

Stromversorgung der Zukunft: Markt- oder Planwirtschaft?

Reinhard Haas, Michael Hartner, Hans Auer und Georg Erdmann

Die EU hat sich in den letzten Jahrzehnten in mehreren Direktiven Ziele zur Umgestaltung des Strommarktes bzw. des Stromsystems insgesamt gesteckt. Zentral sind die Implementierung eines weitgehend einheitlichen Marktes sowie die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energieträger (EE) an der Stromerzeugung. In den letzten Jahren wurden wesentliche Fortschritte in Richtung beider Zielvorgaben erzielt. Um jedoch ein nachhaltiges Stromsystem zu schaffen, müssen neue Antworten bezüglich kurzfristiger dramatischer Preisspitzen und sinkender Versorgungssicherheit gefunden werden. Ein revised energy-only market (REOM) könnte hierzu einen wesentlichen Beitrag leisten.

Die Spotmarktpreise in Deutschland, Frankreich, Schweiz, Österreich, Tschechien, Polen und den Niederlanden waren in den letzten Jahren sehr ähnlich, was auf einen weitgehend integrierten Markt hindeutet. Zudem ist der Anteil der EE an der Stromerzeugung europaweit bis 2011 auf ca. 21 % gestiegen, wobei besonders der Anteil „neuer“ EE (ohne Wasserkraft) mit mittlerweile ca. 11 % besonders hervorzuheben ist [1]. Allerdings hat der Anstieg der EE dazu geführt, dass das bisherige Modell der Strompreisbildung über „merit order“-Kurven und kurzfristige Grenzkosten in letzter Zeit in einigen Ländern in Frage gestellt und eine Diskussion um neue Marktmodelle gestartet wurde.

Auch die EU hat diesem Aspekt unter dem Titel „Neues Marktdesign“ verstärkte Aufmerksamkeit gewidmet [2]. Der Grund für diese Diskussionen über neue Marktmodelle sind folgende vermutete Probleme [3]:

- Aufgrund des hohen Einsatzes von volatiler EE und reduzierter Verfügbarkeit (flexibler) thermischer Kraftwerke könnte die Versorgungssicherheit sinken.

- Wegen der Knappheit zu bestimmten Zeiten könnten die Strompreise temporär dramatisch steigen und damit insgesamt die Stromrechnung für die Konsumenten deutlich erhöhen.

Im Folgenden werden diese Probleme systematisch analysiert und ein Beitrag zur Lösung mit einem revised energy-only market (REOM) präsentiert.

Aktuelle Strompreisbildung

Das derzeit in Strommärkten verwendete Grundprinzip der Preisbildung basiert da-

rauf, dass die Preise aus dem Schnittpunkt von Nachfrage und Grenzkosten der Erzeugung in der sog. „merit order“ resultieren. Da zu Beginn der Liberalisierung der Strommärkte europaweit beträchtliche Überkapazitäten aus der Zeit primär nationalstaatlicher Planung existierten, war praktisch Konsens in allen Ländern und Regulierungsbehörden, dass sich die Preise aus den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung ergeben müssen.

Allerdings zeigen die Erfahrungen an der Strombörse Nordpool schon seit Jahrzehnten, dass auch eine sog. Knappheitspreisbildung als Preisfindungsinstrument funktioniert. Im Nordpool wurden lange Zeit vor allem Wasserkraft- und Atomkraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt; beide haben praktisch keine kurzfristigen Grenzkosten. Die Preisbildung funktionierte trotzdem weitgehend problemlos. Allerdings spielt dort auch der ergänzende Terminmarkt eine wichtige Rolle.

Der Einfluss volatiler Erneuerbarer auf die Strompreise

Welchen Einfluss haben nun große Mengen volatiler EE auf die Strompreise? Dazu zeigt Abb. 1 die Verhältnisse für das Beispiel der Erzeugung aus Photovoltaik (PV), Wind und Laufwasserkraft im Vergleich zur Nachfrage in einer Sommerwoche (basierend auf synthetischen Daten Österreichs). Es ist zu erkennen, dass sich Über- und Unterdeckung in diesem Zeitraum mehrmals abwechseln. Zu Zeiten von Unterdeckung sind zusätzliche Mengen aus flexiblen Kraftwerken oder Speichern oder durch verbraucherseitige Maßnahmen abzudecken.

