunden abregeln? Was würden Sie aus dem Bauch heraus schätzen?

Patrick Jochem [00:22:35]

Ich sehe es so wie Kollege Rehtanz. Diese Abregelung sollte wirklich vermieden werden. Insbesondere sehe ich die Herausforderung bei den Wärmepumpen. Bei Elektrofahrzeugen haben wir sehr viel Flexibilität, da würde ich es relativ entspannt sehen, auch wenn wir uns mal heutzutage die Lastkurven in den Netzen anschauen in Deutschland. Denn gerade die Überspannungsnetze sind nachts überhaupt nicht ausgelastet. Da ist viel Luft nach oben. Das heißt, es ist ein Stück weit frag-



würdig, wieso wir das Netz so wenig auslasten über die gesamte Jahreszeit gesehen. Das heißt, wenn wir diese Auslastung mehr übers Jahr verteilen, hätten wir natürlich volkswirtschaftlich gesehen einen Riesen-Benefit. Und das ist mit Elektrofahrzeugen auf dem Papier möglich. Ob das dann so kommt, ob die Nutzer*innen alle so reagieren, wird man sehen.

Bei den Wärmepumpen ist es so, wenn wir eine wirklich knackige Winterwoche haben, dann habe ich wenig Flexibilitäten. Dann habe ich auch die hohen Lasten im Verteilnetz und dann kann ich da auch nicht abregeln, weil das sehr schmerzhaft wäre. Insofern würde ich sagen, insbesondere in den Verteilnetzen, wo ich jetzt vermutlich [einen deutlichen Zuwachs] an Wärmepumpen habe, da wäre mein Ratschlag, da noch mal genauer hinzuschauen, weil dort dieser Gleichzeitigkeitsfaktor in der Vergangenheit sehr anders war [als] jetzt mit den beiden großen Stromkonsumenten, nämlich Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, die ja wirklich ein Vielfaches an Strom nachfragen, wie wir es bisher in den Haushalten gesehen haben.

Moderator [00:24:14]

Wir haben noch eine Frage bekommen von unseren Kolleginnen: Warum sollen private Verbraucher und Verbraucherinnen so viel individuell beitragen? Alle 15 Minuten abrechnen, was man ja eigentlich kaum selbst je gemacht hat und was ja auch eine umfassende Smart-Grid-Ausstattung erfordert? Ist das sinnvoll, dass das einzelne Leute machen? Oder muss man da eher an Aggregatoren denken, an Leute, die das zusammenfassen und zusammen organisieren? Vielleicht eine Frage für Herrn Löschel, der gerade wieder reinkommt. Ich wiederhole für Sie einmal kurz: Herr Löschel, Sie können uns wieder hören, nehme ich an? Perfekt. Schön, dass Sie wieder da sind. Wir haben die Frage bekommen: Warum sollen private Verbraucher so viel individuell beitragen? Oder sollte das nicht doch besser über Aggregatoren organisiert werden, weil es ja für den Einzelnen viel leichter ist, als jetzt alle Viertelstunde etwas selbst berechnen zu müssen?

Andreas Löschel [00:25:09]

So wird es natürlich auch kommen. Es geht erst einmal darum, die technischen Voraussetzungen zu schaffen, also überhaupt solche Preise erst mal möglich zu machen, die zeitlich aufgelöst sind. Aber dann werden sich auch Kontrakte ausbilden, die kennen wir heute noch nicht, aber die werden in der Zukunft entstehen. Und da wird man aus meiner Sicht dann die Delegation von Entscheidungsrecht machen, um genau solche Entscheidungen an den Aggregator abzugeben.

Zum Beispiel könnte das so ausgestaltet sein, dass man sagt: Ich möchte gern, dass die [Batterie meines Autos] in der Früh einen Ladestand von 80 Prozent hat oder 90 Prozent oder 70 Prozent. Und das wird unterschiedliche Preise haben. Man kann wahrscheinlich auch 100 Prozent wollen, dann wird es noch teurer. Man gibt dann etwas Entscheidungsbefugnis ab, um dann Zeiten nutzen zu können durch den Aggregator, wo Strom im Überfluss vorhanden ist.

