

Konferenz „Energy Systems Stability 2040 and beyond“ – Die Transformation als Chance begreifen

Tim Schröder

Der Aufbau eines klimaneutralen Stromsystems ist eine Herkulesaufgabe. Wie die Transformation und die Abkehr von fossilen Energieträgern gelingen können, haben jetzt Experten aus der Wissenschaft und der Industrie auf der Fachkonferenz „Energy Systems Stability 2040 and beyond“ in Delmenhorst diskutiert. Deutlich wurde, dass es bereits viele Technologien und auch Finanzierungskonzepte gibt. Was es vor allem braucht, sind klare Vorgaben der Politik.

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, dass im Jahr 2030 80 % des elektrischen Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden sollen. Dieses Ziel ist ehrgeizig, weil der Strombedarf bis dahin stark steigen wird. Denn viele Sektoren, die bisher aus fossilen Energien versorgt wurden, werden bis dahin zunehmend elektrifiziert: der Autoverkehr, die Wärmeerzeugung und verschiedene Industriezweige. Hinzu kommt die Erzeugung von Wasserstoff als nachhaltigem Energieträger. Aktuell werden gerade einmal 46 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland durch erneuerbare Energien gedeckt. In knapp 12 Jahren wird der Energiemarkt also einen gewaltigen Sprung machen müssen.

Und es geht noch weiter, denn das Jahr 2030 ist nur ein Etappenziel auf dem Weg in eine gänzlich klimaneutrale Zukunft, die 2045 erreicht sein soll. Die Herausforderung ist enorm, weil sich Deutschland in wenigen Jahren gänzlich vom konventionellen Kraftwerkspark verabschieden und zugleich in Rekordzeit ein neues nachhaltiges und zuverlässiges Energiesystem aufbauen muss. Das Problem: Dieser Aufbau muss jetzt beginnen, die Weichen müssen jetzt gestellt werden, obwohl noch unklar ist, wie das zukünftige Energiesystem, der Strommarkt und die zugrundeliegenden Regularien im Detail aussehen werden.

Übergang vom Status quo zum künftigen Energiesystem

Wie der Übergang vom Status quo zum künftigen Energiesystem trotz aller Unsicherheiten gelingen kann, haben rund 60 Experten Mitte Juni auf der Fachkonferenz „Energy Systems Stability 2040 and beyond“ im Hanse-Wissenschaftskolleg in Delmenhorst diskutiert. Die zweitägige Konferenz war besonders,

weil dort Technikexperten und Ökonomen zusammenkamen. Zudem brachten viele Gäste aus dem Ausland ihre Erfahrungen und Sichtweisen mit ein – Fachleute aus anderen europäischen Ländern, aus Indonesien, den USA und auch Lateinamerika. Mit dabei waren sowohl Forscher als auch Experten aus der Industrie.

„In den zwei Tagen ist deutlich geworden, dass es heute schon viele technische Lösungen für das klimaneutrale Stromsystem der Zukunft gibt“, sagt Prof. Carsten Agert, Direktor des Instituts für Vernetzte Energiesysteme des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR), das die Konferenz inhaltlich zusammen mit der Universität Bremen gestaltet hat. Natürlich seien noch technische Details zu klären. Noch müssten verschiedene technische Komponenten entwickelt werden. Aber vieles gebe es schon, sagt Agert. „Unklar sind hingegen noch die

politischen Rahmenbedingungen und das künftige Marktdesign. Ohne die richtigen regulatorischen Randbedingungen werden die nötigen Investitionen nicht getätigt werden. Die vorausschauende Anpassung der Infrastrukturen wird dann nicht gelingen.“

In technischer Hinsicht besteht die Herausforderung u.a. darin, dass sich die schwankende Stromerzeugung aus Windparks und Photovoltaikanlagen immer stärker bemerkbar macht, je höher ihr Anteil an der Stromproduktion ist. Dazu gehören einerseits kurzfristige Schwankungen im Verlauf eines Tages, z.B. wenn plötzlich aufziehender Hochnebel Photovoltaikanlagen verdunkelt. Hinzu kommen die saisonalen Schwankungen – viel Sonne im Sommer, Dunkelheit im Winter. Das Stromnetz muss flexibler werden, um die immer stärkeren Schwankungen zu bewältigen. Wie sich mehr Flexibilität erreichen lässt, war eines der Hauptthemen der Konferenz.