Allerdings haben die Erfahrungen der letzten Jahre gezeigt, dass die Einsatzzeiten, in

denen thermische Kraftwerke mit „Back-up“-Funktion benötigt werden, geringer wurden und die Volllaststunden deutlich gesunken sind. Bei steigenden Anteilen volatiler EE versteht es sich also von selbst, dass die thermischen Kraftwerke an weniger Stunden benötigt werden. Wie würde sich nun das Angebotsverhalten von Gaskraftwerken im Spotmarkt ändern, wenn die Volllaststunden auf 1 000 bis 2 000 Stunden pro Jahr sinken? Der wesentliche Aspekt ist, dass der Anteil der fixen Kosten bei niedriger Volllaststundenzahl merklich höher ist als bei hoher.

Früher, bei hoher Volllaststundenzahl und zugleich immer wieder hohen Marktpreisen (wenn auch Gasturbinen zugeschaltet wurden und diese dann den Preis bestimmten), konnten zu diesen Zeiten Deckungsbeiträge für nicht abgeschriebene GuD-Anlagen erzielt werden. In der neuen Marktsituation mit geringeren Volllaststunden und selbst zu Knappheitszeiten mit überwiegend niedrigeren Spotmarktpreisen können die fixen Kosten kaum noch gedeckt werden, weil aufgrund der niedrigen CO₂-Preise vor allem abgeschriebene Kohlekraftwerke zum Einsatz kommen. So gab es im Jahr 2013 praktisch keine echten Preisspitzen am Spotmarkt [4]. Angesichts der existierenden Überkapazitäten werden also neue Gasturbinen praktisch nicht benötigt. Das kann sich mit dem weiteren endgültigen Abstellen von Kernkraftwerken – und anderen thermischen Kraftwerken – in den nächsten Jahren allerdings ändern.

Zudem ist bezüglich der variablen Kosten bei gasbefeuerten Kraftwerken zu berücksichtigen, dass die Primärenergie in vielen Fällen Bestandteil sog. „Take-or-Pay“-Verträge ist; eine denkbar schlechte bzw. ruinöse Voraussetzung im Falle verminderter Ein-

satzzeiten in einem auf kurzfristigen Grenzkosten basierenden Strommarktmodell.

Kurzfristige Grenzkosten oder Knappheitspreise?

Dies führt zur Erkenntnis, dass nur durch Preisbildung basierend auf langfristigen Grenzkosten bzw. kurzfristig akzeptierten strategischen Preisen die Wirtschaftlichkeit flexibler neuer Kraftwerksinvestitionen sichergestellt werden kann. Zudem erhält die Bereitschaftshaltung einen viel höheren Stellenwert. Die Eigentümer von Kohle-, Gas- oder Biomassekraftwerken werden also nur dann Strom am Spotmarkt anbieten, wenn sie auch einen ausreichend hohen Deckungsbeitrag generieren, um die Neuinvestitionen zu finanzieren oder zumindest die Betriebskosten bestehender Kraftwerke decken zu können, d. h. wenn an einer ausreichend hohen Stundenanzahl der Strompreis höher ist als die variablen Kosten des jeweiligen Grenzkraftwerks. Die über den kurzfristigen Grenzkosten liegenden Preisspitzen können auch als Knappheitspreise bzw. Knappheitsrenten interpretiert werden [5].

Im Bezug auf die Preise konventioneller Kapazitäten bedeutet das, dass zu Unterdeckungszeiten die Strompreise sehr hoch ausfallen, bei Überdeckung hingegen in der Nähe von Null oder deutlich negativ sind. Die zur Darstellung in Abb. 1 korrespondierende beispielhafte Preisentwicklung zeigt Abb. 2 an einem Beispiel für Österreich. Daraus ist auch erkennbar, dass langfristig bei großen Mengen an intermittierenden EE die „price spreads“ wieder deutlich steigen werden. Aus Sicht der Autoren sind die derzeit geringen spreads eine vorübergehende Entwicklung in Folge der Abdeckung der Mittagsspitze durch PV-Einspeisung. Bei einem weiter steigenden PV- und Windanteil sollten auch die spreads wieder ansteigen, wenn auch mit geänderten zeitlichen Mustern. Dies wäre aber vor allem eine Folge der Bereitschaft des BKartA, Knappheitsrenten als marktwirtschaftliches und wettbewerbliches Element des EOM zuzulassen. Auch wenn diese als Zeichen von (temporärer) Marktmacht interpretiert werden könnten, würden verschiedene Anbieter steuerbarer Kapazitäten damit ihre Investitionen finanzieren können – nicht nur die marktmächtigen Unternehmen E.ON und RWE. Die Ener-