Und das bedeutet, diese Art von Kontrakten [wird] aus meiner Sicht sehr rasch kommen, weil der Einzelne sich mit solchen Problemen nicht beschäftigen mag und es natürlich auch viel besser machbar ist, diese Flexibilitäten in größeren Aggregaten zu heben. Da geht es um marktliche Anreize und da werden wir sehen, was eigentlich auch die Zahlungsbereitschaften sind, das selbst zu steuern. Vielleicht hat man da ja auch Lust darauf. Beziehungsweise wie viel günstiger es sein muss, dass man Entscheidungsrechte abgibt. Dazu haben wir auch schon erste wissenschaftliche Untersuchungen gemacht. Das wird ein Trade-off sein und den werden wir jetzt ausprobieren, sobald die ersten Verträge dann auch da sind.

Moderator [00:26:51]



Es scheint ja Einigkeit zu herrschen, Herr Löschel, bleiben wir mal bei Ihnen, dass die Anreize über die Preise kommen müssen. Aber sind der Markt und die Gesetze schon darauf vorbereitet, oder was muss da noch geändert werden?

Andreas Löschel [00:27:03]

Ja, also die sind eben noch nicht ganz vorbereitet darauf. Das ist ja die Herausforderung dieser Plattform Klimaneutrales Stromsystem, da noch mal genau drauf zu schauen. Also ich will mal ein Beispiel geben, weil wir darüber auch schon in anderen Kontexten gesprochen haben: die Frage der Netzentgelte.

Augenblicklich sind die Netzentgelte nicht systemdienlich gestaltet. Und die Frage ist, wie macht man da eigentlich in Zukunft weiter? Etwa in Zeiten, wo sehr viel erneuerbarer Strom da ist. Dann fallen die Preise sehr, sehr nach unten, die werden Null, aber die Netzentgelte sind unverändert gleich hoch. Das ist eigentlich schlecht, weil das ist dann nicht systemdienlich. Man könnte sich überlegen, ob man die dann auch stärker flexibilisiert. Das ist ein Beispiel.

Wir haben die gleiche Diskussion ja auch bei den Investitionsanreizen. Wir werden ja vielleicht auch über Kraftwerksstrategien sprechen. Da geht es ja auch darum, wie kriegt man eigentlich die verschiedenen Erzeugungen in den Markt? Da gilt dasselbe. Da ist einmal natürlich die Investition, aber die hat ja auch räumliches Muster. Und da wird auch die Frage sein, wie kriegt man die Investition marktgetrieben an die Stelle, wo es für das System am wichtigsten ist. Und das sind dann Themen, die sich mit Gebotszonentrennung oder sowas wie Netzentgeltdifferenzierung räumlicher Art beschäftigen und die auch für die Zukunft passen müssen, damit diese Potenziale auch gehoben werden, etwa bei den Unternehmen. Wir haben vorhin darüber ja schon gesprochen, da gibt es ja noch viele Potenziale. Aber da müssen die Preise eben stimmen, zeitlich und räumlich.

Christian Rehtanz [00:28:54]

Ich würde das gerne ein kleines bisschen kritisch ergänzen. Denn Netzentgelte, Netzausbau ist die eine Seite und Flexibilität für den europäischen Markt ist die andere Seite. Wenn ich den Netzausbau in irgendeiner Form reduziere, also durch einen Anreiz, dass jemand Netzentgelte spart, der dann vielleicht alles lokal macht und zu bestimmten Zeiten, wenn ich das schaffe, fehlt mir vielleicht diese Flexibilität für den gesamten europäischen Markt.

Der Ausgleich der Erneuerbaren findet ja über den europäischen Markt statt, und dafür brauche ich eben genau die Netze. Ich komme also an die Flexibilität von den unteren Ebenen ja nur dran, wenn ich ausreichend Netz dazwischen habe. Und das muss ich am Ende dann doch irgendwie bauen. Wie ich's dann über Netzentgelte umrechne, ist eine andere Frage.

Denn wenn jetzt irgendeine bestimmte Insel, eine Energy Community, sagt, okay, wir versorgen uns komplett selber, dann investieren die viel in Speicher, viel in lokale Technologie, nutzen aber eben nicht mehr das Gesamtsystem, können ihre Flexibilität vielleicht gar nicht zur Verfügung stellen. Also da muss man dann auch wirklich aufpassen. Das zukünftige System ist, meiner Meinung nach, eben nach wie vor eben das möglichst Große und Ganze. Weit entfernte Erneuerbare müssen sich in Europa ausgleichen und von den flexiblen Verbrauchern genutzt werden.