The phases of Variable Renewables (VRE) Integration

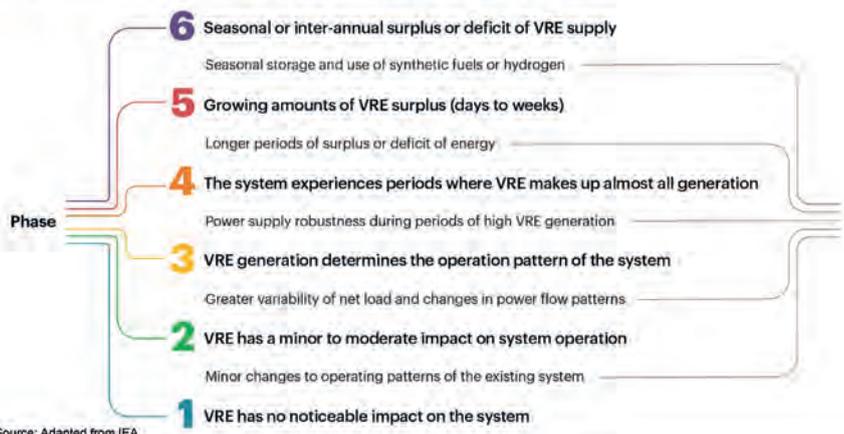


Abb. 1 Je weiter die erneuerbaren Energien ausgebaut werden, desto größer ist der Einfluss auf das Stromnetz. In Phase 1 ist der Anteil an regenerativ erzeugtem Strom so gering, dass der Einfluss zu vernachlässigen ist. Deutschland befindet sich bei der Integration der erneuerbaren Energien derzeit im Übergang von Phase 4 zu Phase 5

Quelle: Agora Energiewende

Rotierende Massen durch neue Lösungen ersetzen

Für die Zukunft gilt es, die rotierenden Massen der konventionellen Kraftwerke durch neue Lösungen zu ersetzen, die die Massenträgheit gewissermaßen nachahmen. Im europäischen Stromverbundnetz müssen jederzeit bis zu 3.000 MW an Momentanreserve lieferbar sein, um größere Ausfälle abzdämpfen – so viel wie die Leistung von fünf großen Kohlekraftwerksblöcken. Diese Momentanreserve soll künftig ohne konventionelle Kraftwerke sichergestellt werden.

„Technisch ist schon vieles dafür da“, sagte Prof. Christian Rehtanz, Professor für Energiesysteme und Energiewirtschaft an der Technischen Universität Dortmund. Dazu zählten, so Rehtanz, u.a. erste große Batteriespeicher. Ein aktuelles Beispiel ist der Hybrid-Großspeicher im niedersächsischen Varel, der in Sekundenbruchteilen bis zu 11,5 MW ins Netz abgeben kann. Noch größer ist die Hornsdale Power Reserve im Süden Australiens, ein Batteriespeicher mit 150 MW Leistung, der ebenfalls extrem schnell Momentanreserve liefert und damit die Massenträgheit großer Kraftwerke simuliert.

Zu den aktuellen Lösungen gehören auch sog. rotierende Phasenschieber. Dabei handelt es sich um große Schwungmassen, die den Generatoren in den Kraftwerken ähneln, selbst aber keine Generatorfunktion haben. Auch sie rotieren permanent mit 50 Hertz und tragen dazu bei, das Netz stabil zu halten. Diskutiert wurde in Delmenhorst auch, inwieweit es möglich ist, künftig auch ein Stromnetz ganz ohne rotierende Massen zu betreiben oder die rotierenden Massen von Windrädern direkt für die Frequenzstabilität zu nutzen. Allerdings sei darauf zu achten, dass sich dadurch nicht der Verschleiß der Anlagen erhöhe. Die Experten rechnen zudem damit, dass künftig verstärkt Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz kommen, die bei plötzlich steigender Energienachfrage hochgefahren werden. Das bedeute auch, das Stromsystem und die Gasbeziehungsweise Wasserstoffinfrastruktur aufeinander abgestimmt weiterzuentwickeln.