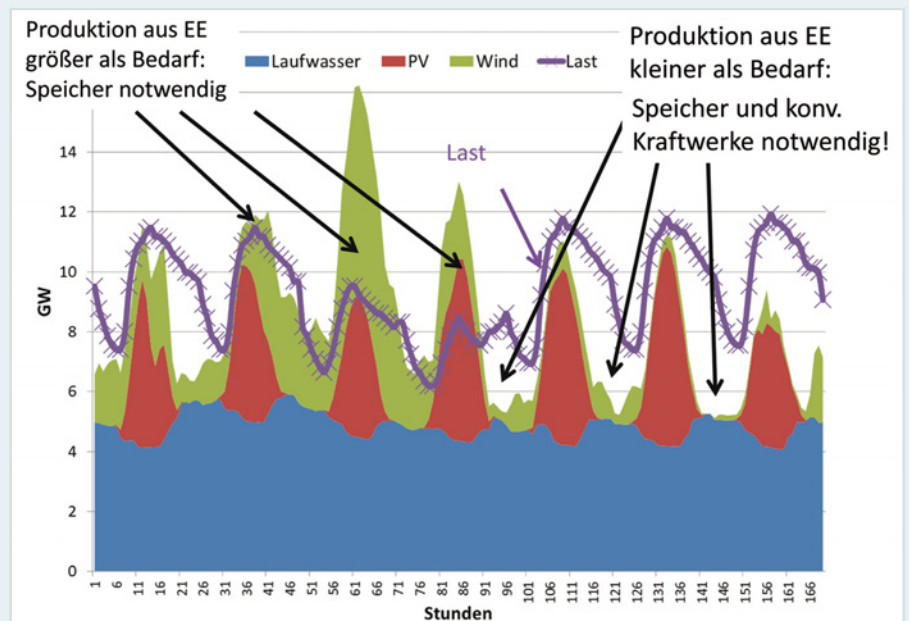


Abb. 1 Beispiel der Erzeugung aus PV, Wind und Laufwasserkraft im Vergleich zur Nachfrage in einer Sommerwoche

giepreise würden damit im Durchschnitt steigen, doch würde der Nachteil zulasten der Letztverbraucher dadurch ausgeglichen, dass kein Kapazitätsmarkt mit entsprechenden Kapazitätszahlungen erforderlich wäre.

Die Frage ist nun, ob für die Integration großer Mengen volatiler EE fundamentale Umgestaltungen des Marktes erforderlich sind. Am einfachsten und marktkompatibelsten wäre es, dies weiterhin die Märkte bestimmen zu lassen und sog. revised energy-

only markets zu implementieren. Das derzeit existierende Dogma der Preisbildung (Preis = kurzfristige Grenzkosten) in einem reinen energy-only-Markt wird sehr wahrscheinlich nicht haltbar sein.

Der erste Eckpfeiler eines neuen Marktdesigns wäre also, das in Abb. 2 beschriebene Preismuster zu akzeptieren. Wenn die Regulatoren bereit wären, gelegentlich hohe Knappheitspreise in Spotmärkten zu tolerieren, die deutlich über den kurzfris-