Andreas Löschel [00:30:37]

Christian, da sehe ich überhaupt keinen Widerspruch. Dass wir jetzt eine Abwägungsentscheidung haben über Netzausbau oder Flexibilität, das ist ja nicht der Fall. Wir müssen Netze ausbauen, so schnell wie es geht, auf allen Ebenen. Wir sehen, wir hinken da massiv hinterher. Die neuen Netzentwicklungspläne zeigen das noch mal drastisch auf: über 20.000 Kilometer neue Netze, die ge-



baut werden müssen. Aber jetzt geht es ja auch darum, wie kriegt man die Signale richtig hin, in den beschränkten Kapazitäten des Netzes, die wir heute haben, Angebot und Nachfrage zusammenzubringen. Und ich glaube, das sind ja zwei Dinge. Dass wir Netzausbau massiv rauffahren müssen, da sind wir uns, glaube ich, einig. Da gibt es überhaupt keinen trade off.

Christian Rehtanz [00:31:16]

Genau, deshalb wollte ich es noch mal betonen. Noch was zu den Aggregatoren. Also ich habe da so eine – es ist vielleicht keine Vision, vielleicht ist es auch eher ein Schreckensbild, je nach Einstellung – aber technologisch könnte so ein Aggregator einer der IT-Tech-Giganten sein. Zum Beispiel Amazon.

Amazon Alexa, viele Menschen haben die zu Hause, ich selber nicht, aber andere ja schon, wie man so hört. Und Amazon Alexa weiß alles. Die weiß, wie wir uns verhalten. Die weiß, was wir für Wünsche haben, wann wir da sind, wann wir es vielleicht gerne warm hätten und wann wir Auto fahren wollen. Und über diese Informationen lässt sich natürlich als Firma Amazon wunderbar ein Aggregator, ein Energiemanagement für Haushalte anbieten, was das also automatisiert über vorhandene Technologie ohne Komforteinbußen für die Nutzer, die dann niederschwellig sagen: Alexa, bitte mach es mir wärmer! Und dann wird das irgendwo da eingepreist. Und Amazon orchestriert dann Millionen von Kunden. Das wäre eine zukünftige, sagen wir mal IT-basierte Lösung, die man auch heute schon umsetzen könnte.

Und da ist natürlich dann wieder die Frage: Ist das deutsche Smart-Meter-System und die dort angedachte und in der Umsetzung befindliche Architektur für so etwas einschränkend? Und ist das eben eine deutsche Sonderlösung und Ähnliches? Aber da ist wirklich die Frage, wie sieht die Zukunft aus? Wie kann man effizient viele, viele Haushalte automatisiert managen? Denn die Frage zielt natürlich genau in die richtige Richtung.

Denn in Pilotprojekten hat sich gezeigt: Wenn Menschen das vor Ort selber machen müssen, die machen das eine Woche lang und dann wird das gnadenlos langweilig, dann tut das keiner mehr. Dann sind die Potenziale einfach weg. Bei all den Projekten hat sich immer gezeigt, wenn wir eine Stromrechnung haben von 1.000 Euro im Jahr, die mag mittlerweile vielleicht 1.500 oder so liegen, man kann durch Flexibilität vielleicht 10 Prozent sparen. Weil wir natürlich den Steueranteil abziehen müssen. Wir müssen die Netz-Nutzungsentgelte berücksichtigen, die aber, wie gerade eben gesagt, hinterher möglicherweise Teil der Flexibilität sind. Aber angenommen, man spart irgendwie 10 Prozent nur durch Flexibilität, und das ist schon relativ viel, dann wird keiner für 150 Euro im Jahr da jeden Tag irgendwelche manuellen Tätigkeiten vollbringen. Das muss vollautomatisiert, groß, plattformmäßig passieren. Und da bin ich einfach mal gespannt, wann irgendein Tech-Gigant sagt: Das mach ich mal eben mit!

Moderator [00:34:04]

Herr Jochem, was meinen Sie denn? Wie berücksichtigen Sie Flexibilität bei den Modellierungen gerade? Was ist realistisch?