Das europäische Stromverbundnetz ist das größte weltweit. In keiner anderen Region sind so viele Stromverbraucher zusammengeschlossen wie hier. Will man dieses Netz künftig mithilfe vieler kleiner Einheiten stabil halten, braucht man vor allem eines: eine stärkere Vernetzung für den Datenaus-

tausch. Während der Konferenz wurde deutlich, dass derzeit trotz aller Fortschritte noch ein großer Bedarf an der Weiterentwicklung mathematischer Modelle bestehe, mit denen sich die komplexen Prozesse im Stromnetz simulieren und optimieren lassen. Wobei die Bedarfe unterschiedlich sind. So ist das große Übertragungsnetz, das Strom mit hohen Spannungen von rund 380.000 Volt über weite Strecken transportiert, bereits sehr stark automatisiert und digitalisiert. Es wird von den großen Netzbetreibern unterhalten, die dafür verantwortlich sind, Stromproduktion und Stromnachfrage deutschland- und europaweit genau auszubalancieren, damit das Stromnetz stabil bleibt.

Erheblicher Investitionsbedarf vor allem im Verteilnetz

Erheblichen Investitionsbedarf gibt es hingegen vor allem im Verteilnetz, das den Strom durch Städte und Stadtteile transportiert. Durch den Zubau von Wärmepumpen, die steigende Zahl an Elektroautos, Photovoltaik-Anlagen auf Wohnhäusern und kleinen Batteriespeichern im Keller wird die Dynamik im Verteilnetz deutlich zunehmen. „Für die Verteilnetzbetreiber und die Stadt-