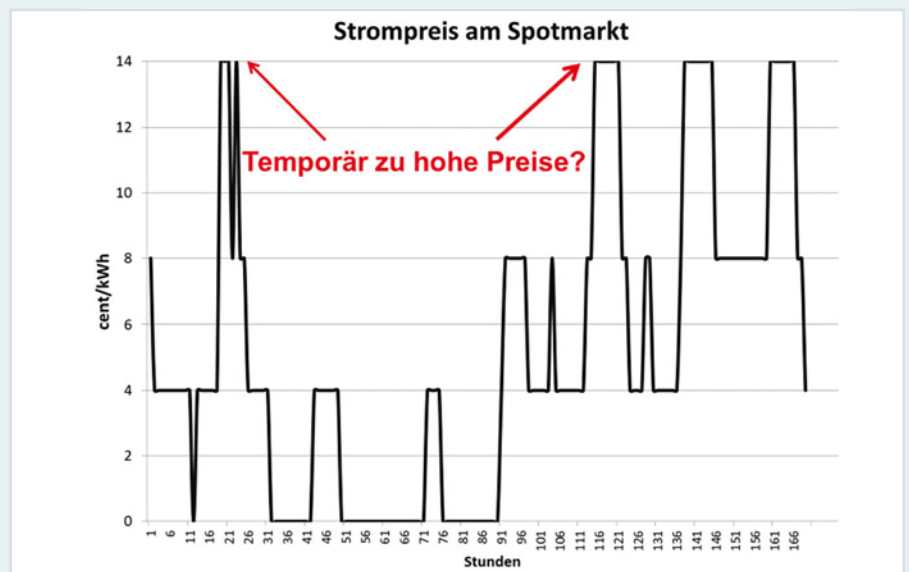


Abb. 2 Beispielhafte Entwicklung des Strompreises am Spotmarkt korrespondierend zu Abb. 1

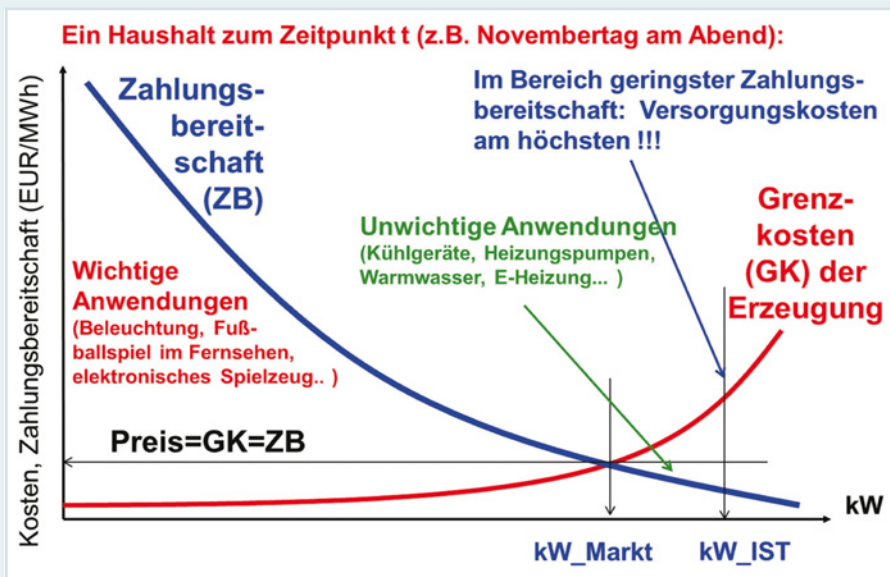


Abb. 3 Ein Marktansatz zur Einbindung der Nachfrage in den Strommarkt

tigen Grenzkosten liegen können, ohne die Marktteilnehmer des Missbrauchs von Marktmacht zu beschuldigen, gäbe es keinen Grund mehr für die Einführung grundsätzlich anderer Marktmodelle. Hier ist zu beachten, dass die erforderlichen strategischen Preisspitzen (Knappheitspreise) nur über die Ausübung von Marktmacht im Spitzenlastsegment erzielt werden können, denn unter Wettbewerb gibt es immer einen Anreiz, die Angebote bis zu den kurzfristigen Grenzkosten zu reduzieren. In diesem Sinne wäre eine gewisse Marktmacht eines Marktteilnehmers im Spitzenlastsegment eine Voraussetzung für die Realisierung von Knappheitspreisen und von Deckungsbeiträgen zur Finanzierung von Fixkosten

Dimensionen eines Strommarktgleichgewichts

Allerdings ist das oben beschriebene Preismuster nur aus angebotsseitigen Maßnahmen abgeleitet. Neben der reinen Stromerzeugung gibt es aber auch prinzipiell Marktanreize für viele andere Optionen des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage in einem Strommarkt. Vor allem sind nachfrageseitige Aspekte – Anreize für technisches DSM und preisbasierte Nachfragereaktionen (Demand Response) – in Abb. 2 nicht berücksichtigt. Zudem beeinflussen sie den Ausbau der Übertragungsnetze, die Implementierung von Smart Grids und die Rahmenbedingungen für dezentrale und zentrale Speicher.