Patrick Jochem [00:34:17]

Ich fand den Beitrag von Herrn Rehtanz gut, dass wir das alles vollautomatisiert machen, dass wir Aggregatoren haben. Nur so, glaube ich, können wir das Ganze realisieren. Wir sind ja auch in dieser Plattform Klimaneutrales Stromsystem aktiv und haben dort unser agentenbasiertes Strommarktmodell mit integriert. Wir sehen dort eben auch, dass die Flexibilitäten, die wir bei den Haushalten vermuten, einen großen Einfluss haben auf die Preise. Wir werden künftig größere Preisspreizungen sehen im Strommarkt. Das heißt, diese Anreize, die Herr Rehtanz gerade erwähnt hat,



werden natürlich auch noch größer werden. Heute sind die 10 Prozent, glaube ich, eher viel, die da genannt wurden. [...] Künftig kann das natürlich mehr werden.

Wenn wir größere Strompreisschwankungen, auch mehr Schwankungen hätten, könnte das mehr werden. Wir sehen allerdings auch dann irgendwann ein sogenanntes Feedback. Das heißt, je mehr Flexibilitäten wir haben, desto geringer werden dann wiederum die Spreizungen auf dem Markt. Das heißt, auch hier sehen wir durchaus einen Wettbewerb. Wenn wir mehr Flexibilitäten im Markt hätten mit Batterien, vielleicht auch Wasserstoffspeichern plus Flexibilitäten der Industrie und Haushalte, könnte natürlich dann im Endeffekt auch [passieren], dass wir die Strompreisspreizung, wie wir sie heute annehmen, vielleicht gar nicht realisieren können.

Moderator [00:35:57]

Jetzt wollen wir eigentlich auch noch mal sprechen über die Verzahnung von Flexibilitäten mit der anderen Seite, die wir brauchen werden, nämlich gegebenenfalls zusätzliche Kraftwerke für die sogenannten Dunkelflauten. Und ich frage mich: Wenn die Kohlekraftwerke bis 2030 vielleicht einfach über den CO₂-Preis rausfliegen werden aus dem Markt, was bedeutet das denn dann eigentlich? Haben wir denn dann genug Kraftwerke auf der anderen Seite, sodass das Zusammenspiel funktionieren kann? Oder müssen wir dann noch Kraftwerke zubauen? Wovon gehen sie aus, Herr Jochem? Was berechnen Sie?

Patrick Jochem [00:36:40]

Wie anfangs gesagt, das Angebot der Flexibilitäten ist ein großer Hebel, den wir nur schwer einschätzen können. Wenn nur wenige neue Flexibilitäten dazukommen, die Haushalte sich auch nicht kooperativ zeigen, dann gibt es sehr pessimistische Szenarien, die sagen, wir müssen bei einer heutigen Spitzenlast von 80 GW etwa über das Jahr hinweg müssen wir vielleicht künftig in ähnlicher Größenordnung Kraftwerkstechnologien vorhalten; wahrscheinlich hauptsächlich Gasturbinen, weil die sehr geeignet sind, sich in wenigen Stunden pro Jahr zu hohen Strompreisen zu refinanzieren. Die könnten dann natürlich auch mit grünem Wasserstoff betrieben werden. Ich muss sagen, die Vielzahl der Szenarien geht aber von deutlich geringeren Zahlen aus. Wenn wir jetzt relativ optimistisch sind in Richtung Flexibilitäten, dann zeigen doch einige Szenarien, dass man kaum mehr Kraftwerke zubauen muss.

Moderator [00:37:47]

Herr Rehtanz, Sie machen ja auch Modellierungen in der Richtung. Wovon gehen Sie denn aus?

Christian Rehtanz [00:37:56]

Es gibt natürlich die offiziellen Zahlen für den Netzentwicklungsplan, wo ja auch immer versucht wird abzuschätzen, was halbwegs realistisch in der Zukunft passiert. Ohne jetzt genau auf diese Zahlen einzugehen, da steckt natürlich schon ein nennenswerter Ausbau an Gaskraftwerken drin. Und da ist eben genau die Frage, wer baut diese Kraftwerke aktuell? Wer will da investieren? Und wenn man mit einzelnen Firmen spricht, sagen die: Ja, wir würden gerne investieren.

Aktuell investieren diese Firmen – und das sind ja durchaus große deutsche Kraftwerksfirmen, das sind aber auch zum Beispiel große deutsche Versicherungen, die sagen, wir müssen das Geld irgendwo sinnvoll anlegen, und Zukunftstechnologien und Energiewende ist etwas, um durchaus Geld von Lebensversicherungen sinnvoll unterzubringen. Diese Firmen investieren momentan in anderen Ländern, in den USA in erneuerbare Energien, in Italien in Gaskraftwerke, weil man dort andere Marktregularien hat. Und da ist man sicherlich bei der Frage der Marktgestaltung, Kapazi-



tätsmarkt: Hat man hier einen Anreiz, wird man hier einen stärkeren Anreiz schaffen, in die Vorhaltung von Kraftwerken zu investieren? Und das ist etwas, was momentan eben nicht der Fall ist. Von daher sind hier sehr viele Firmen sehr, sehr vorsichtig.

