

Uwe Leprich, Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) Saarbrücken Stromsystem-Design und EEG 2.0 – neue Aufgaben für die Lieferanten

Technisch gesehen herrscht mehr Klarheit denn je, wie das künftige Stromsystem aussehen soll. Deutschland hat sich auf den Weg begeben, mittelfristig mindestens die Hälfte des Stromverbrauchs über die heimischen erneuerbaren Energiequellen Wasser, Wind und Solar dezentral abzudecken. Allein die Photovoltaik (PV) soll im Jahr 2020 mit 52 Gigawatt (GW) im Portfolio vertreten sein.



Prof. Dr. Uwe Leprich

Zur Flankierung und zum Ausgleich dieser schwankenden Beiträge werden flexible Optionen als Lückenfüller benötigt, die von einfachen Gasturbinen, dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) über Laststeuerungsmaßnahmen beim Verbraucher bis hin zu Stromspeichern reichen. Zudem werden heute bereits erhebliche Anstrengungen unternommen, den bestehenden Kraftwerkspark weiter zu flexibilisieren.

Systemdesign statt Marktdesign

Aktuell ist eine schludrige Verwendung des Begriffs Marktdesign zu beklagen: Einerseits suggeriert der Begriff, eine umfassende Marktlösung für die Realisierung des oben skizzierten Systems anzubieten. Andererseits aber konzentriert er sich häufig zu einseitig auf die Ermöglichung des Zubaus fossiler Backup-Kapazitäten.

Treffender erscheint der Begriff des Systemdesigns, da es tatsächlich darum geht insgesamt vier Segmente im Hinblick auf die Finanzierung des Gesamtsystems zu unterscheiden:

1. Refinanzierung der fluktuierenden erneuerbaren Energien (FEE) mit Grenzkosten nahe Null - vor allem Wind Onshore und PV -, die wegen des Merit-Order-Effekts immer weniger über grenzkostenorientierte Märkte wie die Strombörse vermarktet werden können

2. Finanzierung von Must Run-Anlagen zur Erhaltung der System-sicherheit aus netztechnischer Sicht, vorzugsweise über die Netzentgelte

3. Erlöse aus den Dispatch-Märkten, die für den optimalen Einsatz bereits bestehender Anlagen sorgen

4. Erlöse aus ergänzenden Kapazitätsmechanismen, die Zahlungsströme für die Vorhaltung von Kapazitäten für wind- und sonnenarme Zeiten begründen

Zwischen diesen vier Segmenten gibt es freilich vielfältige Interdependenzen, die bei einer Detaillierung des Systemdesigns zu beachten und auszuloten sind.

Während sich die aktuelle Diskussion auf das vierte Segment konzentriert und hier im Wesentlichen auf den Zubau von Gaskraftwerken, wird die Weiterentwicklung der bestehenden Großhandels- und Regelerneugemärkte im Sinne einer Anpassung an die FEE oder der systematische Ersatz von fossilen Großkraftwerken als Must-Run-Anlagen deutlich weniger thematisiert.

Auslaufmodell EEG?

Traditionelle Ökonomen und verunsicherte Politiker sind sich einig, dass der bisherige Grundpfeiler der Energiewende – das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) – abgeschafft werden müsse. Dagegen wäre sicherlich wenig einzuwenden, wenn andere Instrumente parat stünden, die den Ausbau der erneuerbaren Energien genauso effektiv, möglicherweise kostengünstiger, mit geringem Umsetzungsaufwand bei weiterhin hoher Akzeptanz der Bevölkerung ermöglichen würden. Aber gerade hier ist man seit Monaten einigermaßen erstaunt, mit welcher Naivität selbst

renommierte, energiewirtschaftlich jedoch häufig eher unbedarfte Ökonomen in die Instrumentenkiste greifen, um vermeintliche Alternativen zum EEG zu präsentieren.