Der zweite Eckpfeiler eines REOM ist eine nachfrageseitige Kontrahierung von Kapazitäten. Dieser beruht auf einer Neudefinition von Versorgungssicherheit. Derzeit ist es so, dass die überwiegende Masse der Letztverbraucher eine hundertprozentig ausfallfreie Stromversorgung erhalten. Doch wurden die Konsumenten überhaupt noch nie gefragt, was ihnen eine unterbrechungsfreie Stromlieferung wert ist bzw. was sie dafür zu zahlen bereit wären. Die Option, dass für manche Stromverbraucher durchaus eine vordefinierte Minimalleistung akzeptabel sein könnte, wenn diese mit Preisvorteilen gegenüber einer unterbrechungsfreien Vollversorgung verbunden wäre, wird derzeit von der Branche bzw. der Regulierungsbehörde gar nicht erst in Erwägung gezogen. Die Stromversorger könnten jedoch von sich aus tätig werden, anstatt für neue Fördermittel über einen entsprechenden Kapazitätsmechanismus Lobbyarbeit zu betreiben. Dass für verschiedene Kundengruppen gesicherte Leistungen deutlich unterschiedlich viel wert sind, hat Praktiknjo [6] sehr eindrucksvoll herausgearbeitet.

Dazu ist vor allem die historische und derzeit noch immer gültige Definition von Versorgungssicherheit in Frage zu stellen: Jede Nachfrage ist zu jeder Zeit angebotsseitig zu decken, egal welche Kosten damit verbunden sind. Das Grundprinzip zeigt Abb. 3. Zu einer bestimmten Zeit wird z. B. von einem Haushalt eine bestimmte Leistung kW_{IST}

konsumiert, wobei Anwendungen mit hoher (in Abb. 3 links) und solche mit niedriger Zahlungsbereitschaft (in Abb. 3 rechts) inkludiert sind. Wie ebenfalls zu erkennen ist, steigen allerdings die Grenzkosten der Leistungsbereitstellung deutlich an und überschreiten in diesem Beispiel den Punkt des eigentlichen Marktgleichgewichts kW_{Markt} merklich. Die marktbasierende Alternative ist also, dass das Stromvertriebsunternehmen oder die Bilanzgruppe [7] nicht nur angebotsseitig Verträge über Kapazitäten abschließt, sondern auch mit den Kunden vereinbart, wie viel diese zu welchen Zeitpunkten für Leistung tatsächlich zu bezahlen haben.

Darauf würde ein Modell zur zukünftig möglichen flexiblen Deckung der Residuallast (Residuallast = Last minus Stromerzeugung aus volatilen EE) aufbauen. Abb. 4 zeigt, wie in Zukunft diese flexible Deckung der Residuallast aussehen könnte, wenn diese am höchsten ist. Ein bestimmter Anteil kann zunächst durch einen Ausbau des Übertragungsnetzes abgedeckt werden. Eine andere Option ist eine Erweiterung der Regelzonen, die auch eine prinzipielle Glättung der Residuallast bewirken würde. Eine weitere Lastreduktion, die die grüne Linie in Abb. 4 repräsentiert, wird durch (Groß-)Kundenreaktionen auf Preise realisiert.

Smart Grids werden durch kurzfristige Laststeuerung und Frequenzregelung einen weiteren Beitrag leisten. Eine ebenfalls wichtige Rolle werden zentrale oder dezentrale Speicher spielen, wobei ihr kommerzieller Stellenwert vor allem vom zeitlichen *price spread* abhängig sein wird. Und schließlich wird es auch weiterhin eine Deckung durch Backup-Kraftwerke geben (siehe den unteren Bereich von Abb. 4).

Abschließend sei zu den revised energy-only markets festgestellt: Es werden auch in Deutschland sicher nicht von heute auf morgen alle konventionellen thermischen Kraftwerke abgeschaltet oder eingemottet. Das größte Problem haben GuD-Anlagen wegen der hohen Gaspreise und der auch Emissionshandelsbedingt niedrigen Kohlestrompreise. Abgeschriebene Kohlekraftwerke sind derzeit praktisch immer am billigsten.