Und ich sehe eigentlich so einen Dreiklang, dass wir sagen, bis 2030 werden wir eben, wenn sich nicht massiv etwas in dem Bereich beschleunigt, nur wenige oder keine neuen Gaskraftwerke sehen. Und wir werden gleichzeitig eben die Automatisierung, Smart Meter, Flexibilisierung, alles, was wir gerade diskutiert haben, eben nicht so weit [vorangetrieben] haben, dass die Potenziale der Flexibilität erschlossen sind. Und die Konsequenz ist, dass wir dann die Kohlekraftwerke eben nicht aus dem Markt nehmen können. Die aber dann vielleicht von den Firmen aus dem Markt genommen werden wollen aufgrund eben von CO₂-Preisen und Ähnlichem. Und dann ist die Frage, wer wird dann wie, wo, zu was gezwungen und wo kann man was beschleunigen? Das spielt einfach alles zusammen.

Und wir haben natürlich heute schon die Situation, dass wir mit Reservekraftwerksverordnung und anderem – hat man ja Kohlekraftwerke aus dem Markt genommen und sagt: Oh, die sind aus dem Markt raus! Aber sie sind trotzdem noch da, sie werden bezahlt, weil wir sie als Notreserve brauchen. Und wo wir aufpassen müssen bei den zukünftigen Planungen, dass wir nicht Knack-auf-Knirsch planen. Wir haben eine Spitzenleistung irgendwo von, was weiß ich, 80 Gigawatt. Die wird möglicherweise dann, das hängt natürlich ab von weiteren Elektroautos, Wärmepumpen et cetera, die auch eher steigt als fällt.

Und wenn wir dann sagen, wir nehmen genau nur die Menge an Kraftwerken, die wir dafür brauchen, und nehmen noch optimal die Flexibilität an, und dann passt das so gerade eben, dann wird es in der Praxis eben möglicherweise nicht passen. Weil halt auf einmal Wetterextreme sind, weil vielleicht bestimmte Kraftwerke nicht zur Verfügung stehen. Ich meine, wir sehen es in Frankreich. Kernkraftwerke, die in größerem Stil dann zeitweise nicht zur Verfügung stehen. Oder wir haben es in Polen erlebt. Auf einmal war die Kohle knapp.

Also selbst wenn so eine kritische Situation kommt, man braucht immer – und bisher war die Planung, man hat immer noch 10 Prozent Kraftwerksreserve für defekte Kraftwerke, für Kraftwerke, die ausfallen, repariert werden müssen et cetera – man braucht irgendwo auch noch mal eine Leistungsreserve in diesem System. Und die Flexibilität gerade im Bereich industrielle Abschaltung ist natürlich eine Notreserve und sollte nicht für den Regelbetrieb genommen werden.

Denn dann läuft man irgendwann, wenn es kritisch ist, in Abschaltungen hinein, in wirkliche Notmaßnahmen. Und das wäre natürlich [schlecht] für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Wenn man sich im Vergleich dazu China anguckt, da werden regelmäßig bestimmte Fabriken abgeschaltet, weil man immer wieder in Stromknappheit läuft, weil China sich massiv entwickelt, man mit dem Ausbau der Kraftwerke nicht nachkommt. Aber das ist eben etwas, wo man sehr, sehr vorsichtig ist, dass man eben nicht die Industrie schädigt.

Und das würde hier natürlich dann auch passieren. Wann, wie, wo schaltet man wen ab? Ein Standortfaktor hier ist eben eine super sichere Energieversorgung. Und von daher muss man also gucken, dass man das nicht Knack-auf-Knirsch auslegt, sondern auch in all diese Dingen eine gewisse Reserve einbaut. Und sich eben frühzeitig, frühzeitig kann man vielleicht schon nicht mehr sagen, sehr sorgfältig überlegt, wie reizt man an, dass genau die Technologien, die wir brauchen, Gaskraftwerke, Wasserstoff-ready und eine digitalisierte Flexibilität, dass das auch möglichst schnell da ist. Und da ist 2030 schon eher morgen als übermorgen.