Da wird uns eine pauschale Quotenlösung als neuer Ansatz präsentiert, als ob ihn die Diskussion darüber nicht bereits vor 20 Jahren als nicht praktikabel abgeräumt hätte.

Da werden Ausschreibungsverfahren bemüht, die sich beispielsweise in Großbritannien weder als effektiv und schon gar nicht als kostengünstig erwiesen haben.

Da muss „der Markt“ als Rettungsanker erhalten, als hätte uns die globale Finanzkrise nicht drastisch vor Augen geführt, dass allzu schlichte Marktgläubigkeit eher Interessen bedient als Probleme löst. Fällt dann der Blick auf die reale Welt, wird man sehr schnell feststellen, dass weit und breit kein Instrument erkennbar ist, das es mit dem EEG aufnehmen könnte.

Letztlich gibt es bei Zugrundelegen des Ziels der Bundesregierung, bis 2020 einen Anteil von mindestens 35 Prozent erneuerbare Energien an der gesamten Stromerzeugung zu erreichen, keine Alternative dazu, das EEG intelligent weiter zu entwickeln – zu einem EEG 2.0.

Wesentliche Aspekte dieser Weiterentwicklung wären unter anderem die Implementierung eines neuen Finanzierungsmechanismus, Anreize für eine systemunterstützende Auslegung von Neuanlagen sowie Regelungen zur weiteren Verbesserung der Wind- und Solarprognosen in Kooperation mit den Anlagenbetreibern. ▶▶

► Das Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) hat einen ersten weitergehenden Vorschlag für einen neuen Finanzierungsmechanismus vorgelegt, der auf folgenden drei Säulen beruht:

Lieferanten zahlen nur noch für Ist-Viertelstundenprofile

1. Zugunsten eines maximalen Pool-Effekts und der Optimierung der Prognosequalität und -kosten bietet es sich an, den Strom aus FEE-Anlagen weiter bundesweit einzusammeln und zu einem gemeinsamen FEE-Lastprofil zu verdichten. Dies betrifft zunächst vor allem Wind-Onshore und PV, aber auch große Teile der Laufwasserkraftwerke, die ebenso grenzkostenfrei und kaum langfristig präzise prognostizierbar sind. Ein möglicher Eigenverbrauch aus diesen Anlagen ist davon unbenommen, da er lediglich die Nachfragelast der Kunden korrigiert. Die Rolle des Einsammelns haben aktuell die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) inne. Ob sich hier ein neuer zentraler Akteur anbietet, kann zunächst offen bleiben.

2. Das nationale FEE-Lastprofil wird anteilig, d.h. gemessen am Absatz, den Stromlieferanten (also den Vertrieben) zugewälzt. Dieses Wälzen erfolgt viertelstündlich. Dadurch fällt den Lieferanten die Aufgabe zu, künftig ihre Residuallast als Differenz von Kundenlast und anteiligem FEE-Lastprofil zu decken. Das hat unter anderem zur Folge, dass das Lieferantengeschäft erheblich kurzfristiger wird und der Spotmarkt und hier vor allem der Intraday-Markt künftig an Gewicht gewinnen.

3. Der Lieferant bezahlt für das FEE-Lastprofil einen Preis, der den durchschnittlichen EEG-Vergütungskosten der im Profil enthaltenen Anlagen entspricht. Die Vergütungen werden nach wie vor gesetzlich festgelegt.

Ein Hauptunterschied zu der bis 2009 herrschenden Wälzung besteht also darin, dass die Lieferanten für Ist-Viertelstundenprofile zahlen, nicht für Monatsbänder, die aufwändig, fremdbestimmt und mit hohem Prognoserisiko aus Profilen veredelt wurden.

Daraus ergeben sich eine Reihe erwünschter Nebeneffekte: Der Vor-

schlag wirkt einer zu kleinräumigen und damit volkswirtschaftlich gesehen suboptimalen Optimierung von FEE-Anlagen entgegen – zum Beispiel als Teil von virtuellen Kraftwerken.