Im Detail ist dabei auf einen differenzierten Vergleich der verschiedenen Primärener-

gieträger hinzuweisen: Gasbezug basierend auf derzeit unattraktiven „Take-or-Pay“-Verträgen im Vergleich zu billiger Steinkohle vom Weltmarkt bzw. billiger heimischer Braunkohle. Wie am Anfang dieses Artikels schon festgestellt wurde, ist Deutschland zudem keine Strominsel, denn auch in den Nachbarländern sind noch Kapazitäten vorhanden. Wichtig ist in diesem Kontext dynamisches Lernen aller Marktteilnehmer. Dann werden sich nach einiger Zeit (strategische) Strommarktpreise und angebotene Kraftwerkskapazitäten einpendeln.

Effekte von Kapazitätszahlungen

Als eine Alternative zu temporär hohen Preisen – wenn also ein Preismuster nach Abb. 2 nicht akzeptiert wird – werden zentrale staatliche Kapazitäts-„märkte“ diskutiert. Das Hauptargument dafür ist, dass ohne eine fixe „Stand-by fee“ für flexible Kraftwerke diese rigoros stillgelegt werden, weil sie nicht mehr profitabel wären oder sogar Verluste generieren würden. Das Motiv der Kapazitätsprämien ist also der Erhalt der Versorgungssicherheit.

Bei zentralen Kapazitätsmärkten würden von einer staatlichen Einrichtung über einen bestimmten Zeitraum flexible Kraftwerkskapazitäten ausgeschrieben, die eine fixe Zahlung für die Bereitstellung bzw. Bereithaltung der Leistung erhalten würden. Je nach diskutiertem Modell sollen dafür existierende und/oder neu zu bauende flexible Kraftwerke in Frage kommen [8].

Allerdings gibt es praktisch eine Vielzahl von Problemen und offenen Fragen in Bezug auf die Einführung von solchen zentralen Kapazitätsmärkten. Die wichtigsten sind:

- Zunächst ist die Bezeichnung „Märkte“ in diesem Kontext irreführend. Es ist praktisch schwer vorstellbar, dass überhaupt Märkte zustandekommen. Wenn z. B. ein Problem Deutschlands Stromknappheit im Süden ist, wie soll das ein gesamtdeutscher Markt lösen? Deshalb sprechen viele mittlerweile von „Kapazitätsmechanismen“ (KM).
- Welche Kapazitäten sollen in absoluten Werten auf nationaler Ebene von einem angebotsseitigen KM ausgeschrieben werden?
- Wie wird das Verhältnis zwischen bestehenden ineffizienten und neuen effizienten Kraftwerken in KM abgestimmt?