Moderator [00:42:58]

Da war jetzt ganz viel drin, fand ich, von dem Thema: Wie reizt man an? über Kapazitätsmärkte bis hin zur Frage: Brauchen wir eine Art strategische Reserve?. Was würde denn aus Ihrer Sicht jetzt das Sinnvollere sein?



Andreas Löschel [00:43:14]

Investitionsanreize sind ja, glaube ich, hier noch mal etwas unterschiedlich zu betrachten. Wenn man einmal auf die Erneuerbaren schaut und dann eben auf die einlassbaren Kraftwerke, Nachfrageflexibilisierung und Speicher bei den Erneuerbaren, da gibt es durchaus eine Verbindung zu unserem Thema.

Es gibt viele Befürworter eines strikten Contracts for Difference für die Erneuerbaren, also eine fixe Vergütung. Da muss man dann genau aufpassen, dass man zum Beispiel eben keine Anreize von Flexibilität rausnimmt, wenn eben Erneuerbare hier sehr stark an der Produktion bezahlt werden und eben sonst an der Wertstellung des Stroms vielleicht gar nicht so großen Anreiz haben.

Aber bei den anderen Dingen, darüber haben wir eben gesprochen, Nachfrageflexibilität Speicher und Kraftwerke, ich glaube, da haben wir eine große Herausforderung. Und ich sage mal, dieses alte Modell des Energy-Only-Markt, also die Anreize kommen aus dem Markt, die sind aber natürlich in den letzten Jahren massiv geschädigt worden. Und das bedeutet, dieser marktbasierter Anreiz, der wird sehr auf die Probe gestellt.

Und es gibt natürlich ein anderes Problem. Wenn Investoren wissen, da kommt irgendwann was, dann werden die jetzt nicht investieren, sondern die warten auf die Förderung. Das bezeichnet man als ‚holder problem‘. Das kommt dann natürlich noch obendrauf.

Und deswegen ist es sehr bedenklich, dass wir eben augenblicklich so wenig Investitionen sehen, auch in einlassbare Kraftwerke, die wir für die Zukunft brauchen. Wichtig ist, noch mal zu betonen, da gibt es jetzt nicht die eine Zahl, die man sagen kann, sondern es hängt eben von den verschiedenen Optionen ab und wie sich die in der Zukunft ausgestalten.

Aber was man schon, glaube ich, sagen kann: Schlecht wäre es, wenn wir jetzt mit den Kraftwerken so weiter machen wie mit den bisherigen Kapazitätsinstrumenten. Es gibt eben eine Unzahl von Kapazitätsinstrumenten, die über die Zeit aufgebaut wurden. Für alle möglichen Technologien hat man Förderungen gegeben im Ausbau. Das Ganze ist eigentlich überhaupt nicht integriert betrachtet.

Und das heißt, man hat hier immer wieder neue Sachen dazu gebaut, um eben Reserven aufzubauen, neue Kapazitäten sicherzustellen. Ich glaube, da muss man jetzt schon mal genauer hinschauen und sich auch überlegen, geht das in die richtige Richtung oder möchte man sich das Ganze etwas systematischer anschauen? Und wenn man es sich systematisch anschauen würde, dann würde man eben auch diese verschiedenen Optionen irgendwo zusammenbringen.

Die Bundesregierung, so wie das augenblicklich ausschaut, möchte das Thema eher nicht angehen, sondern will erst mal ausbauen unter Nutzung von klassischen Vorgehensweisen, wie wir es aus der EEG-Förderung kennen. So habe ich es jedenfalls gelesen. Und das ist jetzt noch mal was anderes. Ob das der gute Weg für die Zukunft ist, das kann man zumindest hinterfragen. Es wird eben sehr schwierig werden.

Christian Rehtanz hat ja gerade gesagt, man muss es systematischer machen. Dann wäre man natürlich eher auf dem Weg zu so was wie dem Kapazitätsmarkt, wo dann aber auch die verschiedenen Optionen gegeneinander antreten müssen und sich dann auch gegeneinander stellen müssen. Das bedeutet, wir hätten dann erst mal den Marktmechanismen für die Kapazität an sich.