Die Lieferanten werden zu wichtigen Energiewende-Akteuren aufgewertet, indem sie in ihren Strom-Bilanzkreisen eine volkswirtschaftlich sinnvolle Ausgleichs- und Integrationsleistung erbringen. Des Weiteren organisieren sie als Marktakteure einen wettbewerblichen Suchprozess für dezentrale Flexibilitätsoptionen in einem Residuallastmarkt. Zugleich sind sie gezwungen, systematisch den fortschreitenden Systemwandel in ihren Beschaffungsstrategien vorausdenken.

Der Vorschlag schafft zudem die EEG-Umlage faktisch ab. Die sinkenden spezifischen Kosten der erneuerbaren Energien spiegeln sich in sinkenden Preisen für den abzunehmenden FEE-Strom wider. Ob die Lieferanten diesen Kostenblock für das FEE-Lastprofil separat ausweisen oder nicht, bleibt ihnen überlassen.

Weiterer Untersuchungsbedarf

Zweifellos wirft der Vorschlag zu diesem Zeitpunkt noch Fragen auf, die gründlicherer Untersuchungen bedürfen, unter anderem die folgenden: Wie hoch sind die Risiken der Lieferanten zu veranschlagen, die durch eine Verlagerung zu kurzfristigen Beschaffungsstrategien entstehen, und wie schlägt sich dies in den Preisen nieder? Führt der Vorschlag zu einer Marktberingung bei den Lieferanten? Oder wird dadurch vor allem die Rolle bestehender Aggregatoren gestärkt, die heute schon die Beschaffung für größere Lieferantengruppen organisieren?

Insgesamt erscheint es höchste Zeit, den Blick auf das gesamte Design für das künftige erneuerbare Stromsystem zu richten und ihn nicht auf die Finanzierung des Zubaus fossiler Backup-Kapazitäten zu verengen. Insbesondere die Refinanzierung der in den nächsten Jahren neu zu errichtenden Wind- und Solaranlagen steht weiterhin im Zentrum der Aufmerksamkeit. Und gerade hier sind Vorschläge gefragt, die das bislang unglaublich erfolgreiche EEG weiterentwickeln. ■

Energieglossar

Backup-Kapazitäten

Backup-Kraftwerke (zum Beispiel Gaskraftwerke) werden benötigt, um auch in Zeiten ausbleibender oder geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energien die Versorgung sicher zu stellen.

Dispatch-Märkte

Das Ziel des Dispatch ist der kostenoptimale Einsatz der bestehenden Kapazitäten. Dies soll durch entsprechende Märkte gewährleistet werden. Zu unterscheiden sind hier die Großhandelsmärkte mit der Strombörse als zentralem Marktplatz von den Regenergiemärkten, wo durch Ausschreibungsverfahren die benötigten Kapazitäten beschafft werden. Dispatch-Märkte sind in der Regel nicht in der Lage, den kostenoptimalen Zubau von Kapazitäten zu garantieren.

Merit-Order Effekt

Er entsteht dadurch, dass erneuerbare Energien mit Grenzkosten nahe Null „unlimitiert“ (also ohne Preisvorgabe) an der Strombörse angeboten werden. Dadurch werden die teuren Kraftwerke auf der „rechten Seite“ der Merit-Order verdrängt, wodurch der Börsenpreis gesenkt wird.

Must-Run-Anlagen

Ein Kraftwerk hat einen Must-Run-Charakter, wenn es eine bestimmte Leistung bereitstellen muss. Gründe dafür können zum einen technische Notwendigkeiten wie etwa die Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes durch „große rotierende Massen“ sein, aber auch Versorgungspflichten wie zum Beispiel die Gewährleistung der Wärmeversorgung durch KWK-Anlagen.

Residuallast

Sie stellt den Anteil an der gesamten nachgefragten Last dar, der nach Abzug der Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch flexible Kraftwerke, Speicher oder Lastmanagement gedeckt werden muss.