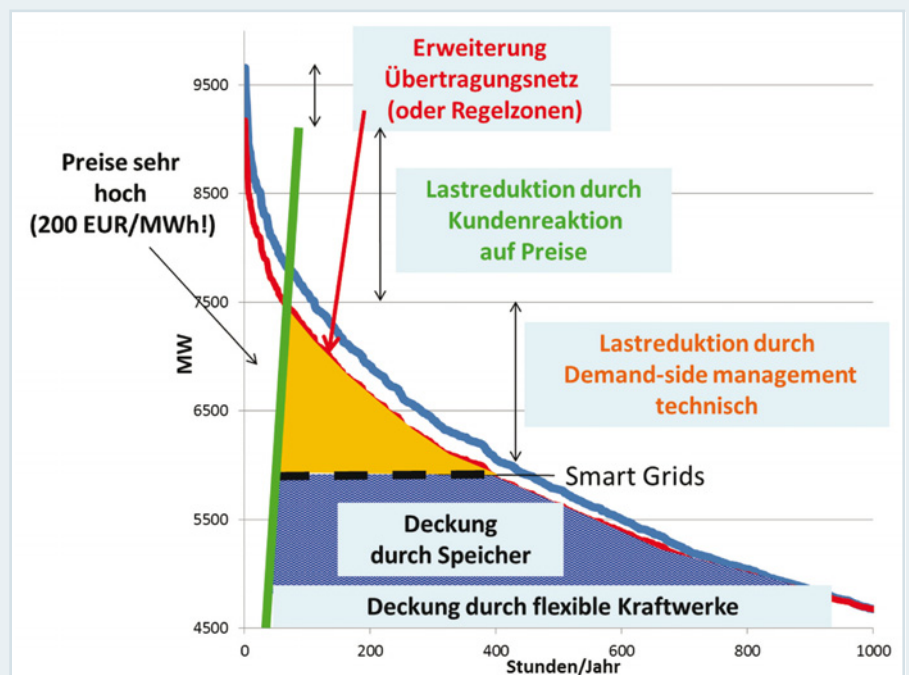


Abb. 4 Zukünftige mögliche flexible Deckung der Residuallast

- Welche bestehenden Kraftwerke sind abhängig von ihrer Effizienz bzw. CO₂-Bilanz überhaupt noch akzeptabel?
- Wie erfolgt die Abstimmung mit der CO₂-Politik? Denn die in den letzten Jahren verfallenen CO₂-Preise sind mit ein Grund für die Forderung nach KM.
- Wie werden in diesem Kontext Speicher bewertet?
- Wozu in Smart Grids investieren, wenn deren Potenziale dann ohnehin nicht genutzt werden, weil alle Kapazitäten angebotsseitig bereitgestellt werden?
- Wie sollte bei zentralen KM jemals die Nachfrageseite aktiv am Markt teilnehmen (Stichwort: Demand Response) und ihrerseits selbst die Zahlungsbereitschaft gesicherter Leistung mitbestimmen können?

Somit könnten KM das Problem erzeugen, welches sie beseitigen sollen. Niemand baut bzw. betreibt mehr ein Back-up-Kraftwerk, wenn er nicht in den Genuss von Kapazitätszahlungen kommt. Die entsprechenden strategischen Spiele der Unternehmen kann man derzeit in Deutschland beobachten. Entsprechend hat die BNetzA jetzt „Abschaltverbote“ festgesetzt, die selbstverständlich von den Betroffenen aus ureigenem Interesse beklagt werden (müssen).

Die internationale Dimension von Kapazitätsmechanismen

Ein weiterer zentraler Aspekt der Diskussion um KM ist die internationale Komponente, vor allem in einem integrierten Markt wie derzeit in Westeuropa. Diese Integration bedeutet, dass Eingriffe in den Markt eines Landes in Westeuropa auch die Strompreise in den anderen Ländern dieses Marktes beeinflussen.

Die Diskussion beginnt natürlich mit nationalen Überlegungen für Kapazitätsmechanismen. Dabei ist rasch erkennbar, dass diese sehr ineffizient wären, wie aus dem folgenden Statement des EWI Köln hervorgeht: „Bei jeder zentralen Nachfrage wird eher zu viel Kapazität nachgefragt werden. Warum? Wenn sich Politiker die Mühe mit so einem Mechanismus machen, dann wollen sie auch sicher gehen, dass immer genug Kapazität da ist. Das heißt im Zweifel lieber ein paar Gigawatt mehr“ [9]. Es ist unschwer vorstellbar, welche Überkapazitäten entstehen, wenn alle europäischen Länder nationale KM aufbauen.

Da der westeuropäische Strommarkt sehr stark integriert ist, sind die nationalen Planungen um die internationale Komponente,



Abb. 5 Die Planungsspirale bei der Einführung möglicher Kapazitätsmärkte

den Einfluss internationaler Speicher – für Deutschland vor allem aus der Schweiz und Österreich – und den internationalen Netzausbau zu erweitern. Dies führt nach einiger Zeit unweigerlich zu internationaler Planung von zentralen KM und auch der Forderung nach gemeinsamer internationaler Finanzierung (vgl. Abb. 5). Und diese wird über kurz oder lang eine zentraleuropäische Planung benötigen. Fazit: Es würde immer mehr und zentraler zu planen sein und die Kosten würden wohl ebenfalls steigen. Am Ende könnte im Bereich der Investitionen in die Stromversorgung eine Planwirtschaft stehen, die jene vor der Liberalisierung der Strommärkte noch überreffen würde.