Und da würden auch alle dabei sein, aber eben nicht solche Silos, wie wir sie jetzt gerade bilden und die wir hier systematisch aufbauen. Ich glaube, das ist eher schlecht. Wir wissen ja auch tatsächlich nicht, wie es in Zukunft ausschaut. Und diese Unsicherheit, da zählen übrigens auch die Erneuerbaren dazu. Also wenn ich Ausflug noch machen darf, Contracts for Difference, die ist natürlich super, wenn ich weiß, wie viel Erneuerbare ich brauche. Denn dann nehme ich alle Risiken weg von den Investoren und die bauen einfach aus. Aber brauchen wir 400 GW Sonne oder 200



GW Wind und so weiter? Also in dem systemischen Ansatz ist es eben nicht klar, weil das abhängt von all den anderen Dingen, auch davon, wie oft ich eigentlich immer die Nachfrage überbaue. Und ich glaube, diese Diskussion führen wir eigentlich nicht. Und die wäre ganz wichtig zu führen für die Zukunft.

Moderator [00:47:32]

Jetzt habe ich noch eine kurze Nachfrage. Wir haben noch zig Fragen, ich glaube, wir werden nicht mehr alle schaffen. Aber ich versuche, noch ein paar durchzukriegen. Es gibt die Idee, die Wasserstoff-ready Reservekraftwerke vom Staat bauen zu lassen, weil die sich kaum finanzieren lassen werden. Herr Löschel, ist das eine Idee oder ist es keine Idee?

Andreas Löschel [00:47:54]

Ich habe gesagt, das ist jetzt eine Notfallmaßnahme sozusagen. Wenn das im nicht zu großen Umfang passiert, dann ja. Denn wahrscheinlich wird man das nicht verhindern. Aber eigentlich ist es in der Art, wie es gemacht wird, systemisch nicht sinnvoll. Und das muss man, glaube ich, auch so sagen. Man hat ein offensichtliches Problem identifiziert und muss sich überlegen, wie man weitermacht. Aber es ist eben fraglich, wenn ich das mit Instrumenten mache, die eben auf der Erzeugung aufbauen, damit Instrumente zu schaffen, die eigentlich für die Kapazität gedacht sind. Das passt einfach nicht zusammen.

Moderator [00:48:38]

Herr Rehtanz, noch eine Frage zum Thema Netzausbau. Ein Kollege fragt: Das deutsche Netz sei auf etwa 80 Gigawatt Spitzenlast ausgelegt, wie viel muss da hinzukommen? Oder lässt sich das wegen der Flexibilität nicht so richtig gut beziffern?

Christian Rehtanz [00:48:57]

Es ist einfach schwierig zu sagen. Das ist das, was der Netzentwicklungsplan probiert. Man hat ein abgestimmtes Szenario, in dem man möglichst versucht, die Zukunft realistisch vorzusehen. Es sind dort ja nur wenige politische Ziele verankert, die sich natürlich abbilden. Aber man versucht immer, das, was politisch versprochen ist, in das, was realistisch kommt, umzusetzen, damit man auch nicht zu viel Netz ausbaut.

Und wenn man da hineinschaut, da sind natürlich Dinge drin, ein gewisses Maß an Flexibilität, bestimmte Kraftwerke, die hoffentlich kommen, da wird dann auch immer diskutiert: ist das jetzt zu optimistisch? Die großen Leitungen kommen natürlich, getrieben durch den Windenergieausbau offshore und im Norden. Und durch die Dinge, die da kommen, ergeben sich einfach gerade viele Leitungstrassen. Und wenn man da nachlegt und Ziele hat, die man auch dann wirklich umsetzen kann und will durch die Ausschreibung, wird man da eben entsprechende Trassen von Nord nach Süd benötigen, zumindest auf den oberen Ebenen.

Und auf den unteren Netzebenen, da ist, wie gesagt, immer noch die Frage: Wie ist die gesetzliche Ausgestaltung? Darf der Netzbetreiber dauerhaft eingreifen oder muss er am Ende das Netz, so wie heute geregelt, perfekt ausbauen? Dann haben wir auf den unteren Netzebenen tatsächlich zig Milliarden, die wir investieren müssen, die wir sowieso investieren. Aber man kann die teilweise um 70, 80 Prozent reduzieren, wenn man ein bisschen geschickt rangeht, hin und wieder mal abregelt, aber nicht so häufig.



press briefing

Also das sind Dinge, die auch wirklich noch einer Regulierung bedürfen. Also es spielt auch wieder alles zusammen. Und je nachdem, wie man die Randbedingungen setzt, braucht man einfach mehr Netz oder ein bisschen weniger. Auf Transportnetzebene, auf der obersten Netzebene, da sind wir sicherlich noch nicht durch. Da ist ja das, was in den Plänen drinsteht – wenn wir dann noch mehr erneuerbare Energien machen und uns eben auch mit dem Ausland besser vernetzen, dann muss noch manche Leitung gebaut werden.