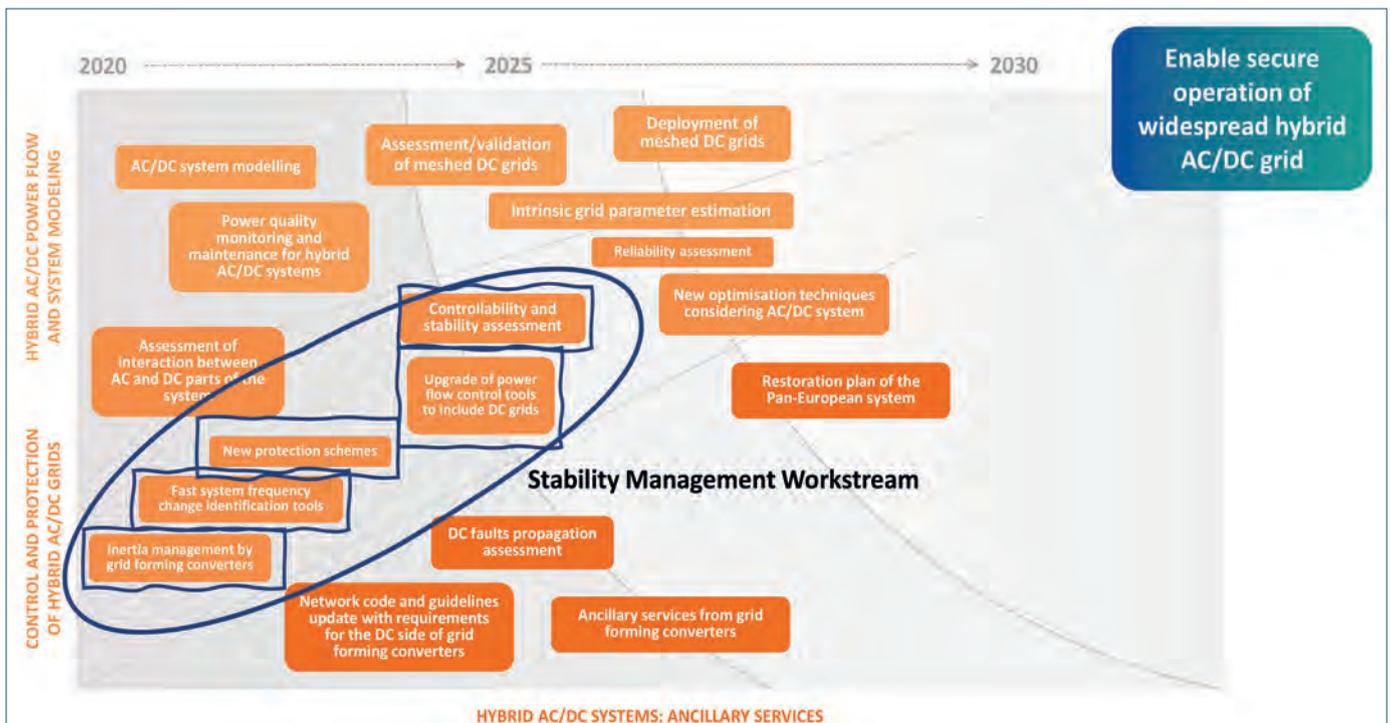


Abb. 2 Für die Transformation des Energiemarktes und den sicheren Betrieb des Stromnetzes bedarf es in den nächsten Jahren vieler Maßnahmen. Die derzeit drängendsten sind blau umrandet

Quelle: RDIC / ENTSO-E

von Windparks und Photovoltaikanlagen, wird der Wert des grünen Stroms sinken. „Wir werden häufiger in Situationen kommen, in denen mehr Sonnen- und Windstrom zur Verfügung steht, als benötigt wird. Der Preis für die Kilowattstunde Strom wird immer öfter gegen null Cent tendieren“, sagte Dr. Patrick Jochem vom DLR-Institut für Vernetzte Energiesysteme. „Wir brauchen daher auch neue finanzielle Anreize, um den Ausbau des Stromsystems zu finanzieren.“

Plattform Klimaneutrales Stromsystem

Das Bundeswirtschaftsministerium hat dafür die Plattform Klimaneutrales Stromsystem ins Leben gerufen, die neue Konzepte für die Finanzierung des neuen Stromsystems auf den Weg bringen sollen. Zum Beispiel müsste das bisherige Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) weiterentwickelt werden, um einen Anreiz für die erforderlichen Investitionen zu schaffen. Zu Beginn des EEGs vor rund 20 Jahren kamen Stromproduzenten zunächst in den Genuss der Einspeisevergütung. Sie erhielten über einen bestimmten Zeitraum einen festen Preis für jede Kilowattstunde Strom, den ein Windrad oder eine Photovoltaikanlage erzeugte. Seit einiger Zeit werden sie nach dem Marktprämienmodell vergütet. „Für die Zukunft benötigen wir noch andere Mechanismen“, sagte Patrick Jochem. Unter anderem, weil die Vergütung von erneuerbaren Energien künftig europaweit vereinheitlicht werden soll.

Diskutiert werden derzeit insbesondere die sog. „two way contracts for differences“ (two way CFDs), die sowohl den Anlagenbauern als auch den Stromkunden mehr finanzielle Sicherheit bieten sollen. Die Idee besteht darin, einen Referenzstrompreis festzulegen. Sinkt der Strompreis unter diesen Wert, wird den Anlagenbetreibern die Differenz bis zum Referenzwert vergütet – etwa aus einer staatlichen Umlage. Damit wird sichergestellt, dass sich ihre Stromerzeugungsanlagen im Laufe des erwarteten Lebenszyklus‘ refinanzieren.

CFDs lassen sich im Detail ganz unterschiedlich gestalten. Mit einem gut durchdachten CFD-Design kann man erreichen, dass das Gesamtsystem optimiert wird und

Photovoltaik-Anlagen oder Windräder künftig auch an Standorten und in Regionen installiert werden, die – hinsichtlich ihres Gesamtenergieertrags – nicht optimal sind: Photovoltaikanlagen z.B. in West-Ost-Ausrichtung und Windräder in Schwachwindgebieten. Das Ziel: Damit sollen regionale Produktionspitzen im Stromnetz geglättet werden, wie sie heute insbesondere an und in der Nord- und Ostsee auftreten, weil dort das Gros der Windanlagen steht.