Den Prototyp zukunftsfähig gestalten

Die Stromversorgung und die Strommärkte sind derzeit im Umbruch begriffen. Das System der Zukunft wird in vielen Facetten anders ausschauen wie bisher. Derzeit besteht die einmalige Chance, den Umbau in Richtung eines nachhaltiges Stromsystems nach marktwirtschaftlichen Grundsätzen auszurichten und dabei nicht nur die weitgehend auf EE basierenden Elektrizitätsbereitstellung einzubeziehen, sondern auch die Flexibilitätsoptionen auf Seiten der Letztverbraucher. Die wichtigsten Schlussfolgerungen für die Marktintegration großer Mengen volatiler EE lauten:

■ Derzeit funktionieren die energy-only-Märkte. Es heißt allerdings Abschied zu nehmen von der Annahme, dass sich der wettbewerbliche Preis weiterhin immer nur aus den kurzfristigen Grenzkosten ergibt. Die Marktaufsicht darf temporäre Knappheitspreise nicht mehr als missbräuchliche Nutzung von Marktmacht betrachten.

■ Der Begriff der Versorgungssicherheit ist über kurz oder lang neu zu definieren, und zwar in dem Sinne, dass auch die individuelle Zahlungsbereitschaft der Kunden für gesicherte Leistung mit einzubeziehen ist. Ähnlich wie bei der individuellen Wahl ihres Versorgers sollen die Kunden auch eine individuelle Wahlentscheidung über den gewünschten Grad an Versorgungssicherheit bekommen, was selbstverständlich die individuelle Übernahme der damit gegebenenfalls verbundenen Zusatzkosten beinhalten muss. Wichtig ist, dass letztendlich ein kostenminimales Portfolio aller Optionen zur Sicherung eines Gleichgewichts von Stromerzeugung und -verbrauch zu jedem Zeitpunkt realisiert wird.

■ Ein zentraler Aspekt ist dabei das „Lernen“, um das Potenzial an Lösungen aller Marktteilnehmer auszuschöpfen und somit der vollen Bandbreite an angebots- und verbraucherseitigen Optionen (inkl. Smart Grids, Speichern und nachfrageseitigen Reaktionen) eine Chance zu geben. Wir müssen „das Entdeckungsverfahren des Marktes nutzen“ [7].

■ Im Übrigen ist zusammenfassend festzustellen, dass rein angebotsseitige zentra-

le Kapazitätszahlungen wohl der Tod jeder Idee wären, einen Wettbewerb zwischen allen verfügbaren Optionen im Stromsystem zu initiieren.

Anmerkungen

[1] European Commission: EU Energy in Figures – Statistical Pocketbook 2013. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2013, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/energy/publications/doc/2013_pocket-book.pdf

[2] Vgl. z. B. Koch, O.: Electricity market design. Presentation at IAEE-conference, Düsseldorf, 18.-21.7.2013.

[3] Vgl. z. B. Löschel, A.; Flues, F.; Pothen, F.; Massier, P.: Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung. In: „et“, 63. Jg. (2013), Heft 10, S. 22-25 oder Agora Energiewende: Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt? Impulse 8/2012, abrufbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Impulse_Kapazitaetsmarkt-Veranstaltung_24082012_web.pdf

[4] Vgl. www.eex.com

[5] Vgl. Löschel et al. (siehe Anm. [3]).

[6] Praktiknjo, A.: Sicherheit der Elektrizitätsversorgung im Spannungsfeld der energiepolitischen Ziele Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Dissertation. TU Berlin, 2013.

[7] Vgl. Erdmann, G.: Das Entdeckungsverfahren des Marktes nutzen. In: *Energie & Management*, 15.8.2012, S. 6.

[8] Vgl. die Diskussion in den letzten Ausgaben der „et“ und in Finkerbusch, K.; Scheffer, F.: Eine Bewertung verschiedener Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heft 1, 37. Jg. (2013), S. 13-25 und Cramton, P.; Ockenfels, A.: Economics and Design of Capacity markets for the power Sector. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36. Jg. (2012), Heft 2, S. 113-134.

[9] *Energie & Management*, 15.7.2013, S. 10-11.

Weitere Literatur

Erdmann, G.: Kapazitätsmechanismus für konventionelle und intermittierende Elektrizität. In: Agora: (siehe Anm. [3]).

Haas, R.; Lettner, G.; Auer, J.; Duic, N.: The looming revolution: How Photovoltaics will change electricity markets in Europe fundamentally. In: *Energy* 57/2013, S. 38-53.

Univ.-Prof. Dr. Dipl.-Ing. R. Haas, Mag. M. Hartner, Dipl.-Ing. Dr. H. Auer, Energy Economics Group, Technische Universität Wien, Prof. Dr. Georg Erdmann, TU Berlin
haas@eeg.tuwien.ac.at