Moderator [00:51:16]

Herr Jochem, so wie die Zeit aussieht, geht an Sie die letzte Frage dieser Runde, und zwar zum Thema Stromimport. Welche Rolle beobachten Sie denn da? Welche Rolle wird der für die Versorgungssicherheit spielen?

Patrick Jochem [00:51:29]

Definitiv eine große Rolle. Ich habe auch schon gerade versucht, die Frage im Chat zu beantworten. Für mich ist es ein sehr zentraler Punkt, dass wir das europäische Stromsystem nicht national denken. Da ist der Austausch von ganz großer Wichtigkeit in meinen Augen. Das betrifft insbesondere das erneuerbare Stromsystem, weil doch unsere Winddaten zeigen, dass wir da sehr gute Ausgleichsmechanismen haben. Also eine starke Windzeit in der Nordsee kann durchaus korreliert sein mit einem Schwachwind im Süden. Das hilft natürlich nicht insgesamt, um alles zu bewerkstelligen. Aber dennoch: Dieser Austausch wird definitiv immer wichtiger werden und kann natürlich auch, da muss ich als Volkswirt sagen, viele Kosten einsparen. Wenn jetzt jeder national seinen eigenen Schuh fährt, wird das System viel teurer, als wenn wir versuchen, eben die verschiedenen nationalen Systeme besser zu verbinden.

Moderator [00:52:24]

Vielen Dank, Herr Jochem. Ich fürchte, auch darüber könnten wir noch lange reden. Aber unsere Zeit ist leider um. Ich danke an dieser Stelle für Ihr reges Interesse und Ihre spannenden Fragen, liebe Kolleginnen und Kollegen! Ich hoffe, wir konnten so viele Ihrer Fragen wie möglich zufriedenstellend beantworten.

Den Videomitschnitt unseres Gesprächs finden Sie in Kürze auf unserer Homepage. Ebenso eine reine Audioversion und ein maschinell erstelltes vorläufiges Transkript. Das redigierte Transkript wird dann morgen im Laufe des Vormittags auf unserer Homepage zu finden sein.

Mein Dank geht weiter an Patrick Jochem, an Christian Rehtanz und Andreas Löschel für ihre Zeit und ihre Antworten und ihr Engagement hier.

Ein Dank auch an die Kolleginnen und Kollegen hier im SMC, die im Hintergrund dafür gesorgt haben, dass alles funktioniert hat, auch wenn es manchmal einen Ausfall gegeben hat, sodass wir am Ende doch alle gut zusammengekommen sind. In diesem Sinne wünsche ich Ihnen allen einen guten Start in die Woche und sage: Bis bald, Tschüss!



press briefing

Ansprechpartner in der Redaktion

Sönke Gäthke

Redakteur für Energie und Technik

Telefon +49 221 8888 25-0

E-Mail redaktion@sciencemediacenter.de

Impressum

Die Science Media Center Germany gGmbH (SMC) liefert Journalisten schnellen Zugang zu Stellungnahmen und Bewertungen von Experten aus der Wissenschaft – vor allem dann, wenn neuartige, ambivalente oder umstrittene Erkenntnisse aus der Wissenschaft Schlagzeilen machen oder wissenschaftliches Wissen helfen kann, aktuelle Ereignisse einzuordnen. Die Gründung geht auf eine Initiative der Wissenschafts-Pressekonferenz e.V. zurück und wurde möglich durch eine Förderzusage der Klaus Tschira Stiftung gGmbH.

Nähere Informationen: www.sciencemediacenter.de

Diensteanbieter im Sinne MStV/TMG

Science Media Center Germany gGmbH
Schloss-Wolfsbrunnenweg 33
69118 Heidelberg
Amtsgericht Mannheim
HRB 335493

Redaktionssitz

Science Media Center Germany gGmbH
Rosenstr. 42-44
50678 Köln

Vertretungsberechtigter Geschäftsführer

Volker Stollorz

Verantwortlich für das redaktionelle Angebot (Webmaster) im Sinne des § 18 Abs.2 MStV

Volker Stollorz



science
media center
germany