Auch die Stromkunden werden durch die „two way CFDs“ und den Referenzstrompreis abgesichert: Steigt der Strompreis in Mangelsituationen über den Referenzwert, werden sie – ähnlich wie bei der Strompreisbremse – entlastet und so vor extremen Preisausschlägen geschützt. Eine weitere Alternative zum bisherigen EEG sind sog. Power Purchase Agreements (PPAs). Auch dabei geht es um die finanzielle Absicherung der Anlagenbetreiber. Anders als bei den CFDs schließen die Anlagenbetreiber die Verträge aber nicht mit staatlichen Organen, sondern mit den großen Stromabnehmern in der Industrie ab. „CFDs und PPAs geben zugleich Sicherheit und einen Anreiz für Investitionen“, sagte Patrick Jochem. „Inzwischen hat auch die Politik die Stärke solcher Instrumente erkannt, jetzt geht es darum diese geeignet auszugestalten und zu implementieren.“

Keine nationalen Alleingänge

Deutlich wurde auf der Konferenz vor allem auch, dass es in Europa beim Stromsystem der Zukunft keine nationalen Alleingänge geben kann. Auch sei die Diskussion darum, ob Deutschland bei Engpässen Atomstrom aus Frankreich importieren oder bei Sturm Windstrom in die Nachbarstaaten transferieren müsse, müßig. Vielmehr sei das europäische Verbundnetz, das von Spanien bis nach Nordnorwegen und vom Atlantik bis zur Ukraine reicht, als großes Ganzes zu betrachten.

Für die Stabilität des Netzes sind alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam verantwortlich. Diese sind im European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) zusammengeschlossen. Dr. Knut Styve Hornnes, Experte beim norwegischen Energieunternehmen Statnett,

betonte, wie wichtig diese Zusammenarbeit sei. Unabhängig davon, mit welchen Maßnahmen die einzelnen Staaten ihre Klimaziele erreichen wollten, entwickelten die ENTSO-E-Partner gemeinsam Lösungen für das Stabilitäts-Management im Stromnetz der Zukunft. Dazu hat das ENTSO-E ein Komitee für Forschung, Entwicklung und Innovation ins Leben gerufen. Eines der großen Themen ist die Netzstabilität. Dafür brauche es neue Batteriespeicher und Frequenzrichter für die Momentanreserve und die schnelle Frequenzregelung, die sog. Fast Frequency Response, sagte Knut Hornnes. Neue Anlagen dieser Art würden derzeit vom ENTSO-E in Norwegen getestet.

Fazit

Die zwei Tage in Delmenhorst zeigten, dass der Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem in den kommenden Jahren zunächst großer Anstrengungen und Investitionen bedarf. Mit der Abkehr von Erdgas, Erdöl, Kohle und den kostspieligen Importen werde die Stromerzeugung auf Dauer aber nicht teurer, sondern sehr wahrscheinlich sogar günstiger. Dr. Tim Meyer vom Hamburger Energieberatungsunternehmen 3Epunkt betonte, dass man die anfänglichen Kosten nicht scheuen dürfe. Der Umbau zu einem nachhaltigen Stromsystem müsse jetzt mit Tempo vorangetrieben werden: „Wir haben schon zu viel Zeit verdaddelt. Wir müssen es jetzt hinkriegen.“

Hans-Ulrich Salmen von den Stadtwerken Delmenhorst pflichtete ihm bei und warf zudem einen optimistischen Blick in die Zukunft: „Wir sollten noch viel mehr nach vorne schauen. Ich bin mir sicher, dass wir beim Umbau des Energiesystems nicht gegen einen Eisberg fahren werden. Im Gegenteil, wenn wir jetzt die neuen Technologien in den Markt bringen, wird das unsere Innovations- und Wirtschaftskraft stärken.“ Insofern wollte die Konferenz in Delmenhorst auch Mut machen: Man kann die Transformation zu einem nachhaltigen Stromsystem durchaus auch als Chance begreifen.

T. Schröder, Wissenschaftsjournalist, Oldenburg
www.schroeder-tim.de